

LA ENERGÍA EN ESPAÑA

2003



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO

SECRETARÍA GENERAL
DE ENERGÍA

DIRECCIÓN GENERAL
DE POLÍTICA ENERGÉTICA
Y MINAS

AÑO 2004

**MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

Edición

Centro de Publicaciones

Elaboración y coordinación de contenidos

Dirección General de Política Energética y Minas

Fotocomposición, impresión y encuadernación

V.A. Impresores, S.A.

Datos técnicos

Formato: 21 x 29,7 cm.

Caja de texto: 15 x 22 cm.

Composición: Una columna

Tipografía:

Fuentes: GillSans

Cuerpos: 8; 9; 10 y 12

Encuadernación: Rústica, cosido al hilo vegetal

Papel:

Interior: Estucado mate ECF de 100 grs.

Cubierta: Cartulina 300 grs. plantificada brillo

Tintas:

Interior: 4/4

Cubierta: 4/0

Edita:

© Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
Centro de Publicaciones

NIPO: 701-04-011-3

ISBN: 84-85482-17-4

Depósito Legal: M-36092-2004

Índice

Introducción	5
Estructura de la Administración General del Estado en materia de Energía y Minas	7
1 Situación y perspectivas internacionales	9
1.1 Política energética	9
1.2 Demanda, producción y comercio energético	10
1.3 Precios energéticos	17
2 Demanda de energía en España	21
2.1 Demanda de energía final	21
2.2 Demanda de energía primaria	26
2.3 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento	29
3 Sector eléctrico	31
3.1 Demanda eléctrica	31
3.2 Oferta eléctrica	34
3.2.1 Explotación del sistema eléctrico nacional	34
3.2.2 Explotación del sistema peninsular	37
3.2.3 Explotación del sistema extrapeninsular	42
3.2.4 Red de transporte	43
3.3 Estructura de tarifas	45
3.4 Regulación legal del sector	55
3.5 Evolución del mercado organizado de la electricidad en 2003	57
3.6 Evolución económica del sector eléctrico	58
3.6.1 Estados financieros	59
3.6.2 Evolución de las actividades eléctricas nacionales	60
4 Sector nuclear	67
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear	67
4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear	67
4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	68
4.4 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras	68
4.5 Normativa nacional y de la UE aprobada en el año y en elaboración	70
4.6 Actividad de organismos internacionales	74
5 Sector carbón	81
5.1 Situación actual	81

5.1.1	Panorámica general del sector	81
5.1.2	Demanda interior	81
5.1.3	Características de la oferta y del proceso productivo	82
5.1.4	Comercio exterior	84
5.2.	Estructura del sector	84
5.3.	La política carbonera en 2003	85
6	Sector gas	89
6.1	Demanda	89
6.2	Oferta	91
6.3	Precios	94
6.4	Normativa	105
7	Sector petróleo	109
7.1	Demanda	109
7.2	Oferta	111
7.3	Precios de productos petrolíferos	112
7.4	Regulación legal del sector	116
8	Eficiencia energética, cogeneración y energías renovables	125
8.1	Eficiencia energética: estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4)	125
8.2	Cogeneración	139
8.3	Energías renovables	141
8.4	Desarrollo normativo	156
9	Energía y medio ambiente	161
9.1	Ámbito internacional	161
9.2	Unión Europea	162
9.3	Ámbito nacional	168
10	Investigación y desarrollo en el sector energético	175
10.1	El 4.º Plan Nacional I+D+I	175
10.2	Resultados del programa nacional de energía en 2003	176
10.3	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) ...	177
11	Redes de transporte y distribución eléctrico y gasista	185
11.1	Redes eléctricas. Realizaciones en 2003	185
11.2	Redes gasistas. Realizaciones en 2003	189
11.3	Evolución de la demanda energética en relación con los escenarios de la planificación .	190
	Anexo estadístico	195

Introducción

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2003, 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 2003 ha crecido un 3% respecto al del año anterior, debido fundamentalmente a la alta producción hidroeléctrica del conjunto del año, que ha permitido un menor uso de energías fósiles en generación eléctrica, compensando el fuerte crecimiento de las demandas finales, un 5,4%. Esta evolución ha venido acompañada de un aumento de los precios en dólares del petróleo en los mercados internacionales, aunque la evolución en euros ha sido más favorable. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un mayor aumento de la demanda energética de la industria y del transporte, mientras en el sector doméstico y terciario han influido las condiciones climáticas más severas que las del año anterior.

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, a pesar de la mejor estructura de generación eléctrica citada.

El año 2003 ha sido el primero de aplicación 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 el sector eléctrico ha comenzado 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.

A partir del 1 de enero de 2003, los consumidores pueden elegir suministrador de electricidad y de gas, culminando el proceso de liberalización que se venía desarrollando en los últimos años y adelantándose a las fechas límite fijadas en la normativa de la Unión Europea.

En diciembre de 2003 se aprobaron las tarifas eléctricas para el año 2004, aplicando por primera vez la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica, aprobada en el mes de diciembre de 2002. Esta nueva metodología permite en su aplicación establecer las tarifas de forma objetiva y estable.

También en diciembre se regularon los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, estableciendo con detalle las singularidades de estos sistemas. Con esta norma se completa el desarrollo reglamentario de la Ley del Sector Eléctrico.

El 28 de noviembre de 2003, fue aprobada la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, tras un proceso de amplia participación de los sectores consumidores y colectivos sociales. La eficiencia energética, que constituye un elemento bási-

co dentro de los objetivos de la política energética nacional y comunitaria, encuentra así un nuevo marco para su mejora en nuestro país.

Finalmente, destaca la normativa relativa al medio ambiente, con incidencia directa en el sector energético. Se ha aprobado en el año nueva normativa sobre emisiones de grandes instalaciones de combustión, incineración de residuos, especificaciones de combustibles y biocarburantes. También se ha aprobado el Programa nacional de reducción de emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y otros gases, en cumplimiento de la Directiva sobre Techos Nacionales de Emisión.

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:
 - ❑ **Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT):** Sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, junto con la participación en programas internacionales de este ámbito.
- **El Ministerio de Medio Ambiente:** 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.

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 Agencia Internacional de la Energía.

1.1 Política energética

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

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.

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

Como instrumentos de política energética para lograr estos objetivos, se tiende a la diversificación de fuentes energéticas y sus procedencias, la mejora de eficiencia en el uso de la energía y su conservación, la investigación y desarrollo de nuevas energías y tecnologías y la cooperación entre países. En los últimos años, la eficiencia en los sectores de oferta energética, electricidad y gas, se ha fomentado mediante la liberalización creciente de los mercados, que conduce a la competencia entre agentes. No obstante, ante los riesgos de desequilibrio durante la transición a la liberalización, existe una gran variedad de situaciones normativas en este aspecto entre países.

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 nuevas Directivas aprobadas este año, tratando de lograr en un alto nivel de liberalización a corto plazo, armonizando la disparidad de legislaciones actual 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, producción y comercio energético

MUNDO

La demanda energética en 2002 creció un 2,6%, 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 al aumento de cerca del 20% del consumo en China, puesto que en el resto del mundo, la demanda creció menos del 1%, debido a un crecimiento económico relativamente bajo.

La energía primaria de mayor crecimiento en el consumo fue el carbón, un 7%, frente a una tendencia media anual del 1% en los diez años anteriores, y también derivado del aumento del 28% en China en el último año. El consumo de gas natural creció un 2,8%, la energía nuclear un 1,5% y la generación hidroeléctrica un 1,3%. El consumo de petróleo se mantuvo estable por tercer año consecutivo.

Por regiones, en 2002 y debido a la situación económica, la demanda fue débil en Europa y Japón, donde el consumo cayó un 1%. En las economías emergentes, la demanda fue similar a la del año anterior en Centro-Sur de América, pero en el resto el crecimiento fue significativo, especialmente en Asia, aunque también en África y Oriente Medio.

A pesar de estos cambios registrados en 2002, si se observa el conjunto de los últimos diez años, al contrario que en la década anterior, se caracterizó por un crecimiento más rápido del consumo en el área de países OCDE que en el área no-OCDE, debido al significativo descenso de la demanda en los países del Centro y Este de Europa (-2,8% anual), compensando el fuerte aumento en Oriente Medio (5,2% anual), en Asia (2,6%) y en América Latina (3,3%). Estructuralmente, destaca el peso de Asia en el consumo mundial, que ha alcanzado el 29% en 2002, desde el 15,8% en 1980. La OCDE consume el 57%, Norteamérica el 29% 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 eficiencia energética mejoró en 1990-94, un 0,8% anual, se estabilizó en 1994-96 y mejoró por encima del 2% anual en 1997-2002, 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 desde 1980, aunque presenta evoluciones dispares entre sectores. En la *industria* existen significativas ganancias de eficiencia, el consumo está al mismo nivel que en 1980 aunque un 7,5% por debajo del de 1988. Los consumos bajaron en el área OCDE un 0,9% anual desde 1980, pero 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.

CUADRO 1.1

Balance energético de la OCDE (Mtep)

	1990	2000	2001	% 01/00	% 01/90 anual
Producción de energía	3.410,6	3.824,3	3.884,8	1,6	1,2
Carbón	1.056,9	967,4	1.015,0	4,9	-0,4
Petróleo, GNL y feedstocks	924,3	1.043,3	1.030,7	-1,2	1,0
Gas natural	717,1	906,1	927,8	2,4	2,4
Nuclear	450,0	584,9	596,8	2,0	2,6
Resto	262,2	322,7	314,6	-2,5	1,7
Importaciones-exportaciones	1.224,1	1.534,0	1.563,3	1,9	2,2
Carbón	16,7	87,7	100,9	15,0	17,8
Petróleo	1.065,3	1.216,5	1.235,5	1,6	1,4
■ Petróleo crudo (incluye condensados de GNL y feedstocks)	941,7	1115,0	1127,8	1,2	1,7
■ Productos petrolíferos	123,6	101,5	107,7	6,1	-1,2
Gas natural	139,9	228,9	225,6	-1,5	4,4
Electricidad	2,0	0,3	1,0	300,0	-5,8
Consumo de energía primaria	4.512,3	5.316,3	5.332,8	0,3	1,5
Carbón	1.056,3	1.088,3	1.107,3	1,7	0,4
Petróleo	1.900,8	2.165,7	2.177,5	0,5	1,2
Gas natural	840,1	1.154,0	1.135,4	-1,6	2,8
Resto	715,2	908,5	912,7	0,5	2,2

CUADRO 1.1 (continuación)

Balance energético de la OCDE (Mtep)

	1990	2000	2001	% 01/00	% 01/90 anual
Producción eléctrica (TWh)	7.559,8	9.597,3	9.490,5	-1,1	2,1
Carbón	3.064,0	3.697,5	3.599,9	-2,6	1,5
Nuclear	1.724,8	2.244,4	2.289,7	2,0	2,6
Gas	767,3	1.543,5	1.593,0	3,2	6,9
Prod. Petrolíferos	697,9	585,1	561,3	-4,1	-2,0
Hidráulica, eólica y otras renovables	1.305,7	1.526,8	1.446,6	-5,3	0,9
Consumo de combustibles en generación eléctrica	1.077,2	1.342,1	1.365,2	1,7	2,2
Carbón	727,5	867,5	889,2	2,5	1,8
Prod. Petrolíferos	128,4	129,8	121,8	-6,2	-0,5
Gas	171,0	302,3	311,5	3,0	5,6
Renovables y RSU	50,3	42,5	42,8	0,7	-1,5
Consumo de energía final	3.130,4	3.677,5	3.657,0	-0,6	1,4
Carbón	228,2	130,4	125,6	-3,7	-5,3
Prod. Petrolíferos	1.636,4	1.923,8	1.934,3	0,5	1,5
Gas	590,4	736,0	715,3	-2,8	1,8
Electricidad	548,2	707,2	699,7	-1,1	2,2
Energías Renovables	84,3	131,7	129,8	-1,5	4,0
Calor	43,0	48,4	52,3	8,1	1,8
Consumo de energía final por sectores					
Industria	995,9	1.143,7	1.098,9	-3,9	0,9
Transporte	988,8	1.221,4	1.223,5	0,2	2,0
Otros sectores	1.029,9	1.196,0	1.209,0	1,1	1,5
Usos no energéticos	115,8	116,4	125,6	7,9	0,7
Emisiones de CO₂ (Mt)	11.011,9	12.495,4	12.593,6	0,8	1,2
PIB (billion \$ USA 95 a paridad poder compra -PPC-)	19.015,6	24.631,5	24.803,3	0,7	2,4
Consumo En. Primaria/PIB (tep/M\$95 PPC)	237,5	215,8	215,0	-0,4	-0,9
Emisiones CO ₂ /cápita (t. CO ₂ /habitante)	10,6	11,1	11,1	-0,6	0,4

Fuente: AIE.

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, bajando continuamente este porcentaje. 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 la fuente predominante, con un estable 37% de la demanda total mundial y fuerte crecimiento en áreas no-OCDE (alcanzan el 38% del consumo total en 2002), fundamentalmente asociado al crecimiento del transporte. 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 ha bajado hasta suponer el 38% del total en 2002.

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

En el período 1990-2002, el consumo total de energía aumentó el 1,1% anual, por debajo del 2,1% de crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una significativa mejora de la eficiencia energética, un descenso del 1% 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 4,1% anual, muy por encima de las demás energías. Esta aceleración se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 8% anual, a la extensión de las redes de gasoductos que ha

CUADRO 1.2

Balance energético de la Unión Europea (Mtep)

	1990	2000	2001	% 01/00	% 01/90 anual
Producción de energía	708,3	765,4	763,5	-0,2	0,7
Carbón	209,9	99,3	97,4	-1,9	-6,7
Petróleo	117,0	164,4	152,9	-7,0	2,5
Gas natural	132,9	190,3	191,1	0,4	3,4
Nuclear	181,4	225,1	232,3	3,2	2,3
Resto	67,2	86,3	89,8	4,1	2,7
Importaciones-exportaciones	644,0	743,3	772,2	3,9	1,7
Carbón	88,2	109,8	120,4	9,7	2,9
Petróleo	460,9	475,0	497,3	4,7	0,7
■ Petróleo crudo	436,8	459,0	469,7	2,3	0,7
■ Productos petrolíferos	24,2	16,0	27,6	72,4	1,2
Gas natural	92,5	154,9	151,5	-2,2	4,6
Electricidad	2,3	3,6	3,0	-19,0	2,1

CUADRO 1.2 (continuación)

Balance energético de la Unión Europea (Mtep)

	1990	2000	2001	% 01/00	% 01/90 anual
Consumo de energía primaria	1.322,3	1.461,9	1.495,0	2,3	1,1
Carbón	301,2	214,2	217,7	1,6	-2,9
Petróleo	548,8	593,5	605,4	2,0	0,9
Gas natural	222,1	338,6	346,5	2,3	4,1
Resto	250,2	315,7	325,4	3,1	2,4
Producción eléctrica (TWh)	2.155,7	2.574,7	2.648,9	2,9	1,9
Carbón	805,6	702,1	711,8	1,4	-1,1
Nuclear	720,1	863,9	891,4	3,2	2,0
Gas	150,3	451,1	467,8	3,7	10,9
Prod. Petrolíferos	203,4	163,6	155,6	-4,9	-2,4
Hidráulica, eólica y otras renovables	276,4	394,1	422,3	7,2	3,9
Consumo de combustibles en generación eléctrica	269,6	293,3	297,8	1,5	0,9
Carbón	182,2	160,3	164,6	2,7	-0,9
Prod. Petrolíferos	42,5	35,2	33,6	-4,7	-2,1
Gas	36,6	83,9	85,2	1,6	8,0
Renovables y RSU	8,2	13,9	14,4	3,7	5,2
Consumo de energía final	863,6	1.047,7	1.068,2	2,0	2,0
Carbón	80,6	30,0	29,8	-0,6	-8,6
Prod. Petrolíferos	397,6	529,7	537,8	1,5	2,8
Gas	178,2	235,2	241,6	2,7	2,8
Electricidad	156,0	192,5	197,6	2,6	2,2
Calor	16,7	22,8	23,6	3,3	3,2
Energías Renovables	34,5	37,5	37,9	1,0	0,9
Consumo de energía final por sectores					
Industria	291,9	321,7	319,7	-0,6	0,8
Transporte	241,1	318,5	319,5	0,3	2,6
Otros sectores	305,5	377,6	399,0	5,6	2,5
Usos no energéticos	25,19	29,9	30,1	1,0	1,6
Emissiones de CO₂ (Mt)	3.080,0	3.149,1	3.224,2	2,4	0,4
PIB (billion \$ USA 95 a paridad poder compra -PPC-)	6.717,8	8.300,5	8.430,7	1,6	2,1
Consumo En. Primaria/PIB (tep/M\$95 PPC)	197,5	176,1	177,3	0,7	-1,0
Emissiones CO ₂ /cápita (t. CO ₂ /habitante)	8,4	8,3	8,5	2,0	0,1

Fuente: AIE.

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 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 2001, el consumo del transporte aumentó un 32,5%, 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 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 2,5% 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 2,8% desde 1990, debido especialmente a los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de 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.

En 2001 se registraron unas condiciones climáticas más severas que las de 1990 y las emisiones de CO₂ subieron significativamente, un 2,4%, mientras la economía creció el 1,6%. No obstante, desde 1990, las emisiones han tenido un aumento medio del 0,4% mientras la economía lo ha hecho el 2,1%, 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 75% del petróleo. En el período 1990-2001 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón.

1.3 Precios energéticos

Los precios del crudo Brent Dated, utilizado como “marcador”, tuvieron una media de 25,02 dólares por barril en 2002, ligeramente por encima del precio de 24,5 en 2001, ambos muy por encima de la media anual de 19,4 desde 1986. En este período se registraron fuertes oscilaciones derivadas del 11 de septiembre de 2001 y de los descensos de suministros procedentes de Iraq y Venezuela.

Durante 2003 este precio experimentó primero una tendencia al alza hasta que concluyó la Guerra del Golfo. Después bajó rápidamente, pero enseguida empezó a encarecerse y terminó el año en niveles inferiores a los de su inicio, aunque dirigiéndose a éstos. Comenzó enero con una media mensual de 31,32 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 29,87 \$/Bbl.

Brent Dated				
Año	Dólares por barril			Media anual €/B bl
	Media anual	Media diciembre	Últ. día cotización	
2003	28,83	29,87	30,11 (31/12/03)	25,56
2002	25,02	28,67	30,38 (31/12/02)	26,43
Dif. absoluta	3,81	1,20	0,27	-0,87
Dif. %	15,23%	4,18%	0,89%	-3,29%

La evolución de las cotizaciones internacionales de las gasolinas y el gasóleo de automoción en 2003 fue similar a la del crudo, si bien presenta algunas particularidades. Primero se dio en marzo un súbito aumento del gasóleo, que lo llevó casi hasta 400 dólares por tonelada, seguido por un descenso igual de rápido. Después, en agosto, las gasolinas presentaron un agudo pico de cotización, mientras que el gasóleo se mantenía estable. Debe destacarse también que de 2002 a 2003 el dólar se depreció un 16,51%.

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, se indican en el gráfico 1.3, observándose una tendencia alcista en los dos últimos años. Los precios medios del carbón térmico importado en España se indican en el gráfico 1.4, registrándose un ligero aumento en 2003, aunque por debajo del precio medio del año anterior.

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italy

Año	Media anual	Media diciembre	Últ. día cotización
2003	284,6	282,9	298,3 (31/12/03)
2002	237,7	261,3	276,8 (31/12/02)
Dif. absoluta	46,9	21,6	21,5
Dif. %	19,72%	8,26%	7,77%

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

Año	Media anual	Media diciembre	Últ. día cotización
2003	262,7	276,7	288,3 (31/12/03)
2002	211,9	250,5	265,5 (31/12/02)
Dif. absoluta	50,8	26,2	22,8
Dif. %	23,96%	10,46%	13,37%

GRÁFICO 1.1

Precio del petróleo crudo Brent

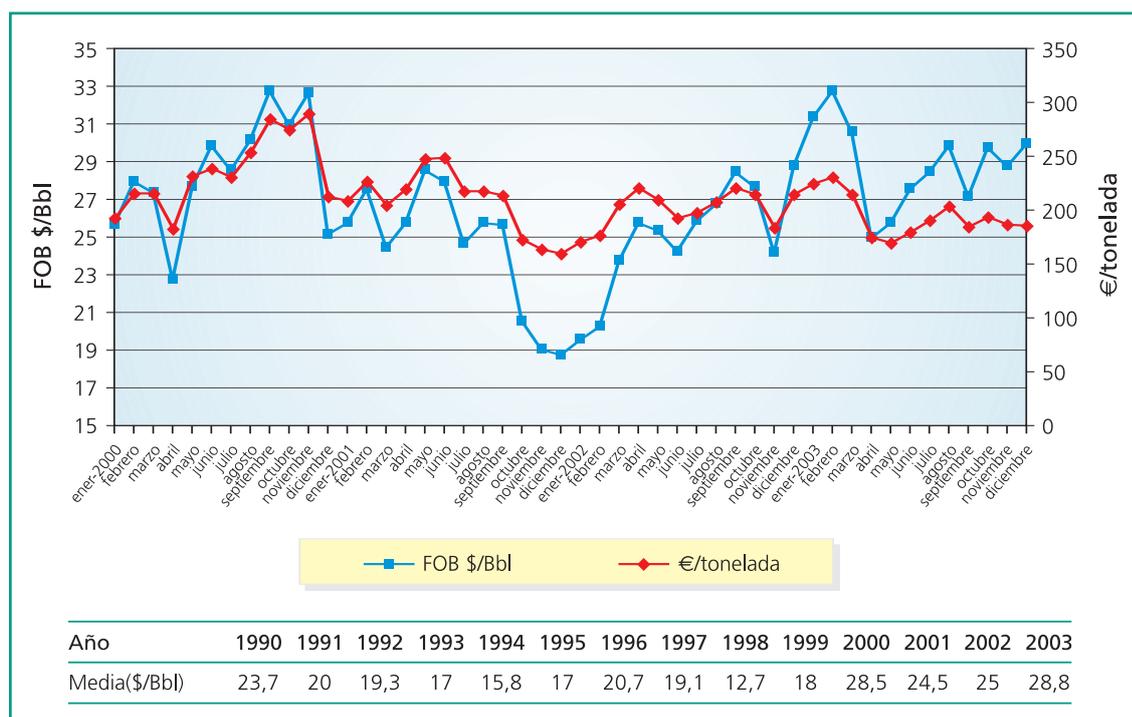


GRÁFICO 1.2

Precios de productos petrolíferos en Europa

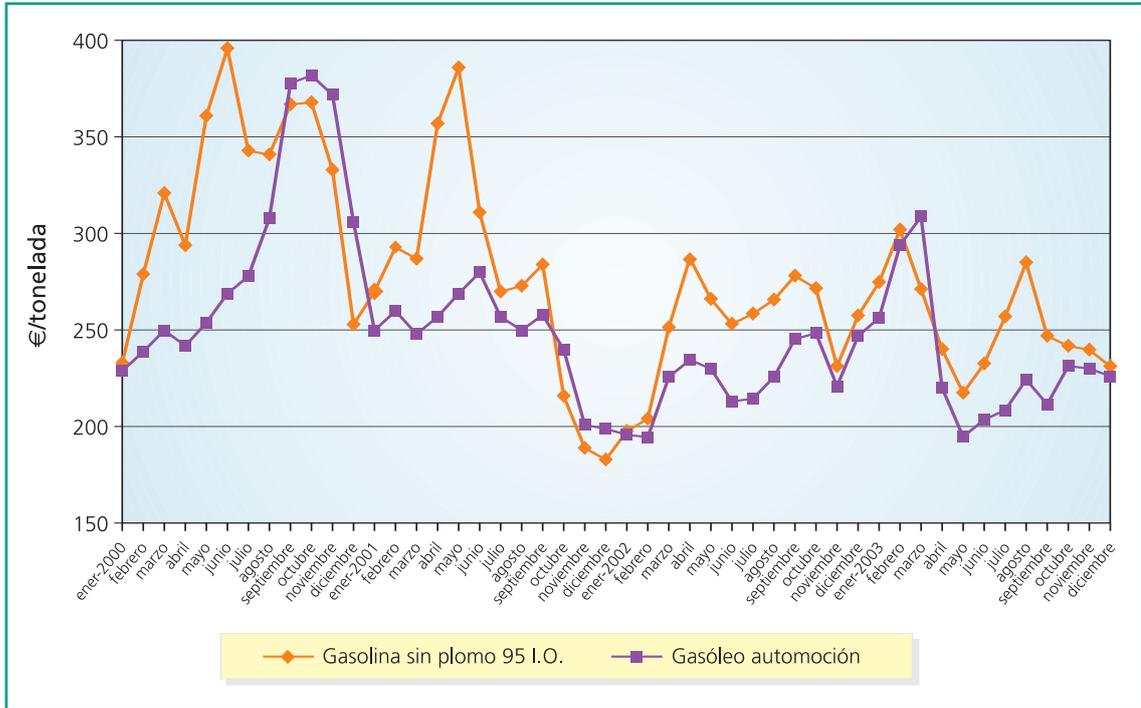


GRÁFICO 1.3

Precio medio del gas natural importado en España



Fuente: AIE.

GRÁFICO 1.3

Precios del carbón térmico importado en España



2.1 Demanda de energía final

El consumo de energía final en España durante 2003, incluyendo el consumo final de energías renovables fue de 100849 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 5,4% superior al del año anterior. Esta tasa, superior a las registradas en años anteriores, se ha debido a la actividad económica y a que las condiciones climáticas han sido más severas, 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 todos ellos, destacando especialmente la de la industria, mientras la demanda del transporte ha vuelto a crecer a las tasas medias de los últimos años. En el sector residencial y terciario la demanda también ha crecido, favorecido por temperaturas medias más severas que las de 2002.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 6,3% en 2003, tasa muy superior a la del año anterior y similar a la de 2001, por las causas generales citadas y superior al crecimiento del conjunto de energías finales. En relación con los combustibles, hay que destacar los crecimientos del 11,4% en el consumo final de gas y del 4,2% 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 4,8% en el consumo de querosenos de aviación, tras el descenso del año anterior, derivado de la reactivación del transporte aéreo después de septiembre de 2001 y el aumento del 8,9% en gasóleos A y B, muy por encima del año anterior, mientras la demanda de gasolinas ha bajado un 2%.

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:

CUADRO 2.1.1

Consumo de energía final

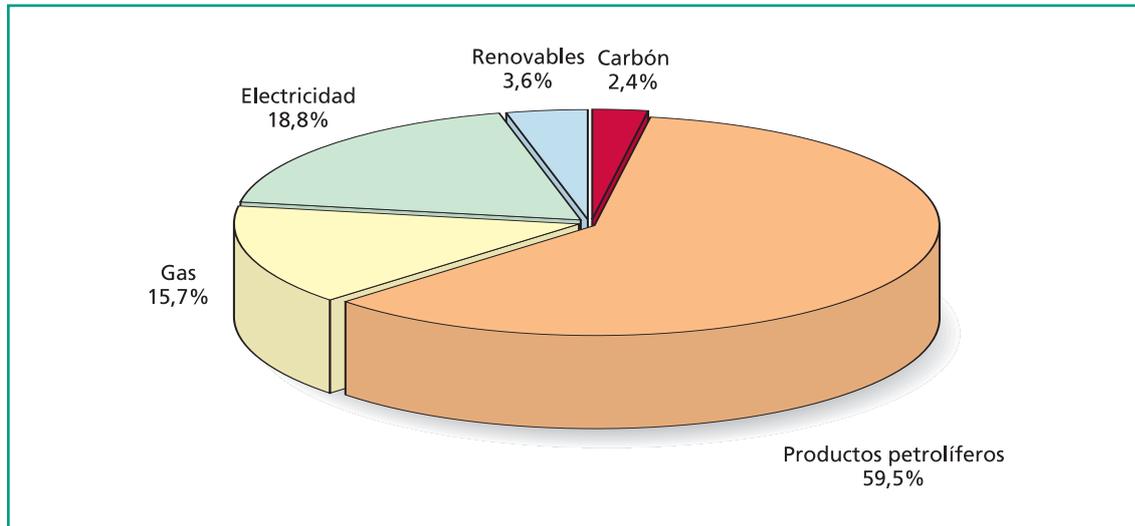
	2002		2003		2003/02
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	2.486	2,6	2.436	2,4	-2,0
Productos petrolíferos	57.642	60,3	60.034	59,5	4,2
Gas	14.175	14,8	15.793	15,7	11,4
Electricidad	17.801	18,6	18.919	18,8	6,3
Renovables	3.559	3,7	3.666	3,6	3,0
TOTAL	95.664	100,0	100.849	100,0	5,4

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM (Dirección General de Política Energética y Minas).

GRÁFICO 2.1

Consumo de energía final 2003



CUADRO 2.1.2

Consumo de energía final. Sectorización

	2002		2003		2003/02 %
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	
Industria	35.075	36,7	37.326	37,0	6,4
Transporte	34.376	35,9	36.188	35,9	5,3
Usos diversos	26.212	27,4	27.335	27,1	4,3
TOTAL	95.664	100,0	100.849	100,0	5,4

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

CARBÓN

El consumo final de carbón fue de 2436 Ktep. (Cuadro 2.1.3), un 2% inferior al de 2002, 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 bajó un 0,9% y en cemento bajó un 9,7%.

CUADRO 2.1.3

Consumo final de carbón

	2002 ktep.	2003 ktep.	2003/02 %
Siderurgia	1.702	1.687	-0,9
Cemento	151	136	-9,7
Resto de industria	579	554	-4,3
Usos domésticos	55	59	8,8
TOTAL	2.486	2.436	-2,0

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

PRODUCTOS PETROLÍFEROS

El consumo final de productos petrolíferos fue 60034 ktep, con un aumento del 4,2% respecto al de 2002 y el desglose por productos del cuadro 2.1.4. Por sectores, destaca la aceleración del crecimiento de la demanda del transporte y del sector industrial.

CUADRO 2.1.4

Consumo final de productos petrolíferos

	2002 ktep.	2003 ktep.	2003/02 %
GLP 2.646	2.588	-2,2	
Gasolinas	8.791	8.611	-2,0
– Sin plomo	6.997	7.201	2,9
– Resto	1.795	1.410	-21,4
Kerosenos	4.460	4.673	4,8
Gas-oil	28.753	31.097	8,2
– Gasóleo A+B	24.904	27.125	8,9
– Gasóleo C	3.849	3.972	3,2
Otros productos	12.992	13.065	0,6
TOTAL	57.642	60.034	4,2

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

En el sector del transporte continuó el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, a tasas superiores 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 ha vuelto a crecer de forma significativa, tras los descensos en los dos años anteriores, 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 este combustible se estanque y la demanda tienda a bajar; con un nuevo descenso del 2% en 2003.

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

GAS

Durante 2003 el consumo final de gas fue de 15793 ktep (cuadro 2.1.5), un 11,4% superior al de 2002, muy por encima de las demás energías y superior a la tasa del año anterior; debido a la aceleración del crecimiento de la demanda industrial final, mientras la del mercado doméstico-comercial bajó debido a las condiciones climáticas. El gas continúa ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 15,7% en 2003.

CUADRO 2.1.5

Consumo final de gas

	2002 ktep.	2003 ktep.	2003/02 %
Gas natural	14.134	15.758	11,5
Gas manufacturado	42	35	-15,2
TOTAL	14.175	15.793	11,4

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo de electricidad para usos finales, en 2003 (cuadro 2.1.6), fue de 219988 GWh, que equivalen a 18919 Ktep con un incremento del 6,3% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 6,1%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 9,4%. Estas tasas, muy por encima de las del año anterior, son atribuibles a la actividad económica, junto con temperaturas medias más severas. Continúa creciendo la aportación al sistema de los autoprodutores.

CUADRO 2.1.6

Consumo final de electricidad

	2002 ktep.	2003 ktep.	2003/02 %
Peninsular	16.869	17.899	6,1
Extrapeninsular	932	1.020	9,4
TOTAL	17.801	18.919	6,3

Metodología: AIE.

Fuente: DPPEM.

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), con significativo crecimiento en 2003 debido a la actividad económica unida al efecto climático citado. 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.

CUADRO 2.1.7

Consumo de energía final por unidad de PIB

(tep./miles de € ctes. de 1995)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2000	2001	2002	2003
PIB	304,2	313,1	336,6	391,4	420,5	437,8	486,8	528,7	543,7	554,9	568,3
Carbón/PIB	0,012	0,017	0,014	0,011	0,008	0,006	0,005	0,005	0,005	0,004	0,004
P. Petrolíferos/PIB	0,124	0,108	0,105	0,101	0,101	0,107	0,110	0,105	0,105	0,104	0,106
Gas/PIB	0,004	0,004	0,006	0,011	0,012	0,015	0,020	0,023	0,024	0,026	0,028
Electricidad/PIB	0,025	0,026	0,027	0,027	0,027	0,028	0,029	0,031	0,032	0,032	0,033
Energía final/PIB	0,165	0,155	0,152	0,149	0,149	0,157	0,165	0,164	0,166	0,166	0,171

Metodología: AIE.

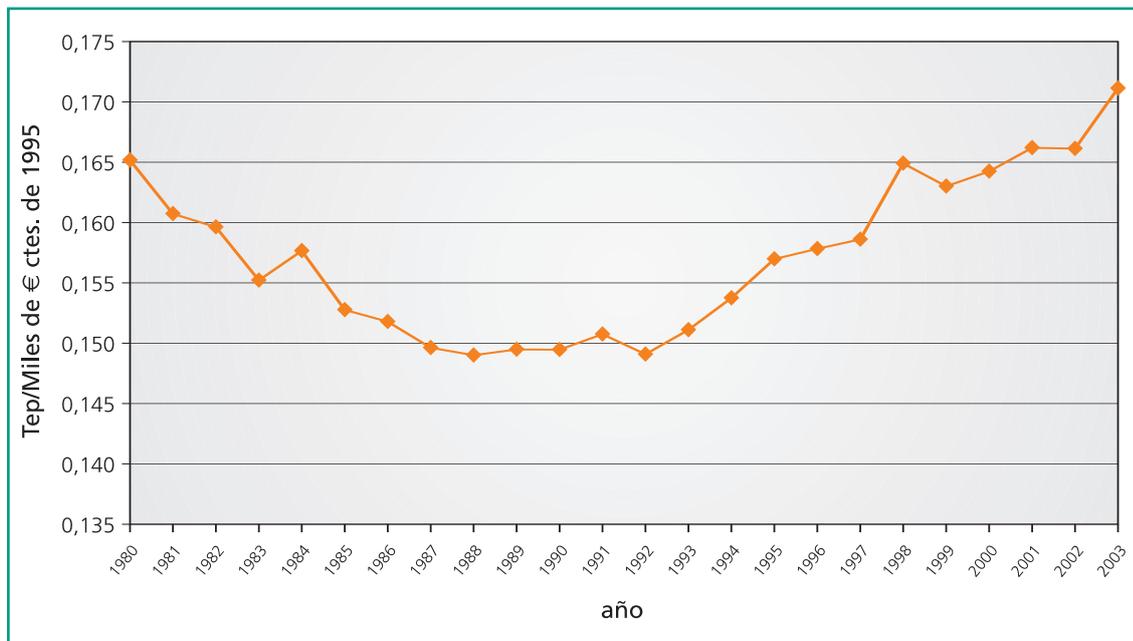
No incluye energías renovables.

PIB en miles de millones de € constantes de 1995.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.2

Intensidad energética (energía final/PIB)



2.2 Demanda de energía primaria

El consumo de energía primaria en España en 2003 fue de 136297 Ktep (cuadro 2.2.1), con aumento del 3% sobre el de 2002. 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 2003 ha tenido relevancia el descenso de la producción termoeléctrica con carbón y productos petrolíferos, debido a la significativa recuperación de la generación hidroeléctrica en el conjunto del año. Destaca también 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 2003:

- El consumo total de carbón fue de 20319 Ktep, con un descenso del 7,2% sobre el de 2002, correspondiendo cerca del 90% del consumo total al de centrales eléctricas. Este descenso se debe fundamentalmente al menor uso en generación, dada la favorable hidraulicidad media del año.
- El consumo total de petróleo fue de 69313 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 21255 Ktep con un aumento del 13,3% respecto a 2002, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 15,6%, des-

CUADRO 2.2.1

Consumo de energía primaria

	2002		2003		2003/02
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	21.891	16,6	20.319	14,9	-7,2
Petróleo	67.607	51,1	69.313	50,9	2,5
Gas natural	18.757	14,2	21.255	15,6	13,3
Nuclear	16.422	12,4	16.125	11,8	-1,8
Hidráulica	1.988	1,5	3.531	2,6	77,6
Otras energías renovables	5.140	3,9	5.645	4,1	9,8
Saldo electr. (imp.-exp.)	458	0,3	109	0,1	
TOTAL	132.264	100,0	136.297	100,0	3,0

Metodología: AIE.

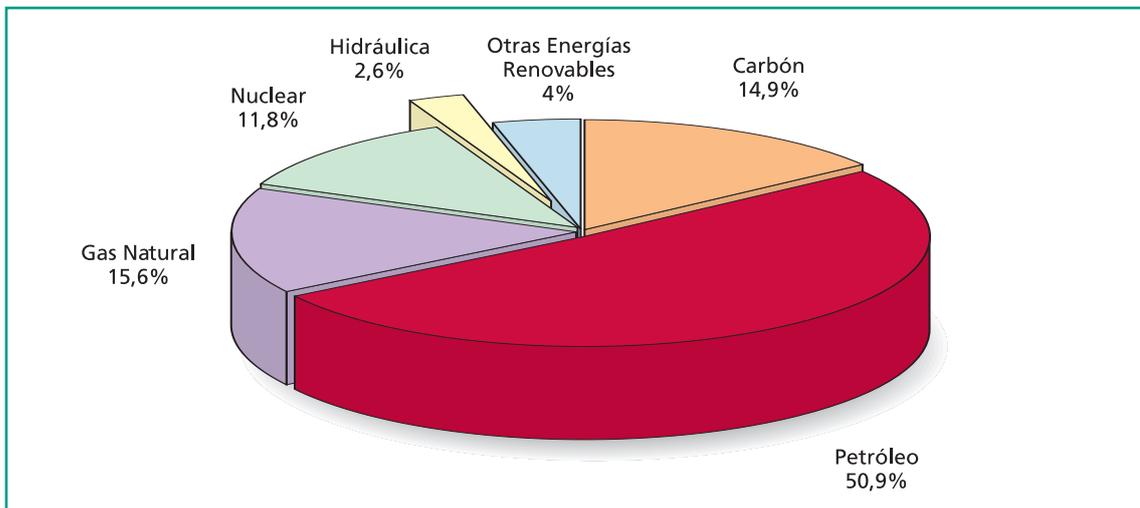
Fuente: DGPEM.

tacando 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 5645 Ktep, el 4,1% 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 77,6% superior a la de 2002, recuperando los niveles considerados medios, tras el bajo nivel del año anterior.

GRÁFICO 2.3

Consumo de energía primaria 2003



- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 1,8%, 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 el último año, debido a los consumos finales y a pesar de la alta generación hidroeléctrica que ha provocado una

CUADRO 2.2.2

Consumo de energía primaria por unidad de PIB

(tep./miles de € ctes. de 1995)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1998	2000	2001	2002	2003
PIB	304,2	313,1	336,6	391,4	420,5	437,8	486,8	528,7	543,7	554,9	568,3
Carbón/PIB	0,044	0,056	0,056	0,049	0,046	0,043	0,038	0,042	0,037	0,041	0,037
Petróleo/PIB	0,165	0,136	0,121	0,118	0,120	0,125	0,127	0,122	0,123	0,122	0,122
Gas natural/PIB	0,005	0,007	0,007	0,012	0,014	0,017	0,024	0,029	0,030	0,034	0,037
Nuclear/PIB	0,004	0,009	0,029	0,037	0,035	0,033	0,032	0,031	0,031	0,030	0,028
Hidráulica/PIB	0,008	0,007	0,007	0,004	0,004	0,005	0,007	0,006	0,008	0,005	0,008
Saldo electr./PIB	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,000
Energía primaria/PIB	0,226	0,216	0,219	0,219	0,219	0,223	0,227	0,230	0,229	0,232	0,233

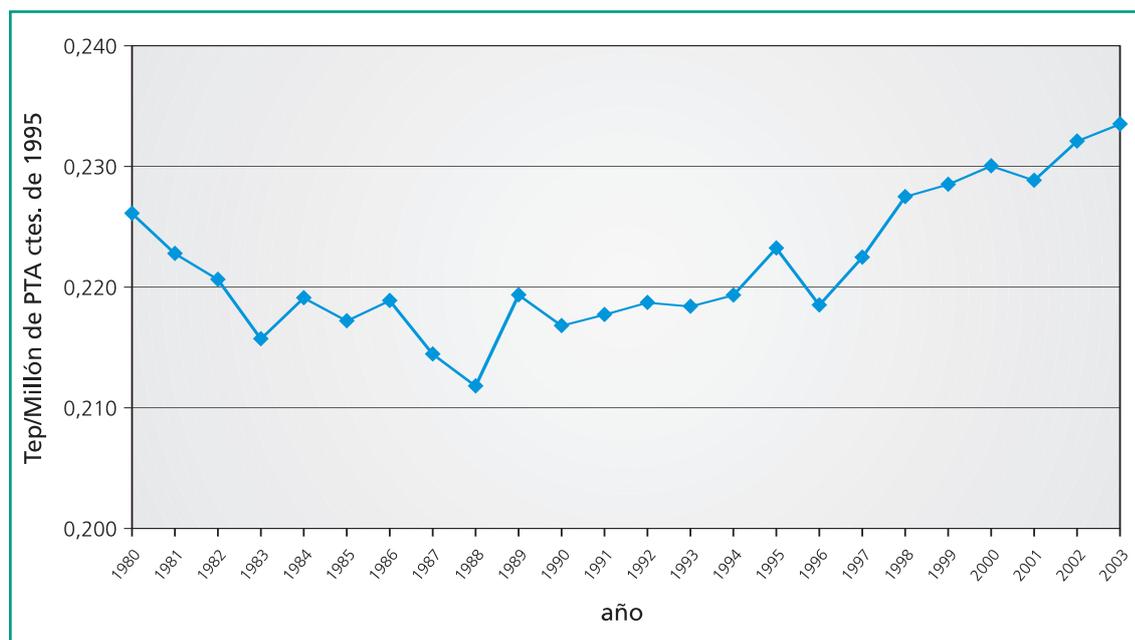
Metodología: AIE.

PIB en miles de millones de € constantes de 1995.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.4

Intensidad energética (energía primaria/PIB)



menor generación con carbón y productos petrolíferos. 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 económica 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 Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento

Como se indica en el cuadro 2.3.1 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2003 fue de 32963 Ktep, un 3% superior a la del año anterior, con aumentos en hidráulica, petróleo y otras renovables.

CUADRO 2.3.1

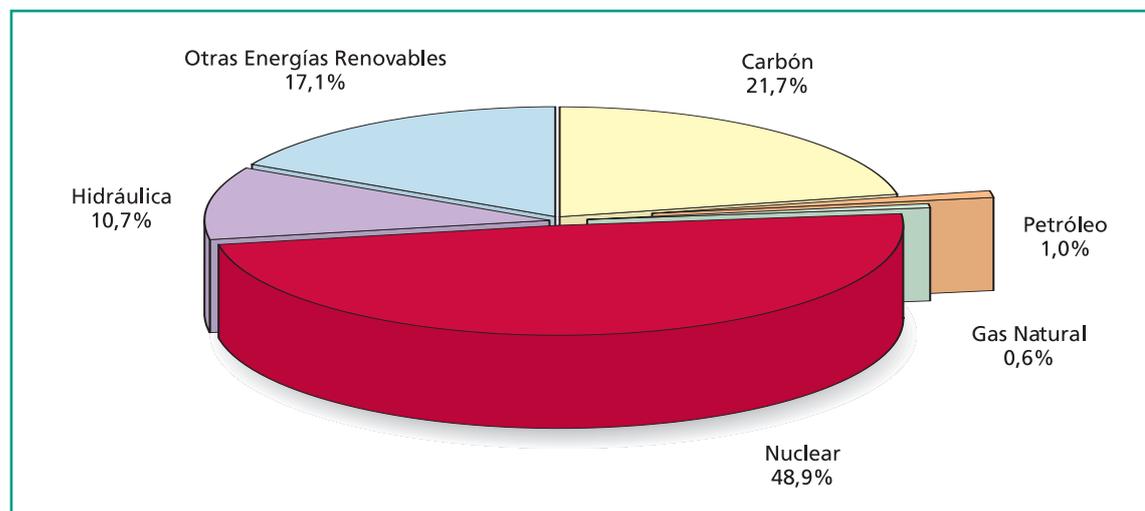
Producción nacional de energía

	2002		2003		2003/02
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	7.685	24,0	7.144	21,7	-7,0
Petróleo	316	1,0	322	1,0	1,9
Gas natural	467	1,5	197	0,6	-57,9
Nuclear	16.422	51,3	16.125	48,9	-1,8
Hidráulica	1.988	6,2	3.531	10,7	77,6
Otras energías renovables	5.140	16,1	5.645	17,1	9,8
TOTAL	32,018	100,0	32.963	100,0	3,0

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.5

Producción nacional de energía 2003





La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, que representa el 21,7% de la producción total, bajó un 7%. Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignito pardo y lignito negro, alcanzando 20,5 Mt en total (cuadro 2.3.2).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 1,6% de la producción nacional de energía, ha bajado en gas y aumentado ligeramente en petróleo, manteniéndose en niveles muy bajos.

Como se ha indicado, la producción de energía hidráulica aumentó un 77,6%; bajó la producción de energía nuclear, 1,8% y la de otras energías renovables creció un 9,8%, fundamentalmente debido a la generación eólica.

El aumento de la demanda similar a la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, permanezca en el 24,2%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

CUADRO 2.3.2

Producción nacional de carbón

	2002	2003	2003/02	2202	2003	2003/02
	Miles de toneladas			Miles de tep.		
			%			%
Hulla y antracita	9.752	9.386	-3,8	4.895	4.618	-5,7
Lignito negro	3.557	3.181	-10,6	1.058	964	-8,9
Lignito pardo	8.726	7.981	-8,5	1.731	1.562	-9,8
TOTAL	22.035	20.548	-6,7	7.685	7.144	-7,0

Fuente: DGPEM.

CUADRO 2.3.3

Grado de autoabastecimiento ¹

	2002	2003
Carbón	35,1	35,2
Petróleo	0,5	0,5
Gas natural	2,5	0,9
Nuclear	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0
Energías renovables	100,0	100,0
TOTAL	24,2	24,2

¹ Relación entre producción interior y consumo total de energía.

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

3.1 Demanda eléctrica

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central en 2003 fue de 248837 GWh, lo que supone un incremento del 6,2% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda creció un 6% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 6,2%, y al Régimen Especial un 11%. 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 auto-productores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda fue un 9,4% superior a la del año anterior.

Estas tasas, significativamente superiores que las del año anterior, son imputables tanto a la actividad económica como a que las temperaturas extremas han sido más severas que las de 2001.

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

CUADRO 3.1.1

Demanda de energía eléctrica en barras de central

Sistema	2002 (Gwh)	2003 (Gwh)	2003/02 %
1. Peninsular	222.244	235.625	6,0
1.1 Sistema de REE	211.408	224.430	6,2
– Centrales propias	170.788	183.183	7,3
– Saldo de II *	5.329	1.264	
– Adquirida al régimen especial	35.291	39.983	13,3
1.2 Régimen especial	46.127	51.178	11,0
– Vendida a REE	35.291	39.983	13,3
– Autoconsumo régimen especial	10.836	11.195	3,3
2. Extrapeninsular	12.074	13.212	9,4
2.1 Canarias	7.099	7.690	8,3
– UNELCO	6.372	7.011	10,0
– Régimen especial	728	680	-6,6
2.2 Baleares	4.686	5.209	11,1
– GESA	4.555	5.065	11,2
– Régimen especial	131	143	9,5
2.3 Ceuta y Melilla	288	313	8,7
3. Demanda total nacional (bc) (1+2)	234.317	248.837	6,2

* Import.-Export.

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



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 5,9%, el del transporte un 6,9% y el de los sectores doméstico y terciario, un 6,6%, este último incremento favorecido por las condiciones climáticas citadas y por el aumento del equipamiento de los hogares, en particular para climatización.

En el cuadro 3.1.3 se recoge la evolución mensual de la demanda en el sistema de REE. En todos los meses creció la demanda, excepto en abril, destacando los aumentos en febrero y en los meses de verano por las condiciones climáticas más severas que las de los mismos meses del año anterior:

CUADRO 3.1.2

Consumo final de electricidad

	2002 (Gwh)	2003 (Gwh)	2003/02 %
TOTAL NACIONAL	206.985	219.988	6,3
Peninsular	196.150	208.129	6,1
Extrapeeninsular	10.835	11.859	9,4
Industria	92.855	98.347	5,9
Transporte	4.791	5.123	6,9
Resto	109.339	116.517	6,6

Fuente: DGPEM (Dirección General de Política Energética y Minas).

CUADRO 3.1.3

Demanda eléctrica peninsular en b.c. ¹

Mes	2002	2003	2003/02	
	(Gwh)	(Gwh)	Mensual	Acumulada
Enero	19.344	20.143	4,1	4,1
Febrero	17.000	18.707	10,0	6,9
Marzo	17.639	18.449	4,6	6,1
Abril	17.021	16.934	-0,5	4,5
Mayo	17.195	17.666	2,7	4,2
Junio	17.377	18.828	8,4	4,9
Julio	18.468	19.965	8,1	5,4
Agosto	16.582	18.629	12,3	6,2
Septiembre	16.961	18.033	6,3	6,2
Octubre	17.592	18.548	5,4	6,1
Noviembre	17.802	18.650	4,8	6,0
Diciembre	18.429	19.878	7,9	6,2
TOTAL	211.408	224.430		6,2

¹ Incluye compras al régimen especial.

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

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

El cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que aumentó un 1,6% 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	2002 (Gwh)	2003 (Gwh)	2003/02 %
Catalana	35.553	37.171	4,6
Centro-Levante	56.404	58.318	3,4
Centro-Norte	23.158	24.886	7,5
Noroeste	27.042	27.197	0,6
Aragonesa	4.168	4.242	1,8
Andaluza	29.792	32.633	9,5
TOTAL	211.408	224.430	6,2

¹ Sin incluir compras al régimen especial.
Fuente: Red Eléctrica de España S.A. y CNE.

CUADRO 3.1.5

Índice de Producción Industrial (base 2000). Media anual

	2002	2003	%2003/02
Por ramas de actividad			
Índice general	98,9	100,5	1,6
Industrias extractivas	96,3	96,2	-0,1
Industria manufacturera	98,4	99,9	1,5
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	104,3	107,3	2,9
Por destino económico de los bienes			
Bienes de consumo	101,5	102,0	0,5
Bienes de equipo	91,9	92,5	0,7
Bienes intermedios	99,3	101,4	2,1
Energía	103,0	106,9	3,8

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 31-12-2003, 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 2003 a 262861 Gwh, un 6,5% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el cuadro 3.2.1.2, muestra un significativo aumento de la producción hidroeléctrica, un 65,8%, recuperando niveles por encima de los del año hidráulico medio.

La producción en centrales nucleares bajó un 1,8%, continuando su elevada disponibilidad y utilización. Por lo que respecta a la producción con centrales de carbón, se produjo un descenso del 7,9%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 29%.

CUADRO 3.2.1.1

Potencia instalada a 31-12-2003. Total nacional

	Potencia MW	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.244	27,8	16,7
– Convencional	15.698		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.880	12,0	23,5
Carbón	12.205	18,6	29,0
– Hulla y antracita nacional	6.147		
– Lignito negro	1.502		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.525		
Fuel oil-gas oil	8.288	12,6	8,6
Gas natural	11.830	18,0	15,4
RSU y Biomasa	1.190	1,8	2,1
Eólica	5.976	9,1	4,6
Solar fotovoltaica	27	0,0	0,0
TOTAL	65.640	100,0	100,0

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

CUADRO 3.2.1.2

Balance eléctrico nacional según centrales

	2002		2003		2003/02
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	26.468	10,7	43.897	16,7	65,8
Nuclear	63.016	25,5	61.875	23,5	-1,8
Carbón	82.947	33,6	76.360	29,0	-7,9
Fuel oil	26.802	10,9	22.545	8,6	-15,9
Gas natural	33.440	13,6	40.421	15,4	20,9
Otros ¹	14.032	5,7	17.764	6,8	26,6
Producción bruta	246.705	100,0	262.861	100,0	6,5
Consumos en generación	10.728		10.562		-1,5
Producción neta	235.977		252.299		6,9
Consumo en bombeo	6.956		4.678		
Saldo de intercambios	5.329		1.264		
Demanda (bc)	234.350		248.885		6,2

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.
Fuente: DGPEM.

La producción en centrales de fuel-oil ha bajado un 15,9% 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 autoprodutores, 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 combustibles, apreciándose que sube la producción con gas y renovables, bajando en el resto de tipos.

La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2003 de 252299 GWh, con un aumento del 6,9% en relación con dicho valor en 2002. Los consumos en generación han bajado un 1,5% debido a la menor participación de las centrales convencionales de combustibles fósiles y, finalmente, la energía eléctrica en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 6,2% en relación con la de 2002, 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 bajó un 7,2%, el de productos petrolíferos bajó un 16,9%, mientras el de gas en tep aumentó un 19,1%. Debido a esta estructura de generación, con menor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, bajó globalmente un 4,8%.

CUADRO 3.2.1.3

Balance eléctrico nacional por fuentes de energía

	2002		2003		2003/02
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	26.468	10,7	43.897	16,7	65,8
Nuclear	63.016	25,5	61.875	23,5	-1,8
Carbón	82.471	33,4	75.955	28,9	-7,9
P. petrolíferos	28.594	11,6	24.002	9,1	-16,1
Gas natural	32.124	13,0	39.368	15,0	22,5
RSU	591	0,2	661	0,3	11,8
Biomasa	3.760	1,5	4.987	1,9	32,7
Eólica	9.651	3,9	12.075	4,6	25,1
Solar fotovoltaica	31	0,0	40	0,0	31,7
Producción bruta	246.705	100,0	262.861	100,0	6,5

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.1.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total nacional

	2002	2003	2003/02	2002	2003	2003/02
	Miles de toneladas ¹		%	Miles de tep.		%
Carbón	41.199	38.248	-7,2	18.576	17.078	-8,1
– Hulla+antracita nacional	10.908	10.015	-8,2	5.553	5.027	-9,5
– Carbón importado	17.286	16.436	-4,9	10.175	9.586	-5,8
– Lignito negro	4.267	3.810	-10,7	1.304	1.073	-17,7
– Lignito pardo	8.738	7.987	-8,6	1.545	1.391	-9,9
Productos petrolíferos	6.063	5.035	-16,9	5.792	4.832	-16,6
Gas natural	49.701	59.188	19,1	4.473	5.327	19,1
Gas siderúrgico	3.512	3.303	-5,9	334	314	-5,9
Otros combustibles sólidos	3.046	3.724	22,3	749	937	25,2
TOTAL				29.923	28.488	-4,8

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

Fuente: DGPEM.

Para generar la energía eléctrica producida en 2003 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 49 185 Ktep, similar 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 3.2.1.5

Consumo de energía primaria en generación de electricidad. Total nacional

	2002		2003		2003/02
	ktep.	%	ktep.	%	%
Hidroeléctrica	1.988	4,0	3.531	7,2	77,6
Nuclear	16.422	33,4	16.125	32,8	-1,8
Carbón	18.910	38,5	17.392	35,4	-8,0
– Nacional	8.401	17,1	7.492	15,2	-10,8
– Importado	10.509	21,4	9.900	20,1	-5,8
Petróleo	5.792	11,8	4.832	9,8	-16,6
Gas natural	4.473	9,1	5.327	10,8	19,1
Otros ¹	1.581	3,2	1.979	4,0	25,2
TOTAL	49.166	100,0	49.185	100,0	0,0

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: DGPEM.

3.2.2 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA PENINSULAR

En el cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2003, 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 autoproducidos que se integran en el Régimen Especial.

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en 2003 a 248733 GWh, un 6,4% superior a la producción de 2002.

Los consumos en generación bajaron un 1,8%, debido a la menor generación con carbón y productos petrolíferos. La producción eléctrica neta aumentó un 6,8%, alcanzando 239080 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo bajó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica resultó importador aunque con un volumen menor que el año anterior. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 6%. En el cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

La estructura de generación muestra, de forma similar a como se ha señalado para el conjunto total nacional, que se produjo un aumento de la producción de energía hidroeléctrica, mientras la producción con centrales de carbón bajó el 8,2%, y con las de gas aumentó un 20,9%. La producción eléctrica de origen nuclear experimentó un descenso del 1,8% en relación a la de 2002, con elevados grados de utilización de las plantas existentes. La producción en centrales con fuel bajó el 30,6%.

CUADRO 3.2.2.1

Potencia instalada a 31-12-2003. Total peninsular

	Potencia MW	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.243	29,5	17,6
– Convencional	15.697		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.880	12,7	24,9
Carbón	11.695	18,9	29,3
– Hulla y antracita nacional	6.147		
– Lignito negro	1.502		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.015		
Fuel oil-gas oil	5.199	8,4	5,0
Gas natural	11.830	19,1	16,3
RSU y Biomasa	1.157	1,9	2,2
Eólica	5.853	9,5	4,7
Solar fotovoltaica	27	0,0	0,0
TOTAL	61.884	100,0	100,0

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

CUADRO 3.2.2.2

Balance eléctrico peninsular según centrales

	2002		2003		2003/02
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	26.467	11,3	43.896	17,6	65,8
Nuclear	63.016	27,0	61.875	24,9	-1,8
Carbón	79.371	34,0	72.864	29,3	-8,2
Fuel oil	17.889	7,7	12.412	5,0	-30,6
Gas natural	33.440	14,3	40.421	16,3	20,9
Otros ¹	13.548	5,8	17.265	6,9	27,4
Producción bruta	233.731	100,0	248.733	100,0	6,4
Consumos en generación	9.829		9.653		-1,8
Producción neta	223.902		239.080		6,8
Consumo en bombeo	6.956		4.678		
Saldo de intercambios	5.329		1.264		
Demanda (bc)	222.275		235.666		6,0

¹ Biomasa, RSU, eólica y solar fotovoltaica.

Fuente: DGPEM.

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.

CUADRO 3.2.2.3

Balance eléctrico peninsular por fuentes de energía

	2002		2003		2003/02
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	26.467	11,3	43.896	17,6	65,8
Nuclear	63.016	27,0	61.875	24,9	-1,8
Carbón	79.013	33,8	72.572	29,2	-8,2
P. petrolíferos	19.562	8,4	13.757	5,5	-29,7
Gas natural	32.124	13,7	39.368	15,8	22,5
RSU	453	0,2	509	0,2	12,4
Biomasa	3.760	1,6	4.987	2,0	32,7
Eólica	9.305	4,0	11.728	4,7	26,0
Solar fotovoltaica	31	0,0	40	0,0	31,7
Producción bruta	233.731	100,0	248.733	100,0	6,4

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.2.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total peninsular

	2002	2003	2003/02	2002	2003	2003/02
	Miles de toneladas ¹		%	Miles de tep.		%
Carbón	39.934	37.010	-7,3	17.804	16.322	-8,3
– Hulla+antracita nacional	10.908	10.015	-8,2	5.553	5.027	-9,5
– Carbón importado	16.021	15.199	-5,1	9.403	8.831	-6,1
– Lignito negro	4.267	3.810	-10,7	1.304	1.073	-17,7
– Lignito pardo	8.738	7.987	-8,6	1.545	1.391	-9,9
Productos petrolíferos	3.796	2.443	-35,6	3.582	2.288	-36,1
Gas natural	49.701	59.188	19,1	4.473	5.327	19,1
Gas siderúrgico	3.171	3.303	4,2	334	314	-5,9
Otros combustibles sólidos	2.796	3.449	23,4	701	885	26,2
TOTAL				26.894	25.135	-6,5

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

Fuente: DGPEM.

ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La hidráulidad tuvo, en 2003, una evolución por encima de la media histórica en todos los meses, con un acumulado en diciembre que superó ésta ampliamente. La energía eléctrica producible por meses de los años 2002 y 2003 se muestran en el cuadro 3.2.2.5.

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 43896 GWh, en bornes de generador, un 65,8% superior a la del año 2002.

CARBÓN

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Sistema Peninsular fue, en 2003, de 72864 GWh, siendo la participación en la producción total del 29,3%, peso inferior al del año anterior, como consecuencia de la mayor producción hidroeléctrica, con gas y con otras renovables.

El consumo de carbón alcanzó 37010 Kt, inferior en un 7,3% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 8,2% en hulla y antracita nacional, del 5,1% en carbón importado, del 8,6% en lignito pardo y del 10,7% en lignito negro, como se indica en el cuadro 3.2.2.4.

CUADRO 3.2.2.5

Índice de energía hidroeléctrica producible

Mes	2002		2003	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	0,31	0,31	1,58	1,58
Febrero	0,35	0,33	0,97	1,26
Marzo	0,59	0,41	1,18	1,23
Abril	0,52	0,44	1,20	1,22
Mayo	0,59	0,46	0,98	1,18
Junio	0,55	0,47	0,56	1,11
Julio	0,44	0,47	0,45	1,08
Agosto	0,66	0,47	0,58	1,07
Septiembre	0,76	0,48	1,19	1,07
Octubre	1,04	0,52	1,26	1,09
Noviembre	1,37	0,59	1,53	1,12
Diciembre	1,83	0,73	1,40	1,15

Fuente: Red Eléctrica de España, S.A.

CUADRO 3.2.2.6

Existencias de carbón en las centrales térmicas peninsulares

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-2002	31-12-2003	Miles de t.	%
Hulla+antracita nac.	2.281	2.153	-129	-5,6
Hulla importada	3.000	2.784	-216	-7,2
Lignito pardo	143	156	13	9,3
Lignito negro	2.205	1.595	-610	-27,7
TOTAL	7.629	6.688	-941	-12,3

Fuente: Red Eléctrica de España, S.A.

Las existencias de carbón en los parques de las centrales térmicas del Sistema Peninsular, a 31 de diciembre de 2003 (cuadro 3.2.2.6), ascendían a 6688 Kt, un 12,3% inferior a las existencias al 31 de diciembre de 2002.

FUEL-OIL Y GAS NATURAL

En 2003, se generaron 12412 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, con descenso del 30,6% y 40421 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 20,9%.

El consumo de productos petrolíferos en generación ascendió, en 2003, a 2443 Kt, un 35,6% inferior al de 2002. El de gas natural fue de 59188 millones de termias PCS, un 19,1% superior al valor del año anterior.

OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES

Este apartado ha alcanzado en el año 17265 GWh brutos, con aumento del 27,4% respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 11728 GWh, un 26% 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 2003 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

3.2.3 EXPLOTACIÓN DEL SISTEMA EXTRAPENINSULAR

El cuadro 3.2.3.1 muestra la potencia instalada en el parque de generación eléctrica extrapeninsular, a 31 de diciembre de 2003.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2003, fue de 14128 GWh, lo que representa un incremento del 8,9% en relación con 2002.

Los consumos en generación aumentaron un 1,1%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2003, de 13219 GWh, un 9,5% superior al valor del año 2002.

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

CUADRO 3.2.3.1

Potencia instalada a 31-12-2003. Extrapeninsular

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta y Melilla Mw	Total Mw
Hidráulica	0,0	0,8	0,0	0,8
Térmica	1.549,7	1.887,8	102,7	3.540,2
– Carbón	510,0			510,0
– Prod. petrolíferos	1.006,7	1.887,8	102,7	2.997,2
– RSU	33,0			33,0
Eólica		123,0		123,0
TOTAL	1.549,7	1.888,6	102,7	3.541,0

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

CUADRO 3.2.3.2

Balance eléctrico extrapeninsular según centrales

	2002		2003		2003/02
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	1	0,0	1	0,0	0,0
Carbón	3.576	27,6	3.499	24,8	-2,2
Fuel oil	8.913	68,7	10.130	71,7	13,7
Eólica	346	2,7	347	2,5	0,2
RSU	138	1,1	152	1,1	9,9
Producción bruta	12.974	100,0	14.128	100,0	8,9
Consumos en generación	899		909		1,1
Demanda (bc)	12.075		13.219		9,5

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.3.3

Balance eléctrico extrapeninsular por fuentes de energía

	2002		2003		2003/02
	Gwh	%	Gwh	%	%
Hidroeléctrica	1	0,0	1	0,0	0,0
Carbón	3.457	26,6	3.384	23,9	-2,1
P. petrolíferos	9.032	69,6	10.245	72,5	13,4
Eólica	346	2,7	347	2,5	0,2
RSU	138	1,1	152	1,1	9,9
Producción bruta	12.974	100,0	14.128	100,0	8,9

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.3.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total extrapeninsular

	2002	2003	2003/02 %	2002	2003	2003/02 %
	Miles de toneladas ¹			Miles de tep.		
Carbón importado	1.265	1.238	-2,1	772	756	-2,1
Productos petrolíferos	2.266	2.592	14,4	2.209	2.544	15,2
RSU	250	275	9,9	48	52	9,9
TOTAL				3.029	3.353	10,7

Fuente: DGPEM.

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 2003 se indican en el Capítulo II de este Informe.

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



CUADRO 3.2.4.1
Evolución del sistema de transporte y transformación

	1998	1999	2000	2001	2002*
km de circuito de a 400 kV					
RED ELÉCTRICA	14.278	14.658	14.839	15.746	16.275
Otras empresas	260	260	341	285	285
TOTAL	14.538	14.918	15.180	16.031	16.560
km de circuito de a 200 kV					
RED ELÉCTRICA	4.280	4.280	4.327	11.186	11.191
Otras empresas	11.620	11.723	11.851	5.019	5.051
TOTAL	15.900	16.003	16.178	16.205	16.242
Capacidad de transformación 400/AT (MVA) *					
RED ELÉCTRICA	17.913	19.613	20.213	26.903	31.553
Otras empresas	26.144	26.149	27.499	16.506	16.506
TOTAL	44.057	45.762	47.712	43.409	48.059

* Desde el año 2002 sólo se consideran los transformadores de la red de transporte.

Fuente: INE.

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 establece 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, se dictó el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media o de referencia.

Para 2004 por primera vez 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 1802/2003, de 26 de diciembre, aplicable a partir del 1 de enero, las tarifas de venta de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución que se incrementan en promedio global conjunto de todas ellas un 1,54 por 100 y un 1,60 por 100 respectivamente de media sobre las aprobadas en 2003, por debajo de la inflación prevista del 2%. La razón de esta subida es mantener un equilibrio entre el proceso inversor del sector mientras continúan los beneficios aplicados en los últimos años para los consumidores, de acuerdo con la metodología de cálculo de la tarifa existente.

Desde que se inició el proceso de liberalización del sector eléctrico a finales de 1996, los precios de la energía eléctrica han bajado un 18,5% (cerca de un 35% si se tiene en cuenta la inflación).

Por sectores, los consumidores domésticos son los que menos subida han registrado ya que, aunque suben un 1,475% sus precios en términos nominales, esto supone una rebaja en términos reales, teniendo en cuenta la inflación prevista, del 0,525%. Es decir que en el 2004, el consumidor doméstico pagará en términos nominales aproximadamente un 14% menos en su recibo de la luz que lo que pagaba en 1996, lo que en términos reales,



teniendo en cuenta el IPC acumulado durante estos años, representa aproximadamente un 36% menos.

Las tarifas para las pequeñas empresas industriales y del sector servicios conectadas en baja tensión se incrementan en un 1,60% respecto al año anterior. Este año dichos consumidores pagarán en términos nominales un 7,5% menos en su recibo de la luz de lo que pagaba en 1996, lo que en términos reales, teniendo en cuenta el IPC acumulado durante estos años, representa un 29% menos.

Las medianas y grandes empresas han visto incrementadas sus tarifas un 1,6% en términos nominales. Además, para los grandes consumidores acogidos a tarifas o complementos específicos (tarifa horaria de potencia o al complemento por interrumpibilidad) se ha mantenido congelada su aplicación hasta que se eliminen dichas tarifas.

Finalmente para el año 2004, teniendo en cuenta el calendario de liberalización del suministro, la subida de tarifas y los diferentes costes, se prevé un incremento de los ingresos medios del sector; tarifa media o de referencia, del 1,72%.

DISTRIBUCIÓN DE LOS INCREMENTOS ENTRE LAS DIFERENTES TARIFAS

a) El incremento medio de las tarifas para la venta de energía eléctrica se distribuye entre las diferentes tarifas de la forma siguiente:

- Tarifa doméstica: 1,475%
- Resto de tarifas para consumidores: 1,60%
- Tarifas para los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley: 2,43% (de acuerdo con la fórmula de cálculo establecida en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre).

b) El incremento medio de las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica se distribuye entre las diferentes tarifas de acceso de la forma siguiente:

- Tarifa doméstica: 1,475%
- Resto de tarifas para consumidores: 1,60%

Se fijan los precios de las tarifas de acceso reguladas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, diferenciados de acuerdo con el artículo 1, apartado 4 de la Ley 9/2001, de 4 de junio, los precios correspondientes a las adquisiciones de energía eléctrica procedentes de contratos bilaterales realizados por el consumidor cualificado directamente o a través del comercializador con países de la Unión Europea del resto de contratos. Dichas tarifas cubren los costes que en el propio Real Decreto se regulan.

c) Para los alquileres de equipos se mantienen las tarifas a la vista del informe emitido por la Comisión Nacional de Energía sobre la tarifa eléctrica de 2003. Los derechos de acometida, enganche y verificación, se modifican de acuerdo con la variación media de las tarifas de venta incrementándose en un 1,54%.

- d) Las primas y los precios de las tarifas por venta de energía de las instalaciones de producción en régimen especial establecidos en el Real Decreto 2818/1998 se mantienen por estar próximo el desarrollo de una nueva metodología de cálculo de los precios y primas de este tipo de instalaciones que permita dar previsibilidad a su evolución, tal como se indica en la propia exposición de motivos. Para el régimen transitorio del Real Decreto 2366/1994, se incrementa la variación de tarifas, en un 1,54%.

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:

CUADRO 3.3.1

Evolución de tarifas eléctricas

Año	Real Decreto tarifas n.º	Incremento anual	
		RD tarifas (%)	IPC (%)
1983	RD 69/83, RD 1486/83	13,95	12,20
1984	RD 774/84	8,75	9,00
1985	RD 153/85	6,80	8,20
1986	RD 441/86	7,25	8,30
1987	RD 162/87	4,01	4,60
1988	RD 36/88	5,50	5,80
1989	RD 61/89	4,10	6,90
1990	RD 58/90	5,50	6,50
1991	RD 1678/90	6,80	5,50
1992	RD 1821/91	3,20	5,30
1993	RD 1594/92	2,90	4,90
1994	RD 2320/93	2,06	4,30
1995	RD 2550/94	1,48	4,30
1996	RD 2204/95	0,00	3,20
1997	RD 2657/96	-3,00	2,00
1998	RD 2016/97	-3,63	1,40
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-5,57	2,90
2000	RD 2066/99	-4,85	4,00
2001	RD 3490 /00	-1,52	2,70
2002	RD 1483/01	0,32	4,00
2003	RD 1436/02	1,65	2,90
2004	RD 1802/03 *	1,72	2,00

* IPC previsto.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.3.2

Evolución de la tarifa de alta tensión

Año	Real Decreto tarifas n.º	Incremento anual		Incremento real (%)
		RD tarifas (%)	IPC (%)	
1997	RD 2657/96	-4,00	2,00	-6,00
1998	RD 2016/97	-3,63	1,40	-5,03
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-5,57	2,90	-8,47
2000	RD 2066/99	-4,85	4,00	-8,85
2001	RD 3490/00	-2,17	2,70	-4,87
2002	RD 1483/01	0,96	4,00	-3,04
2003	RD 1436/02	2,09	2,90	-0,81
2004	RD 1802/03	1,68	2,00	-0,32
TOTAL		-15,49	21,90	-37,39

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.3.3

Evolución tarifa doméstica

Año	Real Decreto tarifas n.º	Incremento anual		Incremento real (%)
		RD tarifas (%)	IPC (%)	
1997	RD 2657/96	-3,00	2,00	-5,00
1998	RD 2016/97	-3,63	1,40	-5,03
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-4,00	2,90	-6,90
2000	RD 2066/99	-2,11	4,00	-6,11
2001	RD 3490/00	-4,00	2,70	-6,70
2002	RD 1483/01	0,00	4,00	-4,00
2003	RD 1436/02	1,00	2,90	-1,90
2004	RD 1802/03	1,48	2,00	-0,53
TOTAL		-14,27	21,90	-36,17

Fuente: DGPEM.

- 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 2004 son los correspondientes a las últimas previsiones realizadas a finales de 2003.

b) Comparación con otros países

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de enero de 2003 en los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales. En el 2003 no se ha facilitado por EUROSTAT el precio señal de un gran abonado industrial, como se hacía en años anteriores.

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

Como se puede observar:

- En consumidores tipo domésticos: Todos los precios en España se encuentran por debajo de la media comunitaria.
- En consumidores tipo industrial: Como en el caso de los consumidores domésticos todos los precios en España para los consumidores industriales se encuentran por debajo de la media comunitaria excepto los consumidores tipo li donde el precio es ligeramente superior a la media comunitaria.

CUADRO 3.3.4

Precios consumidores tipo industrial a 1-7-2003 con tasas incluido el IVA

(cent euro/kWh)

País	la	lb	lc	ld	le	lf	lg	lh	li
	30 Kw 1.000 h	50 Kw 1.000 h	100 Kw 1.600 h	500 Kw 2.500 h	500 Kw 4.000 h	2,5 Mw 4.000 h	4 Mw 6.000 h	10 Mw 5.000 h	10 Mw 7.000 h
Bélgica	16,13	16,06	13,86	10,75	9,29	8,52	7,10	6,30	5,45
Alemania	18,00	17,07	13,63	10,89	9,51	8,94	7,98	8,10	7,52
Dinamarca	12,23	12,11	12,10	11,72	11,62	0,00	0,00	0,00	0,00
Grecia	9,78	9,74	9,00	7,24	6,63	6,63	5,56	5,22	4,57
España	11,60	11,60	8,10	6,98	6,44	6,06	5,80	5,73	5,58
Francia	10,57	10,04	9,28	7,62	6,49	6,49	5,67	0,00	0,00
Irlanda	14,89	14,63	13,07	10,32	8,81	8,34	7,36	7,05	6,48
Italia	15,07	14,22	13,04	12,35	11,86	11,28	9,92	9,17	8,66
Luxemburgo	14,35	14,18	11,11	9,18	7,79	5,11	4,46	4,72	4,25
Holanda	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Austria	14,14	14,09	13,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Portugal	13,24	11,71	9,82	8,60	7,82	7,82	5,92	5,45	5,03
Finlandia	7,71	8,50	8,05	8,06	7,45	7,32	6,89	5,89	5,78
Suecia	8,84	8,87	8,43	8,80	8,35	8,06	7,78	7,81	7,68
Reino Unido	8,91	8,92	8,26	6,69	6,35	5,68	5,30	0,00	0,00
Noruega	9,14	8,72	9,19	7,41	6,49	5,62	4,72	4,46	4,36
Media	12,31	12,03	10,67	9,04	8,21	7,37	6,50	5,82	5,45

Fuente: EUROSTAT.

Elaboración: Dirección General de Política Energética y Minas.

CUADRO 3.3.5

Precios consumidores tipo domésticos a 1-1-2003 con tasas incluyendo el IVA

(cent euro/kWh)

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	18,22	16,92	13,76	13,24	8,83
Alemania	25,58	20,67	17,08	15,65	9,63
Dinamarca	34,35	27,51	23,03	21,72	20,07
Grecia	8,18	7,68	6,54	7,42	5,65
España	13,60	13,60	10,63	9,76	6,97
Francia	16,22	13,97	11,24	10,92	8,96
Irlanda	23,85	18,03	11,79	10,89	7,35
Italia	9,76	10,11	19,84	19,35	0,00
Luxemburgo	23,71	17,86	13,35	12,23	8,30
Holanda	19,99	18,47	17,58	17,23	11,77
Austria	17,82	15,73	13,52	12,95	10,94
Portugal	13,66	15,53	13,22	11,75	8,55
Finlandia	18,29	12,95	9,91	8,36	6,23
Suecia	29,72	19,95	13,53	12,42	11,19
Reino Unido	17,89	14,19	10,13	9,12	5,98
Noruega	49,38	31,46	19,68	16,41	14,61
Media	21,26	17,16	14,05	13,09	9,67

Datos: EUROSTAT.

Elaboración: Dirección General de Política Energética y Minas.

OTRAS ACTUACIONES DE INTERÉS DERIVADAS DE LA NORMATIVA DE TARIFAS

En el Real Decreto 1802/2003, de 26 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, además se regula lo siguiente:

RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

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

Se incluye la retribución fija a percibir por las sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición Transitoria Sexta de la Ley 54/1997 con las modificaciones introducidas en el en la Ley 9/2001, de 4 de junio.

Asimismo se incluye la cuantía correspondiente a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos de las actividades reguladas y de la revisión de las compensaciones a los sistemas insulares y extrapeninsulares durante 2001 y 2002, tal como establece la Ley de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social para el año 2003.

De la aplicación de los criterios de revisión de estos costes a los que se adicionan los correspondientes a la previsión de los costes de generación, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y los costes permanentes, y teniendo en cuenta que se considera un incremento de demanda para 2004 del 4,82%, calculada de acuerdo con la metodología vigente, se deriva una variación de la tarifa media o de referencia al alza del 1,40%.

Posteriormente, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se realiza la revisión de las previsiones contenidas en el cálculo de la tarifa de 2003, teniendo que considerar las correspondientes a la variación de la demanda en consumidor final que ha resultado un 1,34%, y por tanto superior al límite fijado para su revisión del 1% y a la variación del sobrecoste de las primas del régimen especial que ha resultado un 13,99 % y por tanto superior al límite del 5% para su revisión. De la aplicación de estos criterios de revisión se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,29%.

Por último se incluyen como nuevos costes derivados de modificaciones en la normativa específica por la que se regula la retribución de las actividades eléctricas, según lo establecido en el artículo 8.4 del Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, los costes correspondientes al Operador del Sistema por la operación del sistema extrapeninsular. De la aplicación de estos nuevos costes se deriva una variación adicional de la tarifa media o de referencia al alza de 0,03%.

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

– Costes de transporte:	766.302 miles de euros
– Costes de distribución:	2.883.406 miles de euros
– Costes de comercialización:	267.487 miles de euros
TOTAL:	3.917.195 miles de euros

Para las empresas de los sistemas insulares y extrapeninsulares no acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico para el año 2004, estos costes son los siguientes:

– Costes de transporte:	67.306 miles de euros
– Costes de distribución:	242.756 miles de euros
– Costes de comercialización:	18.126 miles de euros
TOTAL:	328.188 miles de euros

El margen de los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico asciende en el año 2004 a 157.495 miles de euros.

Se incluyen como costes de distribución una partida de 50.000 Miles de Euros destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio en régimen de cofinanciación con las Comunidades Autónomas y una partida de 10.000 Miles de Euros destinada a programas nacionales de incentivación de la gestión de la demanda.

La retribución fija a percibir en concepto de costes de transición a la competencia se cifra en 309.272 miles de euros, deduciendo los excesos de las primas por consumos de carbón autóctono.

El déficit de las actividades reguladas hasta el 31 de diciembre de 2002 incluyendo la revisión del sobrecoste de la generación extrapeninsular e insular, se fija para el año 2004 en 229.273 miles de euros.

La cuantía por revisión de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de 2003, asciende a 46.410 miles de euros, -82.636 miles de euros en concepto de corrección de demanda en consumidor final y +129.046 miles de euros en concepto de sobrecoste de las primas del régimen especial y los nuevos costes del Operador del Sistema, por la operación de los sistemas insulares y extrapeninsulares asciende a 4.545 miles de euros.

COSTES PERMANENTES Y DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

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

Para los distribuidores que adquieran su energía a tarifa de acuerdo con la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico, se mantiene su régimen retributivo, como en el año 2003. Así:

- Se mantiene la excepción con carácter general de la entrega de los porcentajes en concepto de moratoria nuclear y costes de transición a la competencia por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.
- Se clasifican estas empresas, a efectos de la entrega de los porcentajes en concepto de costes permanentes y de diversificación y abastecimiento, en función de la cantidad de energía adquirida y distribuida, en los tres grupos siguientes:

1. Los de menos de 15 millones de kWh, exentos de cotizar ningún porcentaje por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.
2. Los comprendidos entre 15 y 40 millones de kWh, con reducciones variables de sus porcentajes por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa, en función del carácter rural de su distribución.
3. Los de más de 45 millones de kWh, que cotizan el 100% de estos porcentajes por las facturaciones correspondientes a los suministros a tarifa.

Para la empresa extrapeninsular ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L. por los suministros a tarifas en Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla quedan exentos de ingresar las cuotas correspondientes a su propia empresa.

INFORMACIÓN A REMITIR AL MINISTERIO

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

INSPECCIONES ESPECIALES

Se establecen las inspecciones que deberá efectuar la Comisión Nacional de Energía, tal como establece la Ley, sobre las facturaciones de las empresas eléctricas que permitan la comprobación de datos que requiere el Ministerio de Economía para el eficaz ejercicio de sus funciones así como para el ejercicio de funciones propias de la Comisión.

OTRAS REVISIONES DE TARIFAS Y PRECIOS

1) PRECIOS MÁXIMOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA POR LAS ACTUACIONES DERIVADAS DEL REGLAMENTO DE PUNTOS DE MEDIDA

Se revisan los precios máximos a cobrar por el Operador del Sistema como contraprestación a las actuaciones y verificaciones que debe realizar, en concepto de empresa verificadora, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2018/1997 y la Orden de 12 de abril de 1999 que lo desarrolla, incrementándose de acuerdo con la variación media de tarifas para la venta de energía eléctrica.



2) COSTE Y VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Se mantiene en 91,57 euros el coste de la verificación inicial de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, a la que hace referencia el artículo 6 del Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

3) ACTUALIZACIÓN DEL PRECIO MEDIO DE LA GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO

El precio medio de la generación en régimen ordinario considerado en la tarifa para el 2004 es de 0,036061 €/KWh a los efectos de determinar el derecho de cobro del incentivo de consumo del carbón autóctono.

4) OTRAS REVISIONES

a) Se mantienen los límites de crecimiento vegetativo para el año 2003 a efectos de adquirir su energía a tarifa D para los distribuidores a quienes les sea de aplicación la Disposición Transitoria Undécima de la Ley del Sector Eléctrico. Dichos límites se establecen en función de su clasificación, y son los siguientes:

- Grupo 1: 10%, con posibilidad de que la Dirección General de Política Energética y Minas autorice incrementos superiores.
- Grupo 2: 10%.
- Grupo 3: 7%.

La energía que sobrepase estos límites la deberán adquirir en el mercado libre, computándose, para poder ser efectiva su aplicación, a años vencidos.

b) Se añade, mayor flexibilidad en la aplicación de los tipos A y B del sistema del sistema de interrumpibilidad, de tal forma que además de poderse aplicar en su totalidad, a iniciativa de Red Eléctrica de España, S.A. y de acuerdo con las necesidades del sistema, puedan aplicarse en tramos diferenciados por diferentes bajadas de carga.

c) Se simplifican los procedimientos de autorización en la aplicación de tarifas para los siguientes casos:

- Modificaciones de parámetros a comienzo de la temporada alta eléctrica a suministros acogidos a tarifa general con complemento de interrumpibilidad.
- Aplicación de la tarifa horaria de potencia a suministros acogidos a dicha tarifa en la temporada eléctrica anterior.
- Aplicación de períodos horarios distintos a los establecidos con carácter general a suministros a tarifa con complemento tarifario por discriminación horaria.

- d) Se mantiene congelada la tarifa horaria de potencia y el complemento por interrumpibilidad de consumidores acogidos a las tarifas generales de alta tensión hasta que se eliminen dichas tarifas, conservando la obligación de que los contratos adicionales de los consumidores acogidos al sistema de interrumpibilidad sean igualmente interrumpibles.
- Por otra parte continúa eliminada la parte variable del complemento por interrumpibilidad. La obligación de dar los 23 días de punta móvil en la tarifa horaria de potencia se establece como en el año 2003 siendo un máximo en función de las necesidades del sistema, con la posibilidad de que estos días puedan corresponder a cualquier período del año, excepto sábados, domingos y festivos.
- e) Se exceptúa de la aplicación de tarifas de acceso a las exportaciones de energía eléctrica con países de la Unión Europea siempre que exista reciprocidad.
- f) Se clarifica la forma de cálculo de la compensación establecida en el apartado cuarto del artículo 21 del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, a los distribuidores por la energía eléctrica adquirida a instalaciones acogidas al régimen especial, así como el procedimiento de cálculo de la facturación del término de potencia de las tarifas de acceso a las unidades productor consumidor por la energía que adquieran como consumidores cualificados.
- g) Se mantiene el precio a pagar en concepto de garantía de potencia para el período tarifario I de los consumidores que adquieren su energía en tarifas de acceso de baja tensión y tres períodos tarifarios, con objeto de equilibrar sus pagos por este concepto con el resto de consumidores de baja tensión.

3.4 Regulación legal del sector

Las principales disposiciones publicadas durante el año 2003, se relacionan a continuación, comentando las principales:

- ORDEN ECO/63/2003, de 9 de enero, de modificación de la Orden de 19 de octubre de 2000, por la que se establecen normas de presentación de información contable para las empresas que realicen actividades eléctricas. (B.O.E. nº 21 de 24 de enero de 2003).
- RESOLUCIÓN de 14 de febrero de 2003, de la Secretaría de Estado de la Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana empresa, por la que se modifica la Regla 23 de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica. (B.O.E. nº 49 de 26 de febrero de 2003).
- RESOLUCIÓN de 25 de febrero de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, estableciendo plazos de comunicación al operador del mercado, de la previsión de excedentes de determinadas instalaciones de régimen especial. (B.O.E. nº 62 de 13 de marzo de 2003).

- RESOLUCIÓN de 17 de marzo de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se clasifican los consumos a considerar como “consumos propios” y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. (B.O.E. nº 77 de 31 de marzo de 2003).
- ORDEN ECO 2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, en lo referente a la cesión y/o titulación del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares. (B.O.E. nº 237 de 3 de octubre de 2003).
- ORDEN ECO/3193/2003, de 29 de octubre, por la que se establece para el año 2003 la prima al consumo de carbón autóctono. (B.O.E. nº 275 de 17 de noviembre de 2003).
- REAL DECRETO 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. nº 311 de 29 de diciembre). Este Real Decreto contiene la regulación completa en el nuevo marco liberalizador de la Ley de todas las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica en dichos territorios, estableciendo con detalle las singularidades y remitiendo a la normativa general en todo aquello en que las actividades no presentan diferencias frente al sistema peninsular.
Con esta norma se ha completado el desarrollo reglamentario de la Ley del sector eléctrico, estableciendo en los sistemas insulares y extrapeninsulares un modelo eléctrico que permite el desarrollo de las actividades en libre competencia, introduciendo por primera vez la posibilidad efectiva para los consumidores de disfrutar de las ventajas de la liberalización en condiciones equivalentes a los consumidores de la península.
Para ello se ha compatibilizando la necesidad de garantizar el nivel de seguridad y calidad equivalente en todo el territorio nacional con la de asegurar la adecuada rentabilidad de las inversiones por el mayor coste que se produce en la prestación del suministro, al requerir mayor reserva de capacidad para garantizar suministro, ser el coste de combustibles más elevado y además producirse deseconomías de escala.
Aunque no resulta viable el establecimiento de mercados competitivos, se crea un despacho de costes variables, de tal forma que la entrada en funcionamiento de las centrales se realiza por orden de mérito económico llevado a cabo por un ente independiente, Red Eléctrica de España, S.A., lo que garantiza la máxima eficiencia en la utilización de los recursos disponibles. La retribución de estos generadores se plantea sobre la base del precio de mercado de la generación peninsular, complementado con primas por funcionamiento y por garantía de potencia.
- REAL DECRETO 1802/2003, de 26 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004. (B.O.E. nº 310 de 27 de diciembre de 2003).

- RESOLUCIÓN de 19 de diciembre de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2004, el calendario aplicable al sistema estacional tipo 5 de discriminación horaria en el sistema integrado peninsular y en los sistemas extrapeninsulares de Ceuta, Melilla, archipiélago Balear y archipiélago Canario, de la tarifa eléctrica. (B.O.E. nº 311 de 29 de diciembre de 2003).
- RESOLUCIÓN de 26 de diciembre de 2003, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo. (B.O.E. nº 312 de 30 de diciembre de 2003).

3.5 Evolución del mercado organizado de la electricidad en 2003

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. El mercado intradiario inició su funcionamiento el día 1 de abril de 1998. Durante los tres primeros meses la contratación se realizó en dos sesiones. En la actualidad ya ha incorporado 6 sesiones.

Los precios medios mensuales ponderados del mercado diario en el 2003 han variado, desde el mayor correspondiente al mes de agosto de 2003 (3,956 cEur/kWh), al menor correspondiente al mes de enero de 2003 (2,160 cEur/kWh). Para el 29,3% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1 y 2 cEur/kWh. El precio medio del período es de 2,896 cEur/kWh y el precio medio ponderado de 3,026 cEur/kWh.

Sin embargo el precio horario final correspondiente a los consumidores a precio libre (Clientes cualificados, comercializadores y agentes externos) se sitúa en el período entre 3,473 cEur/kWh, precio ponderado y en 3,249 cEur/kWh, precio sin ponderar.



El precio medio ponderado del mercado intradiario ha sido de 2,845 cEur/kWh en este período y el precio medio sin ponderar ha sido de 2,875 cEur/kWh.

El precio medio de venta de energía en el conjunto de los procesos de operación técnica ha sido de 4,906 cEur/kWh frente a 6,569 cEur/kWh del mismo período del año 2002.

En cuanto al precio medio horario final ponderado se ha situado en 3,726 cEur/kWh.

Para el año 2003 la contratación de energía en el mercado diario en el período ha ascendido a 198.046 GWh y 5.992.273 KEur, lo que supone un incremento del 7,28% y un notable descenso del 16,52% respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el mismo período ha descendido a 17.758 GWh y 505.129 KEur, lo que supone un notable aumento del 40,39% y un incremento del 10,82% respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

La energía utilizada en los procesos de operación técnica del sistema se sitúa para el período enero-diciembre de 2003 en 8.308 GWh y 244,616 KEur, lo que supone un aumento del 1,07% en energía y un descenso del 29,61% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior.

Para el conjunto del mercado de producción, la contratación de energía ha ascendido a 203.508 GWh y 7.583.256 KEur, lo que ha supuesto un incremento del 7,88% en energía y un descenso del 11,94% en volumen económico, con respecto al mismo período del año anterior.

Las adquisiciones correspondientes a comercializadores y consumidores cualificados en el mercado diario en diciembre de 2003 representan el 31,4% en energía, sobre el total adquirido en el mercado diario y el 31,56% en volumen económico de la demanda mensual en este mercado.

Las adquisiciones realizadas por los agentes externos en el mercado diario han sido de 193,7 GWh en el mes de diciembre de 2003.

3.6 Evolución económica del sector eléctrico

Entre los hechos ocurridos en 2003 hay algunos que merece la pena señalar. Ha sido el primer ejercicio en el que el suministro eléctrico ha estado totalmente liberalizado, lo que coloca a nuestro país entre el reducido número de países que han alcanzado la plena liberalización en la Unión Europea. Por otra parte, en el orden internacional hay que señalar, que durante el pasado año se han ido logrando avances en la construcción del Mercado Ibérico de la electricidad, que se espera entre en funcionamiento en el presente ejercicio.

Otro aspecto importante a considerar en el período, ha sido la mejora de la situación financiera, mediante la reducción de la cifra de deuda en un 17,30% hasta alcanzar los 18.823 millones de euros a 31.12.2003. Ello ha sido posible mediante la desinversión de activos no estratégicos y también, mediante la cesión a un pool de entidades bancarias de los derechos de cobro de los déficits de ingresos de los años 2001 y 2002.

El **beneficio neto** de las actividades eléctricas desarrolladas en España durante el año 2003, que asciende a 2.357 millones de €, disminuye un 42,8 % con relación a la cifra obtenida el año anterior. Las causas que dan lugar a esta reducción son entre otras las siguientes:

- La caída de los resultados extraordinarios en 2003, que ocasiona el 81,1% de esta reducción, ya que las cuentas del año 2002 incluían como ingreso del ejercicio, los importes previstos para hacer frente a los desajustes de ingresos de las actividades reguladas, anteriores a 2003.
- La venta en 2003 de la red de alta tensión, que en el ejercicio 2002 estaba en posesión de las empresas lo que tiene como consecuencia, que la actividad de Transporte y Distribución en 2003, haya tenido que asumir mayores costes en concepto de transporte de energía.
- El tipo medio del impuesto sobre sociedades aplicado en 2003, ha sido del 23,9%, mientras que en 2002 fue del 14,2% debido a la deducción fiscal por reinversión de los beneficios extraordinarios.

3.6.1 ESTADOS FINANCIEROS

La información económica y financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España durante los años 2003 y 2002, por los siguientes grupos de empresas: Grupo ENDESA, Grupo IBERDROLA, Grupo UNIÓN FENOSA, Grupo HIDROCANTÁBRICO, VIESGO-Grupo ENEL. Los cuadros que figuran a continuación, constituyen los estados financieros agregados por actividades desarrolladas en España por estos Grupos, de Generación, Transporte y Distribución y Comercialización.

ANÁLISIS DE ESTADOS FINANCIEROS

La **cifra de negocios** de la actividad eléctrica nacional durante 2003 se ha situado en 15.639 mill. de €, lo que supone un aumento del 0,4% respecto a 2002. Este incremento ha sido fruto de la evolución de diversas variables que afectan a la partida de ventas:

- El fuerte aumento de la demanda de energía eléctrica, que se ha situado en torno al 6,3%.
- El incremento medio de las tarifas reguladas en un 1,65%.
- La reducción del 18,4% del precio medio de la energía en el Mercado Mayorista de Generación, resultado de la disminución de los costes de combustible debido a la mayor aportación de energía de origen hidráulico y debido también, al aumento de la capacidad instalada.

El **resultado neto de explotación** asciende a 3.752 mill. €, cifra que es casi un 10% menor que la del año anterior. Esta reducción es, como ya se ha señalado, consecuencia de que la baja hidráulidad de 2002 incrementó de forma significativa el precio del mercado mayorista, por lo que los ingresos obtenidos por el sistema mediante la facturación a clientes finales, no cubrieron los costes ocasionados por el precio a pagar a las generadoras. No obstante, el Gobierno aseguró la recuperación de estas cantidades, por lo que las cuentas

de resultados de 2002 pudieron registrar como ingreso la totalidad del precio facturado en el mercado de generación, que fue muy superior a los ingresos realmente facturados a los clientes finales.

El análisis comparativo en condiciones homogéneas, respecto al año 2002, supondría un incremento de la cifra de negocios del 8,4%, equivalente a 1.215 mill. de € y por ello, un aumento del resultado neto de explotación de 740 mill. €, en comparación con la disminución de 410 mill. de € de la cifra de 2003.

En la disminución del resultado también ha incidido los mayores costes de operación y mantenimiento equivalentes a 584 mill, que reflejan un aumento del 9,5%, €, derivados de la venta de la red de transporte. En sentido contrario ha influido la bajada de la cifra de combustibles que se ha visto minorada en 216 mill. €, reducción acorde con la situación de excepcional hidraulicidad producida en 2003. Las compras al Régimen Especial en 2003, aumentaron un 11,9% en términos de energía, y un 5,3% en términos monetarios.

La dotación de amortización se incrementó un 1,5%, situándose en 2.182 mill. €, y ello a pesar del aumento de la vida útil de algunas instalaciones nucleares. Se llega así a la cifra de **resultado neto de explotación** antes comentada de 3.752 mill. €, cifra que supone una disminución de 410 millones €.

3.6.2 EVOLUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES ELÉCTRICAS NACIONALES

ACTIVIDAD DE GENERACIÓN

Durante 2003 la actividad de generación ha reducido su cifra de negocios en 551 mill. €, es decir un 6,1%, a pesar del incremento de la producción en régimen ordinario, como consecuencia de la bajada del 18,4% del precio del mercado mayorista ya comentada. El resultado neto de explotación por ello refleja una disminución del 7,7% situándose en 2.513 mill. €.

ACTIVIDAD DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

Durante el año 2003, la mayor parte de las empresa integradas en UNESA han transferido la red de transporte quedando reducido el desarrollo de la actividad al mantenimiento de las redes transferidas. Por ello, la partida de ventas de esta actividad ha disminuido un 6,2% con respecto a 2002, mientras que la cifra de costes operativos ha aumentado un 17,8%, motivada por el mayor coste en concepto de "transporte de energía realizado por otras empresas".

El resultado neto de explotación de esta actividad, 1.156 mill € refleja una disminución del 19,9%.

ACTIVIDAD DE COMERCIALIZACIÓN

Las ventas de energía a clientes cualificados y al exterior, han alcanzado la cifra de 4.129 mill €, lo que supone un incremento del 22,2%. El resultado neto de explotación de esta actividad ha aumentado en 87 mill. € .

RESULTADOS DEL EJERCICIO

El **resultado financiero** de la actividad eléctrica ha visto reducido su saldo negativo en un 14,2% respecto al obtenido el año anterior. A pesar de la mejora del margen financiero y a consecuencia de la caída del margen de explotación comentada, el **resultado ordinario** ha reflejado una disminución de 290 mill. €, situándose en 3.024 mill €, lo que supone una reducción del 8,8%.

Los resultados extraordinarios que recogen la plusvalía obtenida en la venta de la red peninsular de transporte, ascienden a 75 mill€, cifra muy inferior a los 1.485 mill € del año 2002. Se llega así al **beneficio neto después de impuestos** del negocio eléctrico para 2003 de 2.357 mill. de €.

ENDEUDAMIENTO

La deuda financiera de las actividades eléctricas desarrolladas en España por estas empresas a 31.12.2003, asciende a 18.823 mill. de €, lo que representa una disminución de 3.938 mill.€, es decir del 17,3% con respecto a 2002. Esta disminución ha sido posible, no sólo por la capacidad generadora de recursos de las empresas, sino también debido a las desinversiones de carácter no estratégico realizadas, así como a la cesión del derecho de compensación relativo al déficit de ingresos 2000-2002 llevada a cabo para convertir en liquidez el activo reflejado en el balance de las empresas a 31.12.02. El "ratio" de endeudamiento (Rec. Ajenos/Rec. Propios) (mill.€) ha pasado de ser 126% en 2002 a 99% en 2003.

A pesar de la mejora en la situación financiera de las empresas, la reducción de la deuda ha sido compatible con el intenso proceso inversor que para el año 2003 ha supuesto 3.036 mill. €, de los cuales, 1.454 mill € se han utilizado en nueva capacidad de generación y 1.582 en ampliación y mejora de la red de distribución.

CUADRO 3.6.1
Balance por actividades agregado. Ejercicio 2003

Unidad: millones de euros

Activo	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Accionistas (socios) por desembolsos no exigidos	0	50,0	0	50,0	0	0,0	0	100,0
2. Inmovilizado	23.490	57,8	16.928	41,7	224	0,6	40.642	100,0
2.1 Inmovilizaciones inmateriales	965	54,2	713	40,1	101	5,7	1.779	100,0
2.2 Inmovilizaciones materiales	21.133	59,3	14.481	40,7	9	0,0	35.624	100,0
2.2.1 Instalaciones técnicas de energía eléctrica	42.333	63,3	24.507	36,7	17	0,0	66.856	100,0
2.2.2 Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	2.341	76,7	710	23,3	0	0,0	3.051	100,0
2.2.3 Otro inmovilizado material	1.251	62,7	739	37,1	5	0,3	1.995	100,0
2.2.4 Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	96	49,8	97	50,1	0	0,0	193	100,0
2.2.5 Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-23.751	68,0	-11.146	31,9	-11	0,0	-34.909	100,0
2.2.6 Otras amortizaciones	-1.010	73,0	-371	26,9	-1	0,1	-1.383	100,0
2.2.7 Provisiones	-126	70,2	-54	29,8	0	0,0	-180	100,0
2.3 Inmovilizaciones financieras	1.391	43,0	1.734	53,5	113	3,5	3.239	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	44	21,8	139	69,1	18	9,1	201	100,0
4. Fondo de Comercio	0	0,0	18	97,8	0	2,2	19	100,0
5. Activo circulante	2.058	27,7	4.326	58,3	1.043	14,0	7.426	100,0
5.1 Existencias	895	96,2	22	2,4	13	1,4	931	100,0
5.2 Clientes	1.016	25,0	2.143	52,7	904	22,3	4.064	100,0
5.3 Otro activo circulante	146	6,0	2.161	88,9	125	5,1	2.432	100,0
TOTAL ACTIVO	25.591	53,0	21.411	44,3	1.286	2,7	48.288	100,0
Pasivo	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Fondos propios	10.342	63,3	5.858	35,9	136	0,8	16.336	100,0
2. Socios Externos	33	92,1	3	7,9	0	0,0	36	100,0
3. Diferencia Negativa de Consolidación	270	78,9	72	21,1	0	0,0	342	100,0
4. Ingresos a distribuir en varios ejercicios	287	12,3	2.051	87,7	1	0,0	2.339	100,0
4.1 Subvenciones de capital	107	7,9	1.257	92,1	0	0,0	1.364	100,0
4.2 Otros	180	18,4	794	81,5	1	0,1	975	100,0
5. Provisiones para riesgos y gastos	1.616	42,4	2.150	56,4	46	1,2	3.812	100,0
6. Acreedores a largo plazo	8.091	60,5	5.020	37,5	268	2,0	13.378	100,0
7. Acreedores a corto plazo	4.952	41,1	6.258	52,0	835	6,9	12.045	100,0
TOTAL PASIVO	25.591	53,0	21.411	44,3	1.286	2,7	48.288	100,0

CUADRO 3.6.2
Balance por actividades agregado. Ejercicio 2002
 Unidad: millones de euros

Activo	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Accionistas (socios) por desembolsos no exigidos	0	8,2	0	91,8	0	0,0	0	100,0
2. Inmovilizado	23.231	58,0	16.342	40,8	450	1,1	40.024	100,0
2.1 Inmovilizaciones inmateriales	815	76,8	202	19,0	45	4,2	1.062	100,0
2.2 Inmovilizaciones materiales	21.025	59,3	14.433	40,7	14	0,0	35.472	100,0
2.2.1 Instalaciones técnicas de energía eléctrica	41.651	63,1	24.387	36,9	19	0,0	66.058	100,0
2.2.2 Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	2.053	74,9	690	25,1	0	0,0	2.743	100,0
2.2.3 Otro inmovilizado material	1.277	66,7	635	33,1	4	0,2	1.916	100,0
2.2.4 Anticipos y otras inmovilizaciones materiales en curso	56	37,7	92	62,3	0	0,0	148	100,0
2.2.5 Amortizaciones de instalaciones técnicas de energía eléctrica	-22.881	67,7	-10.929	32,3	-8	0,0	-33.819	100,0
2.2.6 Otras amortizaciones	-1.008	75,9	-319	24,0	-1	0,1	-1.328	100,0
2.2.7 Provisiones	-124	50,2	-123	49,8	0	0,0	-247	100,0
2.3 Inmovilizaciones financieras	1.391	39,9	1.708	48,9	391	11,2	3.490	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	50	24,1	156	75,4	1	0,5	207	100,0
4. Fondo de Comercio	680	70,8	268	27,9	12	1,3	960	100,0
5. Activo circulante	2.472	39,9	2.740	44,2	981	15,8	6.193	100,0
5.1 Existencias	892	96,4	29	3,1	4	0,5	925	100,0
5.2 Clientes	962	24,3	2.186	55,2	813	20,5	3.960	100,0
5.3 Otro activo circulante	618	47,3	525	40,2	164	12,5	1.308	100,0
TOTAL ACTIVO	26.433	55,8	19.506	41,2	1.445	3,0	47.383	100,0
Pasivo	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		TOTAL	
	Importe	%	Importe	%	Importe	%	Importe	%
1. Fondos propios	10.817	67,7	5.118	32,0	42	0,3	15.977	100,0
2. Socios Externos	18	87,2	3	12,8	0	0,0	21	100,0
3. Diferencia Negativa de Consolidación	277	77,1	82	22,9	0	0,0	359	100,0
4. Ingresos a distribuir en varios ejercicios	151	8,5	1.621	91,4	1	0,1	1.774	100,0
4.1 Subvenciones de capital	118	9,7	1.101	90,3	0	0,0	1.218	100,0
4.2 Otros	34	6,0	521	93,8	1	0,2	555	100,0
5. Provisiones para riesgos y gastos	1.388	41,4	1.924	57,5	37	1,1	3.349	100,0
6. Acreedores a largo plazo	8.098	53,5	6.483	42,8	558	3,7	15.139	100,0
7. Acreedores a corto plazo	5.684	52,8	4.274	39,7	807	7,5	10.765	100,0
TOTAL PASIVO	26.433	55,8	19.506	41,2	1.445	3,0	47.383	100,0

CUADRO 3.6.3

Cuentas de pérdidas y ganancias analítica

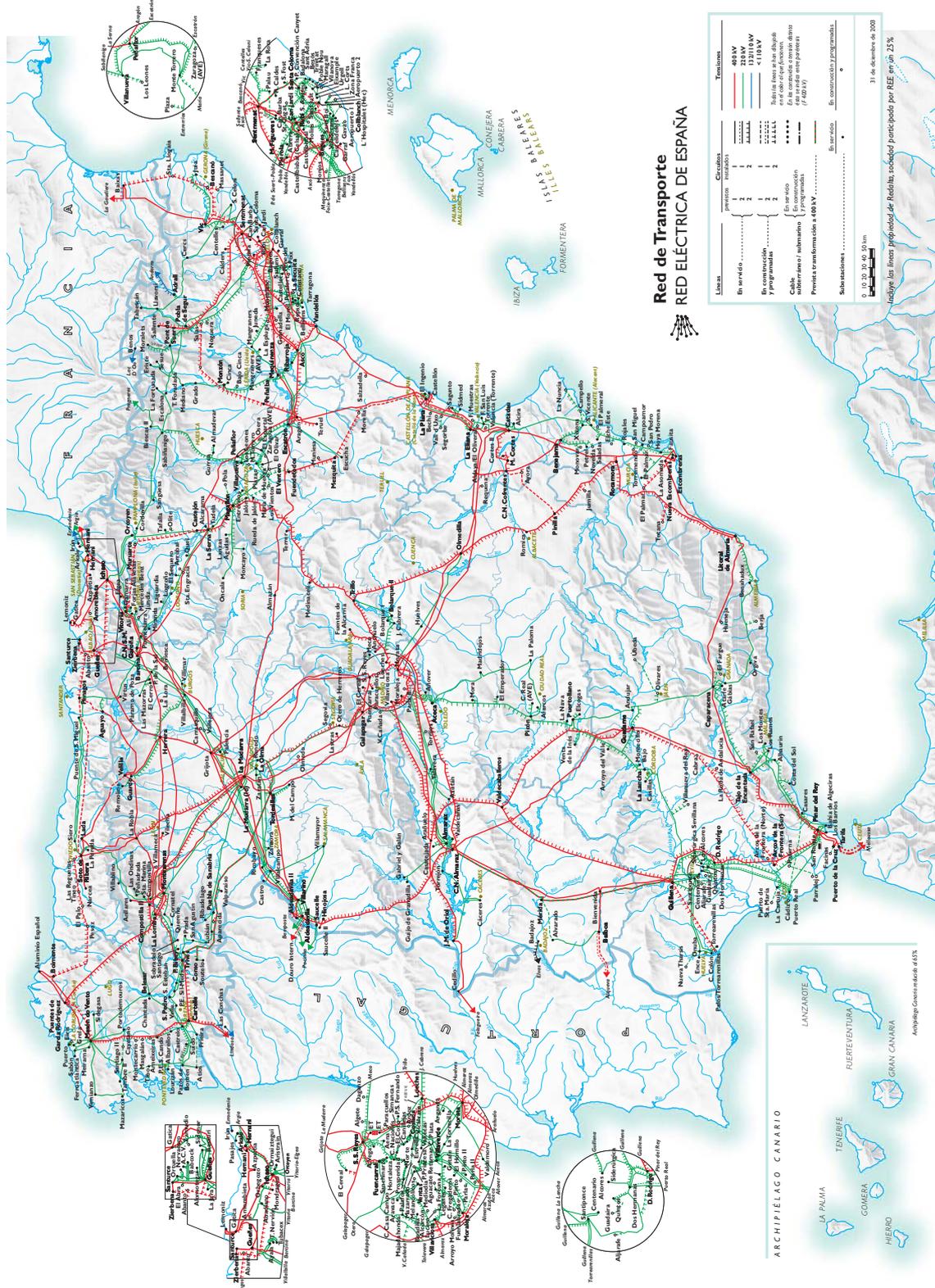
Unidad: millones de euros

Conceptos	Generación		Trans.-distribución		Comercialización		Total eléctrico					
	2003(E)	2002	%	2003(E)	2002	%	2003(E)	2002	%			
Ventas netas y prestaciones de servicios	371	328	13,0	11.138	11.865	-6,1	4.129	3.380	22,2	15.639	15.574	0,4
Ventas imputadas entre actividades	8.151	8.744	-6,8	998	832	20,0	0	0	0,0	9.149	9.576	-4,5
Otros ingresos relacionados con la explotación	172	166	3,9	405	322	25,9	113	74	52,8	691	562	22,9
Valor de la producción	8.694	9.239	-5,9	12.542	13.019	-3,7	4.242	3.454	22,8	25.478	25.712	-0,9
Consumos	-2.720	-2.936	-7,4	-2.700	-2.532	6,6	-104	-83	26,1	-5.524	-5.550	-0,5
Compras imputadas entre actividades	-567	-695	-18,4	-5.228	-6.050	-13,6	-2.655	-2.252	17,9	-8.450	-8.997	-6,1
Gastos externos y de explotación	-879	-842	4,4	-1.864	-1.460	27,7	-279	-203	37,5	-3.022	-2.505	20,6
Otros gastos imputados entre actividades	0	0	0,0	0	0	0,0	-998	-832	20,0	-998	-832	20,0
Valor añadido de la empresa	4.528	4.765	-5,0	2.750	2.978	-7,7	206	85	143,1	7.484	7.828	-4,4
Gastos de personal	-691	-683	1,2	-764	-770	-0,7	-95	-63	49,3	-1.550	-1.516	2,2
Resultado bruto de explotación	3.837	4.083	-6,0	1.985	2.208	-10,1	111	21	423,7	5.934	6.312	-6,0
Dot. amortizaciones de inmovilizado y prov. tráfico	-1.325	-1.360	-2,6	-830	-764	8,6	-28	-25	9,7	-2.182	-2.150	1,5
Resultado neto de explotación	2.513	2.723	-7,7	1.156	1.443	-19,9	83	-4	-2083,2	3.752	4.162	-9,9
Ingresos financieros	53	109	-51,3	6	47	-88,0	6	3	0,0	64	158	-59,5
Gastos financieros	-437	-539	-18,8	-339	-443	-23,5	-16	-25	-35,1	-792	-1.006	-21,3
Resultado de las actividades ordinarias	2.128	2.293	-7,2	823	1.048	-21,5	73	-26	-378,0	3.024	3.314	-8,8
Resultados extraordinarios	-269	1.244	-121,6	321	275	16,7	23	-34	-169,2	75	1.485	-95,0
Resultado antes de impuestos	1.859	3.537	-47,4	1.143	1.322	-13,5	96	-60	-260,6	3.098	4.799	-35,4
Impuestos sobre sociedades	-582	-659	-11,8	-127	-44	186,6	-32	24	-235,3	-741	-680	9,0
Resultado después de impuestos (beneficio o pérdida)	1.278	2.877	-55,6	1.016	1.278	-20,5	64	-36	-277,4	2.357	4.119	-42,8

CUADRO 3.6.4

Ratios

Conceptos	2003 (E)								
	Gener.	Trans.-distr	Comer.	Total elec.	Gener.	Trans.	Trans.-distr	Comer	Total elec.
Resultado neto de explotación (EBIT) después de impuestos/ventas (%)	20,0	6,6	1,3	16,4	20,3	7,9	7,9	-0,1	18,2
Ventas / activos netos (veces)	0,3	0,6	3,2	0,3	0,3	0,70	0,7	2,3	0,3
Rentabilidad del activo neto (R.O.A.) (%)	6,6	3,7	4,2	5,3	7,0	5,1	5,1	-0,2	6,0
Rentab.sobre fondos propios (ROE: Rtado después imp./f.propios) (%)	11,5	9,9	45,5	11,1	21,2	13,4	13,4	-90,2	18,1
Porcentaje de amortización: Amort. acum. / Inmov. mat. bruto (%)	56,1	45,5	66,5	52,2	54,9	44,8	44,8	42,9	51,2
Antigüedad instalaciones (años): Amort. acum./ Dot. anual amortización	18,7	13,9	0,4	16,6	17,6	14,7	14,7	0,4	16,3
Endeudamiento (%): Acreedores / Acreedores + Fondos Propios	54,4	58,5	89,0	57,2	55,0	61,2	61,2	97,0	58,8
Vida restante deuda (años): Deuda/ Cash flow operativo (EBITDA)	3,4	5,7	9,9	4,3	3,4	4,9	4,9	64,3	4,1
Gastos financieros / Cifra de negocios (%)	5,1	2,8	0,4	5,1	5,9	3,5	3,5	0,7	6,5
B° neto + Imp. sociedades + Gtos financieros / Gtos financieros (veces)	5,3	4,4	7,0	4,9	7,6	4,0	4,0	-1,4	5,8



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 7.880 MWe, lo que representa el 12% de la potencia total nacional de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2003 ha sido de 61.875 GWh, similar a la de los años anteriores, lo que ha supuesto una contribución del 23,5% al total de la producción nacional.

CUADRO 4.1

Potencia eléctrica y producción de origen nuclear 2003

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción bruta (GWh)
José Cabrera	PWR	1968	160,00	1.140
Garóña	BWR	1971	466,00	3.739
Almaraz I	PWR	1981	973,50	7.806
Ascó I	PWR	1983	987,11	7.918
Almaraz II	PWR	1983	1.028,00	6.897
Cofrentes	BWR	1984	1.027,21	8.294
Ascó II	PWR	1985	1.085,33	8.887
Vandellós II	PWR	1987	1.087,14	8.525
Trillo	PWR	1988	1.066,00	8.669
TOTAL			7.880,29	61.875

PWR = Reactor de agua a presión.

BWR = Reactor de agua en ebullición.

Fuente: DGPEM.

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 2003 ha sido del 90,3%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 92,1%.

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 2003 elementos combustibles tanto para el mercado nacional como para la exportación. Durante el año se han fabricado 738 elementos,



conteniendo 200,8 toneladas de uranio, de ellos, 256 corresponden al tipo PWR, 380 a BWR y 102 a VVER. Se han exportado elementos combustibles a Alemania, Bélgica, Finlandia, Francia y Suecia, y barras con gadolinio a Estados Unidos. Los elementos combustibles exportados han sido 446, conteniendo 92,5 toneladas de uranio.

Continúan los trabajos de restauración y clausura 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 de explotación de la segunda.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA ha gestionado y suministrado un total de 154 toneladas de uranio de distintos grados de enriquecimiento, lo que equivale a 1.782 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.504 toneladas en servicios de conversión y 904.000 UTS (Unidades Técnicas de Separación) en servicios de enriquecimiento. En 2003 ENUSA ha suministrado combustible a las centrales: José Cabrera, Almaraz I, Cofrentes, Ascó II, Trillo y Vandellós II.

4.3 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 2003 se han recepcionado 311 expediciones, habiéndose almacenado en las estructuras 392 contenedores. A 31 de diciembre de 2003 estaban almacenados un total de 4.346 contenedores y la ocupación de las estructuras era aproximadamente del 50 %.

4.4 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras

PARQUE NUCLEAR

Con el fin de mejorar su rendimiento económico, algunas centrales nucleares vienen incrementando su potencia nominal; bien mediante la optimización de la eficiencia de grandes componentes la central, o bien a 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 579 MW, 133 de los cuales corresponden al período 2000-2003. Concretamente, en 2003, como consecuencia del aumento de la potencia térmica, la central de Ascó I ha incrementado su potencia en 4,5 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 2003 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 2003 el importe pendiente de com-

pensación al “Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear” se elevaba a 1.854,5 M€, de los que 966 M€ correspondían a C.N. Lemóniz, 860 M€ a C.N.Valdecaballeros y 28 M€ a C.N.Trillo II.

PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Mediante Orden del Ministerio de Economía de 14 de julio de 2003 se declaró el cese definitivo de explotación de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio, propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A. La producción industrial de la Planta concluyó a finales del año 2000, y durante 2001 y 2002 estuvo únicamente dedicada a actividades de producción residual.

SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2003 se entregaron cuatro contenedores metálicos de doble propósito, para el almacenamiento y transporte de elementos combustibles gastados de la central nuclear de Trillo. 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 de la capacidad de almacenamiento de combustible gastado de la piscina de esta central, por las características de la misma.

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

En el mes de mayo ENRESA presentó al MINECO 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–, y que, al no poder ser tratados como residuos 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.

DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

A mediados de 2003, ENRESA concluyó los trabajos de la primera fase del desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I, lo que ha permitido liberar para otros usos aproximadamente el 80% del emplazamiento. Tras esta etapa se inicia la fase de latencia, con una duración estimada en unos 25-30 años, tras la que se acometerá el desmantelamiento total. El inicio de esta nueva fase y las condiciones que durante la misma se establezcan habrá de ser objeto de una autorización del MINECO, previo informe del CSN.

Mediante la Orden ECO/3864/2003, de 23 de diciembre, se declaró la clausura del reactor nuclear experimental ARGOS de la Universidad Politécnica de Cataluña en Barcelona, quedando el emplazamiento sin restricción alguna de tipo radiológico.

Durante 2003 se realizaron labores previas al desmantelamiento del reactor nuclear experimental ARBI de la Fundación Labein, en Bilbao. El desmantelamiento se autorizó en mayo de 2002 y su comienzo está previsto para mediados de 2004, con una duración aproximada de cuatro meses.

4.5 Normativa nacional y de la UE aprobada en el año y en elaboración

NORMATIVA NACIONAL APROBADA

- *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).* Tiene como objeto el establecimiento de la normativa interna necesaria para la aplicación en nuestro país del Protocolo adicional al Acuerdo de salvaguardias derivado del Tratado sobre la no proliferación de las armas nucleares (TNP). Este Tratado, al que se adhirió España en 1987, dispone que los Estados parte no poseedores de armas nucleares tienen obligación de concertar con el Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA) un acuerdo de salvaguardias para verificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos, con miras a impedir el desvío de materiales nucleares para usos no pacíficos. Asimismo, en 1989 España se adhirió al Acuerdo de Salvaguardias firmado en 1973 conjuntamente por el OIEA, la Comunidad Europea de la Energía Atómica (EURATOM) y los Estados miembros no poseedores de armas nucleares de la UE, para dar cumplimiento a lo requerido en el TNP.

Tras el descubrimiento por inspectores del OIEA de programas de desarrollo de armamento nuclear en Iraq y en la República Popular de Corea a principios de los 90, se impulsó una reforma para fortalecer el sistema de salvaguardias del OIEA, que culminó con un Protocolo adicional a los Acuerdos de salvaguardias existentes. Su entrada en vigor tendrá lugar cuando todos los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares hayan promulgado los instrumentos jurídicos necesarios para la aplicación en el correspondiente ámbito nacional de los compromisos adquiridos por los Estados, lo que se espera que tenga lugar antes del 1 de mayo de 2004.

- *Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, sobre ordenación de las actividades de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) y su financiación (BOE 8-11-03).* Tiene por objeto actualizar la normativa por la que se regulan las actividades relacionadas con la gestión de los residuos radiactivos y el desmantelamiento de las instalaciones nucleares y radiactivas que fueron encomendadas a ENRESA tras su creación en el año 1984, así como su financiación a través del denominado Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos. Entre otras cosas, mediante este R.D se han redefinido las modalidades de contraprestación económica por los servicios que viene prestando ENRESA, se ha detallado el mecanismo para el control económico de sus gastos e inversiones por parte del MINECO, se han modificado los criterios sobre periodicidad de elaboración del Plan General de Residuos Radiactivos, y revisado los activos financieros en que podrá materializarse el Fondo para la financiación de las actividades incluidas en el Plan General de Residuos Radiactivos.
- *Orden ECO/1449/2003, de 21 de mayo, sobre gestión de materiales residuales sólidos con contenido radiactivo generados en las instalaciones radiactivas de 2ª y 3ª categoría en las que se manipulen o almacenen isótopos radiactivos no encapsulados. (BOE 5-6-03).* Se dictó en virtud de la competencia otorgada al MINECO por el artículo 2.9 de la Ley 25/1964, sobre Energía Nuclear, de acuerdo con la redacción dada al mismo por la Disposición adicional cuarta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, en relación con la definición de "residuo radiactivo", y su objeto es, de acuerdo con el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), desarrollar el concepto de residuo radiactivo en el ámbito de las instalaciones radiactivas de 2TM y 3TM categoría, con el fin de simplificar y optimizar las actividades de gestión de estos materiales en España y su control por parte del CSN.

NORMATIVA COMUNITARIA APROBADA

- *Directiva 2003/122, Euratom del Consejo, de 22 de diciembre del 2003, sobre el control de fuentes radiactivas selladas de actividad elevada y de las fuentes huérfanas. (DOUE 31-12-03).*



Mediante esta Directiva se pretende completar la “Directiva 96/29, Euratom del Consejo, de 13 de mayo de 1996, por la que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que resulten de las radiaciones ionizantes”, con el fin de incrementar el control ejercido por las Autoridades nacionales sobre las fuentes radiactivas que supongan un mayor peligro y de establecer las responsabilidades de los poseedores de estas fuentes. La transposición de esta Directiva a la legislación española ha de tener lugar antes del 31 de diciembre de 2005.

➤ *Decisión del Consejo por la que se autoriza a la Comisión a negociar un acuerdo con Rusia sobre comercio de materiales nucleares.*

Mediante esta Decisión se autoriza a la Comisión a negociar un acuerdo de cooperación con Rusia sobre intercambios de materiales nucleares, con arreglo a una serie de directrices, entre las que cabe destacar:

- ❑ El acuerdo se referirá a las transferencias de materiales nucleares para usos pacíficos y en él se tendrán en cuenta los principios contenidos en la Declaración de Corfú de 1994 (en la que se establecía que la participación de la industria de enriquecimiento europea en el suministro comunitario debería de mantenerse en, aproximadamente, un 80% de las necesidades), así como la realidad del mercado actual de la Unión y en los futuros Estados miembros, y se respetarán, tanto los intereses de los consumidores europeos como la viabilidad de la industria europea, particularmente la de enriquecimiento.
- ❑ Tanto en la Comunidad como en Rusia, estos materiales estarán sujetos a:
 - la aplicación de los controles de seguridad en materia de no proliferación de materiales nucleares para usos no pacíficos, y las garantías establecidas frente al OIEA,
 - la aplicación de las medidas de protección física a niveles que satisfagan los criterios establecidos por el OIEA y la Convención sobre Protección Física de los materiales nucleares,
 - la aplicación de las directrices del OIEA a las retransferencias de materiales nucleares fuera de la jurisdicción de las partes.
- ❑ Se garantizará la libre circulación de materiales nucleares dentro de la UE.
- ❑ Se deberá prever un seguimiento regular de todos los intercambios.

La necesidad de esta Decisión, aprobada por el Consejo el 17 de noviembre de 2003, se fundamenta principalmente en el hecho de que la ampliación trastoca en profundidad las condiciones de transferencia de materiales nucleares entre Rusia y la UE, debido a que los nuevos Estados miembros que cuentan con centrales nucleares dependen totalmente del suministro ruso.

NORMATIVA COMUNITARIA EN ELABORACIÓN

- *Revisión del actual Reglamento sobre el control de seguridad de EURATOM para la aplicación de salvaguardias en la UE.*

Por lo que se refiere a 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, la aplicación de las nuevas tecnologías de la información y de la comunicación, y afrontar el reto de la ampliación.

Esta propuesta de Reglamento ha sido debatida a lo largo de 2003 en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo y su tramitación deberá concluirse antes de la entrada en vigor del Protocolo adicional.

- *“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 establece 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, establece 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, obliga 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 de todo el 2003 y es de esperar que lo sigan siendo por lo menos durante la primera presidencia de 2004.

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 2003:

COMUNIDAD EUROPEA DE ENERGÍA ATÓMICA (EURATOM-UE)

- 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. Durante 2003, las actividades de ésta han estado marcadas por dos cuestiones relevantes: los preparativos para la próxima ampliación de la UE y la decisión tomada por la Comisión para concentrar las actividades relativas a la mayor parte de las actividades que esta institución lleva a cabo en el ámbito del Tratado EURATOM y, entre ellas las relativas al “Abastecimiento”, en Luxemburgo. Entre las actividades más señaladas de este Comité en 2003 se encuentran los temas relativos al comercio con Rusia, la seguridad en el suministro y la validación de una metodología para la indexación de precios, lo que se llevó a cabo mediante la creación de sendos grupos de trabajo: uno sobre “Seguridad de suministro”, con el fin de evaluar el impacto de todas las etapas del ciclo del combustible desde el punto de vista de la seguridad en el suministro, y otro sobre “Precios”, para estudiar el establecimiento de una metodología en el ámbito de EURATOM para el cálculo y la publicación de precios medios de uranio natural y trabajos de separación.
- 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 la primera reunión celebrada en marzo, entre otros asuntos, se analizó el primer borrador del Programa de Trabajo para 2004 dentro del 6º Programa Marco (2002-2006), y se presentaron los resultados de proyectos realizados en el 4º y 5º Programas Marco relativos a las áreas de seguridad de reactores, sistemas futuros

y partición y transmutación. Cabe señalar por lo que se refiere a la participación española en el 5º Programa Marco de I+D de EURATOM (1998-2002) que entidades españolas participaron en 185 proyectos, con un coste total de 21,7 M€ y una contribución comunitaria de 11,4 M€.

En la segunda reunión que tuvo lugar en junio, además de la nueva revisión del Programa de Trabajo para 2004, se analizaron los resultados de la primera convocatoria del 6º PM, en la que se aprobaron 19 propuestas: 7 en el área de gestión de residuos radiactivos, 4 en la de protección radiológica y 8 en otras actividades en tecnología y seguridad nuclear. En las propuestas seleccionadas, el número de participaciones de entidades españolas fue de 41.

➤ 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 2003 cabe señalar la aprobación el Programa de Acción en Seguridad Nuclear para Rusia, Ucrania, Armenia, Kazajstán y la contribución al Fondo del Partenariado Medio Ambiental de la Dimensión Nórdica, por un valor total 85 M€ (64 destinados a los países, 24 al Partenariado y una contribución de 1 M€ al Programa de Acción de Bielorrusia). También se aprobó el Programa Indicativo para el período 2004-2006 por valor de 429 M€.

En relación con el programa PHARE, también se aprobó el Programa de Acción en Seguridad Nuclear por valor de 10,9 M€, el cual será el último previsto debido a la adhesión de los nuevos Estados miembros a la UE. Tan sólo quedará un pequeño programa reducido de ayuda en seguridad nuclear a Rumanía y Bulgaria.

AGENCIA DE ENERGÍA NUCLEAR (NEA-OCDE)

➤ Comité de Dirección.

Además de aprobar el Programa de trabajo y el Presupuesto de la NEA para 2004, entre otras cuestiones, este Comité empezó a trabajar en el nuevo Plan Estratégico de la Agencia para los años 2005-2009. Este Plan se deberá aprobar a lo largo de 2004.

➤ 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 y de las



demandas y necesidades de suministro en las diferentes fases del ciclo del combustible nuclear; el análisis de las características técnicas y económicas del desarrollo de la energía nuclear y del ciclo del combustible, y la evaluación de las diferentes consecuencias técnicas y económicas de las diferentes estrategias para el ciclo del combustible nuclear.

En su reunión celebrada del 11 al 13 de junio, además de los temas habitualmente tratados en éste (informe de los países, seguimiento de los distintos proyectos incluidos en el Programa de Trabajo, etc.), se informó sobre la situación de la iniciativa Generación IV, en la que participa la NEA, que tiene como objetivo el desarrollo y demostración de nuevos sistemas nucleares de generación que puedan ofrecer ventajas en las áreas de economía, seguridad y fiabilidad, y desarrollo sostenible, que puedan ser comercializados a partir del año 2030, así como de las reglas de funcionamiento acordadas para el Grupo asesor internacional creado en el seno de la NEA sobre el 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). Asimismo, tuvo lugar una sesión especial sobre "Indicadores de desarrollo sostenible en el sector nuclear".

➤ Comité de Derecho Nuclear.

Del 30 al 31 de octubre tuvo lugar la reunión anual y, entre los temas tratados, se pasó revista a las últimas firmas o adhesiones a los Convenios de París y Bruselas, destacando la adhesión de Eslovenia a este último. También se informó de las últimas actuaciones acerca de los Protocolos de modificación de los dos Convenios, señalándose que en abril de 2003 los Estados Parte adoptaron el texto definitivo y en julio de 2003 la Comisión Europea adoptó dos propuestas de Decisión autorizando a los Estados Parte comunitarios a, respectivamente, firmar y ratificar el Protocolos de modificación del Convenio de París, propuestas que fueron aprobadas por el Consejo de la UE en noviembre de 2003.

También se trató un documento por el que se describe el impacto que podría tener la "Declaración sobre la aplicación del Convenio de París a Hong Kong", sobre los Estados Parte de la Convención de Viena y del Joint Protocol, y se abordó el modo de hacer efectiva dicha Declaración internacional.

Asimismo, fue objeto de análisis la futura política a adoptar sobre Observadores de Estados No Miembros, la elaboración de la Directiva europea sobre Responsabilidad civil por daños al medio ambiente y el Código de conducta del OIEA sobre salvaguardias y seguridad en el transporte de fuentes radiactivas.

El Secretariado invitó a los países de Europa del Este que asistían como observadores a informar brevemente sobre sus últimos desarrollos legislativos en el ámbito nuclear; interviniendo Bulgaria, Lituania, Rumania, Federación Rusa, Eslovenia y Ucrania.

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

En su reunión de 29 de octubre se dedicó, esencialmente, a la preparación de los Protocolos de modificación de ambos Convenios y, fundamentalmente, de la solución del conflicto del Protocolo de modificación del Convenio de París con el Derecho Comunitario sobre la cuestión de la competencia judicial.

ORGANISMO INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA ATÓMICA (OIEA-NACIONES UNIDAS)

➤ Conferencia General.

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 47TM, tuvo lugar del 15 al 19 de septiembre. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- ❑ las medidas para fortalecer 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 radiológica,
- ❑ 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.

Asimismo y además del debate general que tiene lugar en esta Conferencia, se presentó el Informe anual de 2002, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2004 de 268,534 M\$, y las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2004, para las que se estableció una cifra objetivo de 74,750 M\$.

➤ Junta de Gobernadores.

Esta institución 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 2003 están: el examen de la seguridad nuclear correspondiente a 2002, el Código de conducta sobre seguridad de los reactores de investigación, el examen de la tecnología nuclear actualizado al 2003, el estado de la concertación de Acuerdos de salvaguardias y Protocolos adicionales, la protección contra el terrorismo nuclear, la aplicación de las salvaguardias en 2002 y, particularmente con relación a Corea del Norte, Irán e Iraq, y las actividades de cooperación técnica en 2002. El 22 de septiembre de 2003, el representante de España fue nombrado Presidente de la Junta de Gobernadores, por un período de un año.

➤ Grupo de trabajo sobre la revisión de la Convención para la Protección Física de los Materiales Nucleares.



El Grupo de expertos jurídicos y técnicos encargado de elaborar una propuesta de enmienda de la Convención de Protección Física finalizó sus actividades en 2003. El trabajo del Grupo se describe en un informe que se dirigió al Director General del OIEA que se ha acompañado con la propuesta de revisión de la Convención. El Grupo no pudo alcanzar un texto de consenso global y quedaron algunos aspectos pendientes de acuerdo que deberán ser negociados por las Partes en una futura Conferencia Diplomática que se convoque a tal efecto. La fecha de esta Conferencia se desconoce, aunque es posible que se convoque a finales de 2004.

➤ **Primera reunión de revisión de las Partes, en relación con la “Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión del desechos radiactivos”, hecha en Viena el 5 de septiembre de 1997. (Viena, 3-14 noviembre de 2003).**

Como Parte Contratante de la “Convención conjunta sobre seguridad en la gestión del combustible gastado y sobre seguridad en la gestión del desechos radiactivos”, hecha en Viena el 5 de septiembre de 1997, España remitió al OIEA el Primer Informe nacional sobre el cumplimiento de esta Convención, que fue analizado, junto con los de los demás Estados Parte, en la Primera reunión de revisión que tuvo lugar durante los primeros días de noviembre de 2003 en Viena.

La elaboración de este Primer Informe nacional fue coordinada por el Ministerio de Economía, y en ella participaron el CSN, ENRESA y la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).

Este informe puede ser obtenido, en versión española o inglesa, en las direcciones siguientes:

- ❑ http://www.mineco.es/nuclear/informe_esp.pdf
- ❑ http://www.mineco.es/nuclear/informe_ing2.pdf

GRUPO DE SUMINISTRADORES NUCLEARES (GSN)

Durante 2003 cabe destacar la celebración del Plenario del Grupo en Busan (Corea del Sur). Los debates se centraron sobre la necesidad de reforzar el régimen de control de las exportaciones de los materiales de doble uso y sobre una posible reinterpretación de determinadas cláusulas que permiten realizar exportaciones a países sometidos a control ya sea por tratarse de contratos previos a la entrada en el Grupo o por motivos de seguridad nuclear. También se discutió sobre la continua necesidad de ampliar el Grupo con la adhesión de nuevos miembros, al objeto de extender el régimen de control a la mayor número de países. Se han tenido contactos con países como Irán, China, los nuevos Estados miembros de la UE, entre otros.

FONDOS GESTIONADOS POR EL BERD

España viene participando en los siguientes foros que se encargar 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 Chernóbil (CSF).

Durante 2003 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 Chernóbil. Este año ha habido un fuerte impulso en el proyecto y se ha concluido el diseño conceptual del nuevo confinamiento. En paralelo se han iniciado los trámites para la adjudicación de los contratos asociados a la construcción del nuevo confinamiento, que deberán terminarse con la adjudicación del contrato a principios de 2004. Asimismo, en 2004 se iniciará los trámites para la contratación de buena parte de los proyectos pendientes.

En cuanto a los problemas instituciones que había en años precedentes, se han resuelto la mayor parte de ellos, con la excepción de los problemas de tránsito en la frontera entre Bielorrusia y Ucrania. También en el ámbito institucional, pero centrado en aspectos técnicos, sigue existiendo preocupación por la convalidación en Ucrania de los certificados de garantía de las autoridades de seguridad de los países donantes para los componentes y materiales que se utilizarán en el proyecto. Hasta ahora las autoridades ucranianas exigían una reevaluación y ello puede encarecer y retrasar significativamente el proyecto, por lo que se están discutiendo procedimientos abreviados.

España contribuyó a la primera fase de este proyecto con 3 M\$ y en 2002 efectuó una nueva aportación de 2 M€ para la segunda fase del proyecto. En 2001, la UE aprobó una contribución a este Fondo de 100 M€ para el período 2001-2004. De acuerdo con las nuevas estimaciones económicas, no habrá suficientes fondos para terminar el proyecto y se prevé que a lo largo de 2004 pueda haber una nueva solicitud de aportaciones a los Estados donantes.

- 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 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. Cabe destacar que en 2003 un consorcio formado por tres empresas de ingeniería española: Iberínco, líder del consorcio, Soluziona y Empresarios Agrupados, y la empresa francesa EDF, han ganado un contrato por valor 11,2 M€ para establecer la unidad de gestión del proyecto internacional en la central nuclear de Bohunice en Eslovaquia.

5.1 Situación actual

5.1.1 PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR

Globalmente la producción en toneladas de hulla más antracita en 2003, disminuyó un 3,8% con respecto a 2002. Este hecho se debe a menores producciones en algunas explotaciones a cielo abierto y en una empresa de minería subterránea, dado que no se han efectuado reducciones de capacidad en el año. En lignitos negros la producción bajó el 10,6%, fundamentalmente por reducciones en la producción de cielos abiertos, aunque también se cerró definitivamente Minas de Escucha, instalación de minería subterránea. Finalmente, la producción de lignito pardo bajó un 8,5% en relación a la de 2002 (cuadro 5.1.1).

CUADRO 5.1.1

Balance del carbón

	2002	2003	2003/02 %	2002	2003	2003/02 %
	Miles de toneladas	Miles de toneladas		Miles de tec ¹	Miles de tec ¹	
+ Producción	22.035	20.548	-6,7	10.978	10.205	-7,0
Hulla y antracita	9.752	9.386	-3,8	6.993	6.597	-5,7
Lignito negro	3.557	3.181	-10,6	1.511	1.377	-8,9
Lignito pardo	8.726	7.981	-8,5	2.473	2.232	-9,8
+ Variación de stocks ²	89	1.567		-120	1.076	
Hulla y antracita	-405	900		-332	788	
Lignito negro	483	657		210	284	
Lignito pardo	12	10		2	3	
+ Importación	24.635	21.772	-11,6	21.105	18.697	-11,4
Hulla coquizable	3.775	3.321	-12,0	3.669	3.275	-10,7
Hulla no coquizable	20.735	18.232	-12,1	17.311	15.203	-12,2
Coque	125	219	75,0	125	219	75,1
- Exportación	684	942	37,7	691	951	37,7
Coque	684	942	37,7	691	951	37,7
= Consumo interior bruto	46.075	42.944	-6,8	31.273	29.027	-7,2

Fuente: DGPEM. Dirección General de Política Energética y Minas).

¹ Toneladas equivalentes de carbón.

² Existencias iniciales - Existencias finales.

5.1.2 DEMANDA INTERIOR

La demanda de carbón durante 2003 ha tenido la distribución que proporciona el cuadro 5.1.2. La mejor hidraulicidad del año ha hecho bajar el consumo de carbón para gene-

CUADRO 5.1.2

Sectorización del consumo de carbón

	2002	2003	2003/02 %	2002	2003	2003/02 %
	Miles de toneladas			Miles de tec		
1. Generación eléctrica	41.199	38.248	-7,2	26.537	24.396	-8,1
1.1 Compañías eléctricas	41.098	38.145	-7,2	26.452	24308	-8,1
Hulla y antracita	10.908	10.015	-8,2	7.933	7.182	-9,5
Lignito negro	4.267	3.810	-10,7	1.862	1.533	-17,7
Lignito pardo	8.738	7.987	-8,6	2.206	1.988	-9,9
Carbón importado	17.186	16.333	-5,0	14.450	13.606	-5,8
1.2 Autoprodutores	100	104	3,1	86	88	2,3
2. Transf. en coquerías y A.H.	3.593	3.611	0,5	3.646	3.705	1,6
3. Fabricas de cemento	245	221	-9,6	215	194	-9,7
4. Resto de industria	834	675	-19,1	734	597	-18,7
5. Usos domésticos	117	121	3,4	78	85	8,7
6. Cons. propios y pérdidas	87	67	-22,9	62	50	-18,6
TOTAL	46.075	42.944	-6,8	31.273	29.027	-7,2

Fuente: DGPEM.

ración, a pesar del crecimiento de la demanda eléctrica. En generación eléctrica bajó el consumo en toneladas de hulla y antracita un 8,2%, el de lignito negro un 10,7%, el de lignito pardo un 8,6% y el de carbón importado un 5%.

En otros sectores, el consumo en siderurgia subió ligeramente, el 0,5% en toneladas, en cementeras bajó el 9,6% y el 19,1% en otras industrias. En usos domésticos subió ligeramente, aunque se mantiene en valores bajos.

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.

El precio en factura medio del carbón nacional (hulla, antracita y lignito negro) que percibió ayudas en el año 2002 fue de 36,27 euros por tonelada para un carbón con P.C.S.

medio de 4.478 kcal/kg. Expresado en unidades energéticas, dicho precio fue un 1,72% inferior al precio del año 2001. En el año 2003 el precio medio del carbón fue de 35,04 euros por tonelada para un carbón con un P.C.S. medio de 4.429 kcal/kg. Expresado el precio en unidades energéticas, fue de 7,91 céntimos de euro por termia, es decir un 2,35% inferior al del año 2002.

Por tanto el valor de la producción de estos tipos de carbón fue de es de 441,6 millones de euros. Hay que agregar otros 180 millones de euros, valor de venta de los lignitos pardos. Por lo tanto el valor de la producción entregada al sector eléctrico fue de 604 millones de euros.

El ingreso por entregas de carbón que percibió ayudas a centrales eléctricas (hulla, antracita y lignito negro) para las empresas mineras se obtiene sumando al valor de la producción, los 308,325 millones de euros de ayudas al funcionamiento, para empresas privadas y los 96,414 millones de euros para empresas públicas. Por tanto los ingresos para empresas que extraen estos tipos de carbón en el año 2003 fueron de 828,97 millones de euros, inferiores a los del año 2002. Se pueden estimar en otros 54 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.Pl. otros 175,178 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 los subsectores de hulla, antracita y lignito negro, a final del año 2003 era de 11.453 trabajadores, frente a los 12.798 del año 2002 lo que supone una disminución de empleo del 10,5%. Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la mano de obra total empleada en el año 2003 ha sido de 12.147 trabajadores frente a 13.565 en el año 2002, lo que supone una disminución del 10,4%. Estas disminuciones de plantillas se deben a la reducción de la edad de prejubilación, que se situó en 52 años equivalentes, desde 1998.

CUADRO 5.1.3

Mano de obra empleada en minería

	2002	2003	2003/02
Hulla	8.671	7.836	-9,6
Antracita	3.248	2.830	-12,9
Lignito negro	879	787	-10,5
Total Carbón CECA	12.798	11.453	-10,5
Lignato pardo	767	694	-9,5
TOTAL	13.565	12.147	-10,5

Fuente: DGPEM.

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, disminuyó en un 12% respecto al año 2002. En unidades monetarias la importación disminuyó en un 23,6% durante el mismo período. Los precios unitarios del carbón térmico disminuyeron desde un promedio de 36,72 euros/t hasta 31,69 euros/t.

La disminución de la importación de carbón se debió al buen año hidráulico, que en consecuencia origina una menor producción de electricidad en centrales térmicas.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2003 por las empresas eléctricas fue de 31,69 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón de 6.083 kcal/kg, frente a 36,72 euros/tonelada para un carbón con PCS medio de 6.119 Kcal/Kg. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 48,76 euros/t y en dólares 59,29 \$/t frente a 60,46 euros/t y en dólares de 58,30\$/t del año 2002.

El coste del carbón importado en el año 2003 puede estimarse en 763.567.602 euros frente a 1.000.436.492 euros del año 2002.

5.2 Estructura del sector

En el año 2003 no han tenido lugar reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas. Se ha dado un proceso de fusión que ha reducido el número de empresas que extraen carbón a 42. Mediante esa fusión, UMINSA ha sobrepasado los dos millones de toneladas de capacidad de producción anual con una plantilla de 1.437 trabajadores.

Actualmente existen 41 empresas que extraen hulla, antracita y lignito negro y dos que extraen lignito pardo. Entre ellas 14 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 8 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 6 tienen entre 50 y 100, 9 empresas tienen entre 100 y 500 y 4 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 12 empresas, con menos de 25 Kt de capacidad producen el 1,23% de la producción total (155 kt). 4 empresas con capacidades entre 25 y 50 kt producen el 1,44% de la producción total (181 kt). 9 empresas con capacidades entre 50 y 100 kt producen el 5,47% de la producción (688 kt). 9 empresas con capacidades entre 100 y 500 kt anuales producen el 14,41% de la producción (1.813 kt) y 7 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 77,46% de la producción (9.747 kt).

Desde 1996 no hubo disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que por otra parte no están contempladas en la regulación de ayudas (Decisión 3632/93/CECA). Por tanto se estima la inversión en proyectos de extracción de carbón en 90 millones de euros, fundadas en el incremento de los activos totales de las empresas mineras de carbón, que se deducen de las auditorías presentadas por las empresas.

5.3 La política carbonera en 2003

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

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

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

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

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

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

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2003 fueron las siguientes:

Disposiciones básicas que existen desde 1998 y que rigieron hasta la caducidad del Tratado CECA y después 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:

- Orden ECO/768/2003, de 17 de marzo por la que se regulan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio 2003, 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.
- Resolución de 11 de noviembre 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 destinadas a la financiación de existencias de carbón autóctono en centrales térmicas superiores a las cuantías necesarias para cubrir setecientas veinte horas de funcionamiento para el año 2003.
- Orden ECO/3083/2003, de 2177 de octubre de 2003 por la que modifica la Orden de 19 de octubre de 1998, por la que se regulan las ayudas al transporte de carbón autóctono entre cuencas mineras y por la que se convocan las ayudas para la anualidad de 2003.

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:

- 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 2002 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 671 proyectos de infraestructura con un coste de 1.717 millones de euros, de los que el 75% se destinan a 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 ahora se han pagado 1.08 millones de euros. Entre 1998 y 2002 se han otorgado ayudas a 860 proyectos empresariales, que se esperan generen 13.149 empleos nuevos, con una inversión de 2.692 millones de euros y que percibieron ayudas por valor de 419 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 407,72 millones de euros.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 198,86 millones de euros a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2003 no se han efectuado reducciones de capacidad financiadas con ayudas públicas.
- Se han otorgado 2,975 millones de euros para ayudas a costes de transportes de carbón desde cuencas mineras a centrales alejadas de su zona de influencia.
- Se han otorgado 0,377 millones de euros para financiar almacenamientos de carbón superiores a 720 horas de funcionamiento en centrales térmicas alimentadas con carbón autóctono.

Las ayudas al funcionamiento y reducción de actividad presupuestadas desde P.G.E. para el año 2004 totalizan 401 millones de euros, el 4% menos que las correspondientes al año 2003, siempre que se tenga en cuenta la intervención de S.E.P.I. en HUNOSA. Además se han presupuestado 213,759 millones de euros para costes sociales de reestructuración. La consignación para financiar costes de reducción de capacidad es de 42,49 millones de euros. A su vez se prevén otros 3,12 millones de euros para ayudas al transporte de carbón entre cuencas y 8,02 millones de euros para financiar almacenamientos superiores a 720 horas de funcionamiento en centrales térmicas.

Se presupuestan 114,45 millones de euros para financiar en el año 2004 el desarrollo 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 10 de marzo 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 y se efectúa la convocatoria para el ejercicio 2003.

Actuaciones varias

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

a) Con la Universidad Politécnica de Madrid:

- Campaña de formación para la utilización de equipos autorrescatadores en minería subterránea. Formación básica para los trabajadores. Valor 323 mil euros.
- Estudio de caracterización de las rocas de los hastiales frente al riesgo de explosión por impacto. Valor 176 mil euros.
- Estudio para establecer una propuesta sobre la normativa aplicable en la inspección electromagnética de los cables de acero en minería. Valor 146 mil euros.



- Estudio para la implantación de un método para la eliminación del polvo de alto rendimiento, en las labores de interior en las que se emplea técnica minera para su ejecución. Valor 174 mil euros.
- Estudio de seguridad de los vehículos móviles, transporte de personal, frente a caída de costeros. Valor 65 mil euros.

Se firmaron otros doce convenios relativos a Seguridad Minera en general que no se relacionan.

b) Con el Instituto Nacional de la Silicosis

Se han firmado cinco convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 397.319 euros.

6.1 Demanda

Las ventas de gas natural en 2003, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 272416 GWh, con incremento del 13,5% respecto al año 2002 (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, 15,6% en el año 2003.

El gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural ha alcanzado 455 GWh, con descenso del 15,3% en 2003. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se ha distribuido en un 17,5% en el mercado doméstico-comercial y un 55% 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 Real Decreto 949/2001, de 3 de noviembre, introdujo una nueva estructura tarifaria, sustituyendo la estructura basada en usos (doméstico/comercial e industrial) por un sistema basado en la presión a la que están conectadas las instalaciones del consumidor final y su volumen anual de consumo. Por ello el análisis de la evolución de la demanda del sector industrial final y doméstico-comercial, se basa en datos estimados.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2003 se estima en 68823 GWh, un 25,2% del total, de los que el 46,2% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales convencionales. En este año, el mercado de centrales térmicas ha crecido sustancialmente, debido a los nuevos grupos de ciclo combinado, pero aún supone el 13,6% de las ventas totales de gas.

CUADRO 6.1

Demanda de gas (GWh) ¹

	2002	2003	Estructura %	%2003/02
Doméstico-comercial	43.250	47.755	17,5	10,4
– Gas natural	42.713	47.301	17,3	10,7
– Gas manufacturado ²	537	455	0,2	-15,3
Industrial	133.758	150.206	55,0	12,3
Materia prima amoniaco	5.752	6.086	2,2	5,8
Cogeneración ³	31.665	31.780	11,6	0,4
Generación eléctrica convencional	26.127	37.043	13,6	41,8
Total gas natural	240.015	272.416	99,8	13,5
Total gas natural y manufacturado	240.552	272.870	100,0	13,4
Demanda final de GLP (butano y propano) ⁴	2.342	2.290		-2,2

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: DGPEM.

GRÁFICO 6.1

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

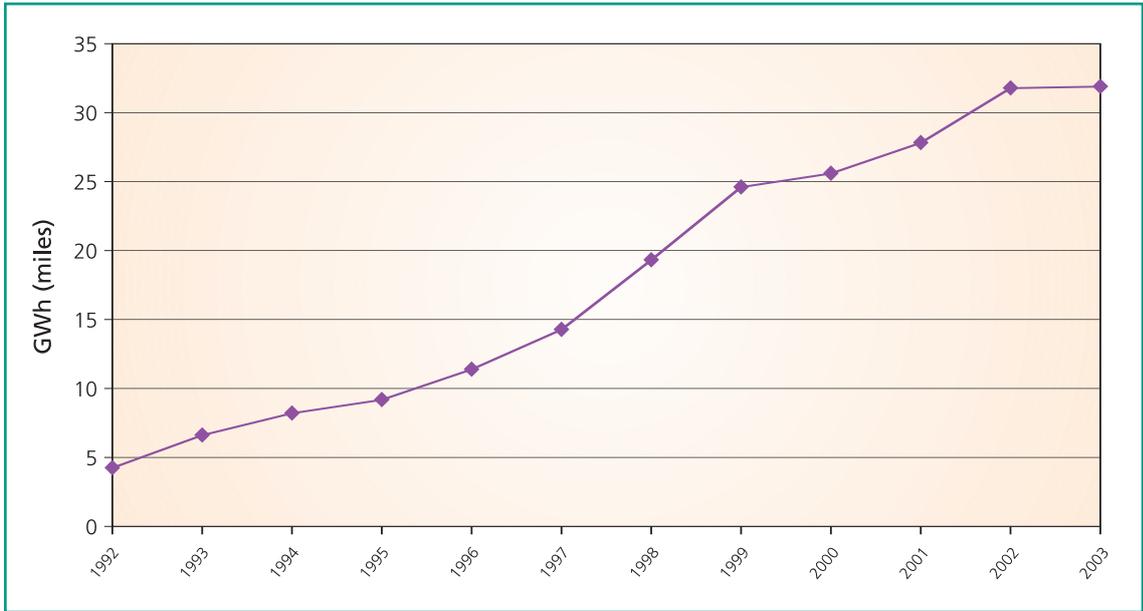
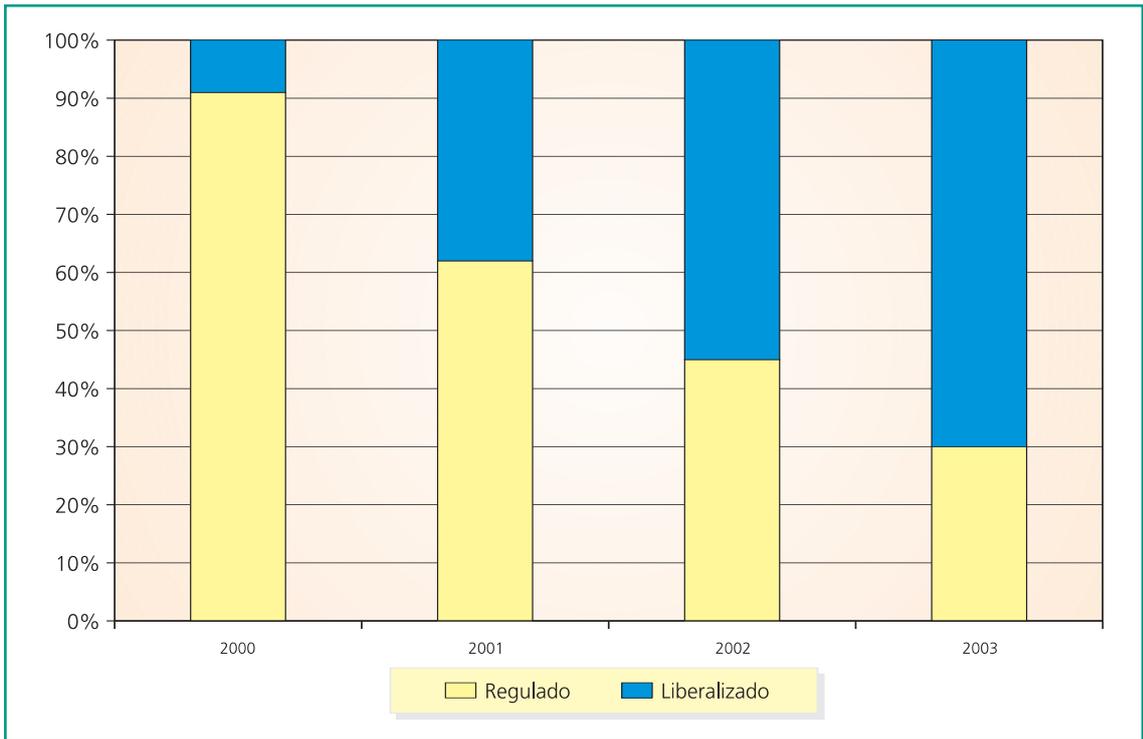


GRÁFICO 6.2

Evolución mercado liberalizado y regulado



El 1 de enero del año 2003, ha sido la fecha clave para completar la apertura del mercado de gas español, a partir de esa fecha todos los clientes, con independencia de su consumo, son considerados consumidores cualificados y por tanto pueden elegir suministrador. Las ventas en el mercado liberalizado continúan su expansión, en el año 2003, el 70% 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 15 puntos respecto al año 2002.

El número de clientes de gas natural o manufacturado ha alcanzado la cifra de 5.318.005, lo que supone 398.928 nuevos clientes, de los cuales 382.536 pertenecen al sector doméstico-comercial y 392 a clientes industriales. El número de captación neta de clientes durante el año 2003 es superior a la cifra alcanzada en el año anterior en el que esta cifra fue de 329.273 clientes.

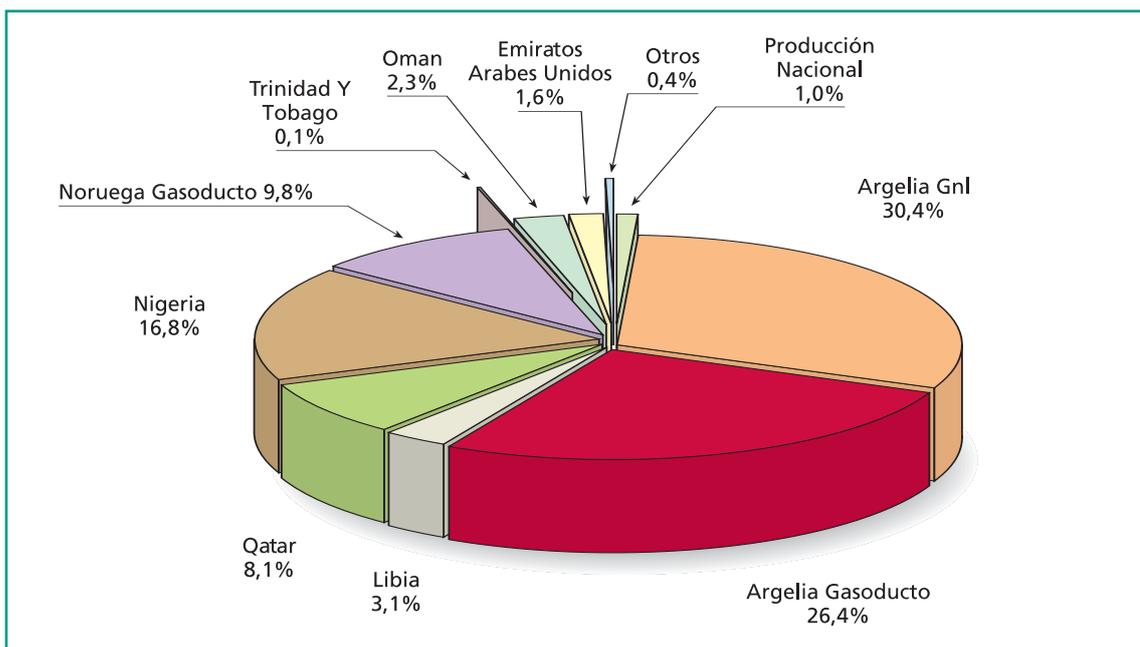
6.2 Oferta

La contribución de la producción nacional de gas natural en el año 2003 se sitúa en 2529 GWh, lo que supone una disminución del 57%, respecto al año anterior. Dicha variación tan drástica en términos porcentuales, se ve reducida en términos absolutos dada la escasa relevancia de la producción nacional en el total de los aprovisionamientos de gas natural (0,9%).

El 99,1% de los aprovisionamientos proviene de las importaciones de gas natural, tanto en forma de gas natural licuado (GNL), como de gas natural a través de los gasoductos de

GRÁFICO 6.3

Procedencia de los aprovisionamientos de gas natural 2003





conexión internacional. Las importaciones durante el año 2003 ascendieron a 275.680 GWh, lo que supone un incremento del 12,7 % respecto el año anterior. Las importaciones de GNL, por medio de barcos metaneros descargados en las Plantas de Recepción, Almacenamiento y Regasificación han supuesto el 63% de las importaciones, superior a su participación en el año 2002 que supusieron el 59%.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, Argelia continúa siendo la mayor fuente con una participación del 57%, similar la de años anteriores. El segundo suministrador es durante el año 2003 Nigeria con una participación del 17% superior a la de años anteriores, seguido de Noruega que disminuye ligeramente su participación en la cesta de aprovisionamientos.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS

Durante el año 2003, como consecuencia del inicio de los trabajos de campo programados en algunos de los permisos otorgados a principios del año 2002, las compañías que operan en España en el ámbito de la exploración e investigación han registrado un mayor nivel de actividad exploratoria que el año anterior con un volumen de inversión del orden de 50 millones de euros. En este sentido, hay que destacar la perforación en el 2003, de 5 sondeos y la realización de dos campañas sísmicas.

De los sondeos realizados, dos sondeos (Calypso Oeste-I y Calypso Este) se han perforado en el Océano Atlántico en el Golfo de Cádiz, frente a las costas de Huelva, en los permisos de investigación de hidrocarburos denominados Calypsos y tres en tierra, el sondeo Saladillo-2 en la concesión de explotación Marismas A y los sondeos Jaca-18 y Jaca-22 perforados en la concesión de explotación Serrablo con objeto de ampliar la actual capacidad del almacenamiento subterráneo de gas natural.

Por lo que respecta a las campañas sísmicas realizadas, cabe destacar la campaña sísmica 3D realizada en mar, dentro de la superficie otorgada a los permisos denominados Canarias, que cubrió un área de 3.249,22 km², navegándose a través de 80 itinerarios lineales de 8.133,8 km y registrándose más de 640 líneas (65.070 Km) y la campaña realizada en tierra en el permiso de investigación El Juncal de 13,215 km.

Por lo que se refiere a las actuaciones administrativas más significativas hay que destacar que en el año 2003 no se han producido renunciadas, ni extinciones, y se han otorgado ocho nuevos permisos de investigación en mar y uno en tierra mediante los siguientes Reales Decretos:

- Real Decreto 669/2003, de 30 de mayo, publicado con fecha 12 de junio de 2003, se otorgó a la compañía Repsol Investigaciones Petrolíferas, Sociedad Anónima el permiso de investigación de hidrocarburos denominado "Circe", situado en el océano Atlántico frente a las costas de las provincias de Cádiz y Huelva.
- Real Decreto 1079/2003, de 1 de agosto, publicado con fecha 5 de agosto de 2003, se otorgaron a la compañía Petroleum Oil & Gas España, S.A. los permisos de investigación de hidrocarburos denominados "Marismas Marino Norte" y "Marismas

Marino Sur”, situados en la provincia de Huelva y en el océano Atlántico frente a sus costas.

- Real Decreto 1338/2003, de 24 de octubre, publicado con fecha 8 de noviembre de 2003, se otorgaron la compañía Repsol Investigaciones Petrolíferas, Sociedad Anónima los permisos de investigación de hidrocarburos denominados “Ballena-I a 5”, situados en el mar Cantábrico frente a las costas de Asturias.
- Real Decreto 1464/2003, de 24 de noviembre, publicado con fecha 4 de diciembre de 2003, se otorgó a la compañía Repsol Investigaciones Petrolíferas, Sociedad Anónima el permiso de investigación de hidrocarburos denominado “Sierra Sagra”, situado en las provincias de Albacete, Murcia, Jaén y Granada.

Asimismo, se publicaron los siguientes anuncios de solicitud de nuevos permisos: En el BOE de 21 de marzo de 2003, para el permiso “Naranjalejo”, situado en la provincia de Huelva y zona marítima próxima; el 19 de julio de 2003, los permisos “Siroco-A a C”, situados en la provincia de Málaga y en el mar Mediterráneo frente a sus costas; y el 20 de noviembre de 2003, los permisos “Cachalote-I a 5”, en el golfo de Vizcaya.

Por tanto, podemos concluir que en el año 2003 se ha seguido manteniendo el relanzamiento de este tipo de actividades iniciado a finales del año 2000, tras un periodo de estancamiento, como consecuencia, entre otras razones, de los elevados precios del crudo y el interés creciente que nuestro país ha suscitado para las compañías internacionales que operan en el ámbito de la exploración e investigación de hidrocarburos.

En el año 2003 se produjeron 263.385.335 Nm³ de gas natural, al igual que el año pasado, la producción principal se debe al yacimiento Poseidón en el golfo de Cádiz, que ha mantenido una producción variable a lo largo del año en función de las necesidades de la red. Otros yacimientos en activo son Marismas, El Romeral, El Ruedo y Las Barreras, en Andalucía.

Por lo que se refiere a las reservas totales de gas natural en estos campos, se estiman en 2000 millones de metros cúbicos.

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

CUADRO 6.2

Producción de gas

Concesiones	Producción Nm ³	Operador
Marismas	51.281.394	PETROLEUM
Poseidón	177.933.087	RIPSA
El Ruedo	5.377.466	NUELGAS
Las Barreras	12.948.368	NUELGAS
El Romeral	15.845.020	PETROLEUM
TOTAL	263.385.335	

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 instalaciones, un sistema para determinar la retribución de las inversiones y por último, un procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los diferentes agentes que actúan en el sistema gasista.

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 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.

Este Real Decreto fue desarrollado posteriormente mediante órdenes ministeriales que desde el año 2002, anualmente establecen las tarifas, peajes de acceso de tercero a las instalaciones y las retribuciones correspondientes a las actividades reguladas del sector del gas natural.

En el año 2004 se publicó la Orden ECO/33/2004, de 15 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 ECO/32/2004, de 15 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 ECO/31/2004, de 15 de enero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.

Aparte de las órdenes anteriores, en el 2002 se publicó la Orden del Ministerio de Economía 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.

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 establecido en la Orden Ministerial de 6 de octubre de 2000. Los costes de comercialización recogen los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario.

El procedimiento de determinación del precio máximo de venta se basa en el cálculo 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 adiciona el coste de comercialización (que en la actualidad se encuentra fijado en 0,3176 €/Kg) para obtener el precio máximo de venta por Kg antes de impuestos. El precio calculado tiene una vigencia de seis meses, con revisiones en los meses de octubre y abril.

Durante el año 2003 se aplicaron las revisiones 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 2003 comenzó con un precio máximo de venta al público (incluido impuestos) de la botella de 12,5 Kg de 8,12 €, posteriormente, en la revisión que tuvo lugar durante

CUADRO 6.3

Precio medio anual venta público GLP envasado

Botellas 12,5 Kgs

Años	Precio medio de venta (e)/Botella
1997	6,73
1998	6,22
1999	6,52
2000	6,99
2001	8,44
2002	8,63
2003	8,57
2004 *	8,49

* Provisional (Datos hasta 1/10/04).

el mes de abril de 2003 se incrementó el precio máximo de venta antes de impuestos hasta 0,5964 €/Kg, con lo que el precio máximo de la botella de 12,5 Kg pasó a ser de 8,64 €. Una nueva alza se produjo en el mes de octubre de 2003, cuando el precio máximo por Kg pasó a 0,6055 €/Kg, alcanzando la botella de 12,5 Kg un precio máximo venta de 8,78 € (incremento del 1,62%).

Las dos subidas producidas durante el año 2003 fueron compensadas parcialmente en la revisión correspondiente al mes de abril de 2004, en la que se fijó el precio máximo en 0,5758 €/Kg, reduciéndose el precio máximo de la botella de 12,5 Kg hasta los 8,35 €.

A fecha de 1 de enero de 2004, el precio español (impuestos incluidos) era de 0,6496 €/Kg, el más bajo de toda la Unión Europea, Portugal con 0,99 €/Kg es el país que más aproxima su precio al español seguido de Luxemburgo con 1,077 €/Kg. Con respecto al resto de los países la diferencia es mucho mayor; por ejemplo, el precio medio de venta en Francia era de 1,6624 €/Kg, un 156% superior al precio español, el de Italia es un 104% superior y el de Alemania un 145% más alto.

GRÁFICO 6.4

Precio medio de venta al público del GLP envasado. Enero 2004 (euros/kg)

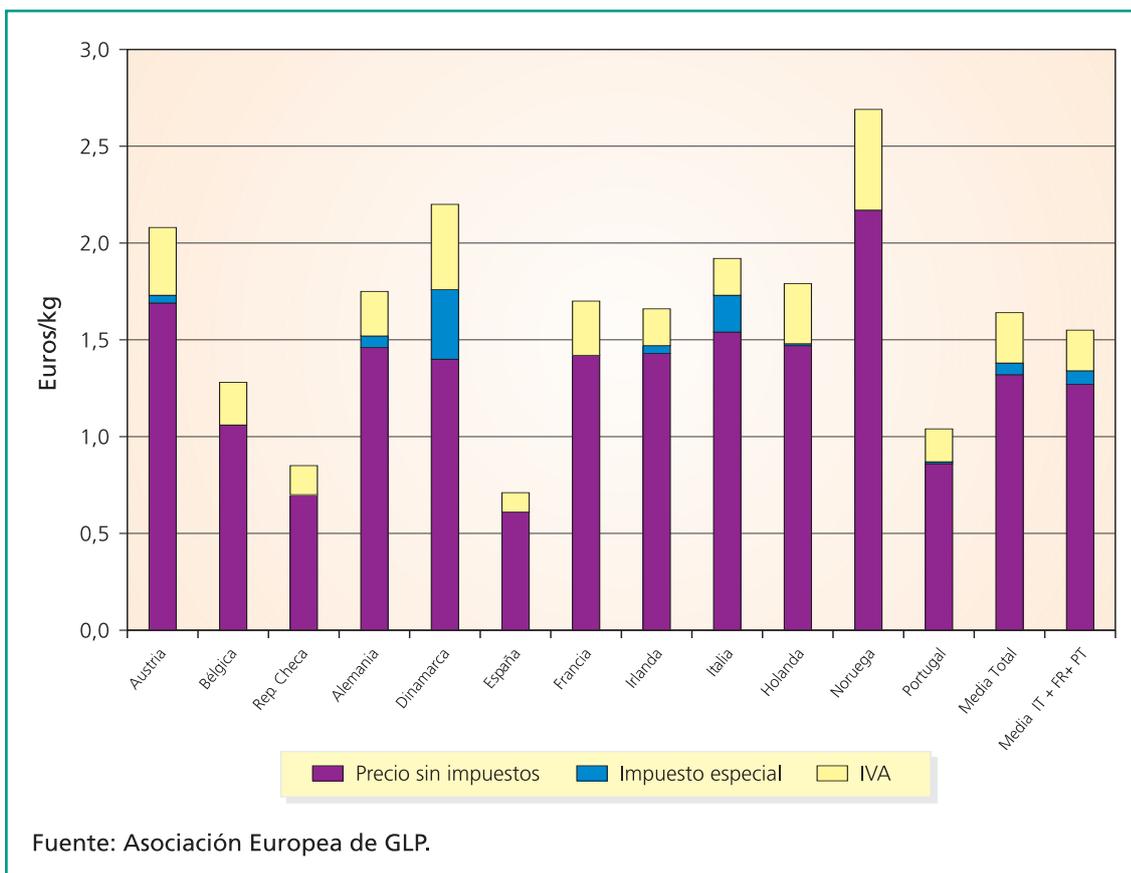
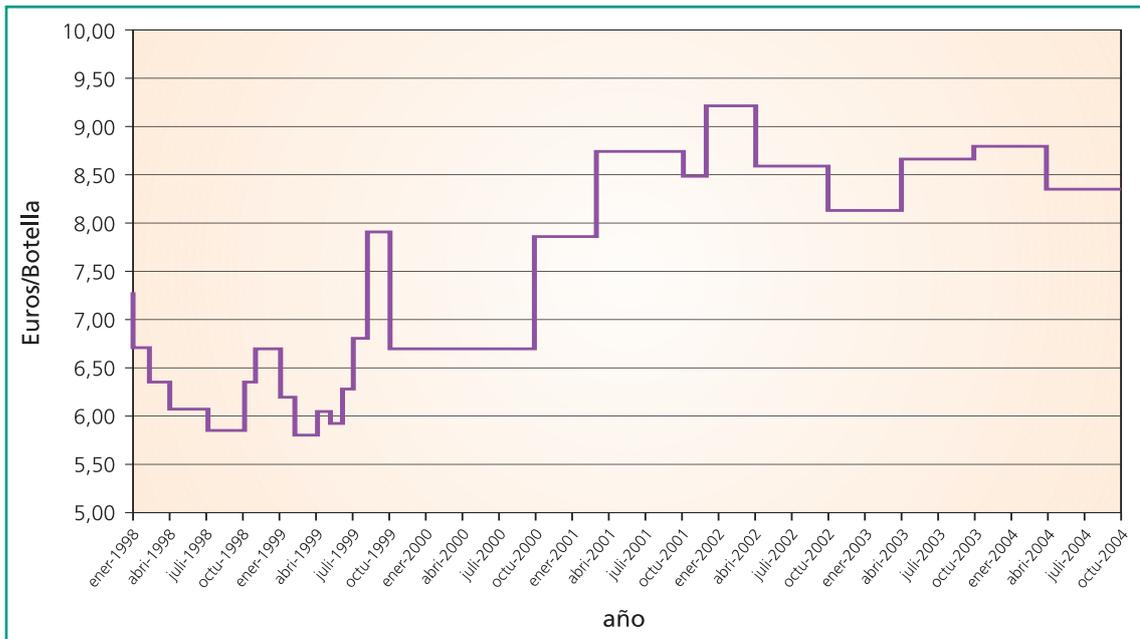


GRÁFICO 6.5

Precio máximo de venta en España de la botella de butano de 12,5 kg (impuestos incluidos)



GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO CANALIZADO Y PARA EMPRESAS DISTRIBUIDORAS DE GLP POR CANALIZACIÓN

Los GLP por canalización a usuarios finales y a granel para empresas distribuidoras de GLP por canalización continuaron rigiéndose por la OM 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 envasado en recipientes con capacidad inferior a 8 Kg.

En relación con las otras dos modalidades de suministro: GLP canalizado a usuarios finales y GLP a granel para empresas distribuidoras por canalización, durante el año 2003 se ha mantenido invariable el sistema de revisión mensual, produciéndose movimientos en el precio máximo a lo largo del año de acuerdo con las variaciones producidas 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, el año comenzó en una tendencia alcista con un valor para el mes de enero del término variable (antes de impuestos) de 0,6384 €/Kg, alcanzado el precio más alto del año en el mes de marzo: 0,6735 €/Kg, iniciando entonces una tendencia decreciente, con un mínimo de 0,5057 €/Kg, en el mes de mayo, volviendo a subir a partir de dicha fecha y terminando el año en 0,5696 €/Kg, precio inferior al vigente en diciembre de 2002 (0,6192 €/Kg). El valor medio del año 2003 fue de 0,5694 €/Kg, un 1,9% superior a la media del año 2002 (0,5588 €/Kg).

CUADRO 6.4

Precios medios anuales venta GLP a usuario final por canalización

Consumidor tipo 500 Kg/año de GLP

Años	cents/Termia	cents/Kwh
1994	4,220	3,630
1995	4,564	3,926
1996	4,706	4,047
1997	4,960	4,266
1998	4,601	3,957
1999	5,005	4,305
2000	6,511	5,600
2001	6,239	5,366
2002	5,267	4,531
2003	5,869	5,048
2004 *	5,722	4,921

* Provisional (Datos hasta 17/5/04).

GAS NATURAL

El marco tarifario en vigor, regulado por el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector del gas natural, se ha venido desarrollando anualmente mediante la publicación de una Orden Ministerial en el mes de enero de cada año. Dicha Orden establece las tarifas de aplicación a partir 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.

El Real Decreto 949/2001 representa un cambio sustancial tanto en la filosofía que ampara el sistema como en la propia estructura tarifaria. En primer lugar, desaparece la diferenciación por usos industriales y doméstico-comerciales que se aplicaba anteriormente y se substituye por una única estructura 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).

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 pasa a ser substituido por un sistema basado en costes de acuerdo con la retribución de las diferentes compañías que actúan en el mercado regulado y por último, se extiende 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 suprime, por lo tanto, la revisión mensual de las tarifas industriales.

La fórmula del Cmp, función de las cotizaciones de una “cesta” de crudo y productos, se calcula cada tres meses (enero, abril, julio y octubre), revisándose las tarifas en el caso de que su variación supere el 2%. Esta modificación de la Cmp se traslada linealmente a los términos energía de cada uno de los escalones de las tarifas. Este mecanismo substituye el anterior procedimiento de revisión basado en la traslación de la variación porcentual del precio medio de referencia a los términos fijo y variable 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.

La Orden en vigor para el año 2004 (Orden ECO/33/2004) se publicó en el Boletín Oficial del Estado de 19 de enero y supuso una rebaja en las tarifas en vigor que osciló entre el 0,8% para usuarios domésticos y un 2,6% para los grandes consumidores industriales. Además de establecer las tarifas y el precio de cesión de los transportistas a las empresas distribuidoras en vigor hasta la revisión del mes de abril, esta Orden actualizó la fórmula del Cmp en función de la nueva composición de la cesta de importaciones asignada al mercado regulado, que mayoritariamente y de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del Real Decreto-Ley 6/2000 queda constituida por gas proveniente del gasoducto del Magreb, cubriéndose las puntas de demanda con GNL procedente de Argelia y de Trinidad y Tobago.

La fórmula incluye como modificaciones sustanciales la utilización de tres escalones (en función del valor del Brent) en lugar de los cuatro del año anterior y el empleo de una media trimestral de la cotización dólar/euro en lugar de la media mensual con el objeto de amortiguar las oscilaciones bruscas del tipo de cambio. También se cambió el procedimiento de cálculo de la media del crudo Brent, eliminándose el mes de decalaje, aunque se mantuvo el período de cálculo de seis meses.

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 $0,75 * IPH$ ($IPH = \text{semisuma de IPC e IPRI}$).

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 Real Decreto 949/2001 aunque los principios que rigen el sistema permanecen invariables.

En relación a la actividad de distribución, la retribución se realiza por compañía distribuidora, descomponiéndose en dos conceptos: La retribución a la actividad de distribución

propriadamente dicha y la retribución a la actividad de venta a tarifa. El primer concepto se calcula de acuerdo con las inversiones realizadas y el segundo mediante la aplicación de una fórmula, función de los Kwh de gas transportados y los clientes conseguidos.

La actualización de la actividad de distribución 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.

En el caso de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento, 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. 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 calcularon a partir de valores contables. La actualización anual es similar a la primera fase de la actualización de la actividad de distribución.

En el caso de nuevas instalaciones del tipo mencionado en el párrafo anterior y autorizadas de forma directa, el valor de la inversión se calcula a partir de tablas estándar de valores unitarios que se actualizan anualmente en función de la evolución de la semisuma del IPC y el IPRI minorados 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. El coste financiero se retribuye de acuerdo con el procedimiento expuesto anteriormente. En el caso de 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.

La Orden ECO/30/2003, de 30 de Enero, actualizó las retribuciones de las actividades reguladas del sector gasista para el año 2003. Las correspondientes al año 2004 se establecieron mediante la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, que incrementó en un 6,15% la correspondiente a la actividad de distribución, hasta alcanzar una cifra de 1.091.581.489 €. La retribución de la actividad de transporte a lo largo del año 2004 (incluyendo las nuevas instalaciones que se espera que se pongan en servicio a lo largo del año), se espera que se incremente en un 19,6%. La cifra publicada en el BOE (que incluye solamente la retribución de las instalaciones ya en servicio) es de 482.634.994 €.

Este aumento de retribuciones remunera el esfuerzo inversor de las compañías, que en el caso de las empresas transportistas se estima en 650 millones de euros durante el año 2003 y 500 millones durante el 2004. En relación con la distribución, la estimación de la inversión es de 500 y 570 millones de euros para los años 2003 y 2004 respectivamente.

Por último, y como consecuencia la experiencia derivada de los dos años de vigencia del sistema económico integrado del sector del gas, la Orden de retribuciones incluye como novedades el procedimiento para la inclusión de nuevas instalaciones en el régimen económico, los criterios para el cálculo de la retribución en instalaciones de transporte y regasificación, el tratamiento retributivo de las modificaciones en las instalaciones existentes y de las instalaciones de carácter singular, la retribución específica de instalaciones de distribución y el procedimiento de inclusión de nuevas empresas de distribución en el régimen económico.

PEAJES DE GAS NATURAL

Los primeros peajes de acceso de terceros a las instalaciones, de acuerdo con los principios establecidos en el Real Decreto 949/2001 fueron publicados en el BOE el 18 de febrero de 2002 mediante la Orden ECO/303/2002, de 15 de febrero, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasista, e incluyó importantes modificaciones respecto a la que estaba en vigor:

Como peajes diferenciados se establecieron los siguientes peajes:

- Peaje de regasificación que incluye el almacenamiento operativo recogido en el Real Decreto 949/2001 y comprende también la carga de cisternas de GNL, incluyéndose 10 días de almacenamiento operativo.
- Peaje de Transporte y Distribución, que como novedad es ahora independiente de la distancia recorrida por el gas y que incluye cinco días de almacenamiento operativo. Se descompone 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 diferenciado en tramos idénticos a los correspondientes a las tarifas del mercado regulado.
- Peaje de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo y un término variable.
- Peaje de almacenamiento de GNL.

La Orden incluye las cuotas de la Comisión Nacional de la Energía a recaudar en los peajes y la del Gestor Técnico del Sistema a pagar por las empresas distribuidoras y transportistas. Al igual que las tarifas, los peajes se expresan en euros/Kwh.

Posteriormente, y con carácter anual, se han ido actualizando los valores de los peajes, de acuerdo con las necesidades financieras para cubrir las retribuciones previstas y la expansión del mercado. Desde el 20 de enero de 2004, están en vigor los peajes establecidos por la Orden ECO/32/2004, que disminuyó en un 0,6% los que estaban en vigor desde la publicación de la Orden Ministerial ECO/32/2003, de 16 de enero. Esta reducción de peajes venía a respaldar la apertura del mercado gasista, estimándose que al final del año 2004 el 80% del gas natural sea suministrado en el mercado liberalizado, lo que incluye la práctica totalidad de los grandes consumidores y aproximadamente 500.000 clientes domésticos.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL

Como ya se mencionó anteriormente, la Orden anual que establece las tarifas en vigor, establece un procedimiento de revisión trimestral los meses de enero (la propia Orden), abril, julio y octubre, en función de la evolución del Coste Unitario de la Materia Prima (Cmp).

Desde enero de 2003 a abril de 2004, han tenido lugar cinco revisiones en forma de bajadas sucesivas que han compensado de sobra las subidas que tuvieron lugar en julio y octubre de 2002. Si comparamos los precios en vigor el 1 de mayo de 2004 con los de 1 de enero de 2003, el precio medio pagado (IVA no incluido) por un consumidor industrial con un consumo anual de 50 Millones de Kwh, caudal de 175.000 kwh/día, y presión de suministro entre 4 y 60 bar (tarifa 2.4) ha pasado de 1,6312 a 1,4168 cent/Kwh (13,14% de bajada). En el caso de un consumidor interrumpible (presión de suministro entre 4 y 60 bar) el descuento es del 13,56% al pasar de 1,5911 a 1,3953 cent/Kwh.

Para los pequeños consumidores (presión de suministro inferior o igual a 4 bar), las bajadas no han sido tan acusadas debido a la menor importancia en la tarifa del Cmp sobre los costes fijos. A pesar de lo anterior, la comparación de precios entre el 1/1/2003 y el 1/05/04 da como resultado una rebaja del 5,13% para un consumidor de 3.000 Kwh/año (tarifa 3.1) y del 5,98% para un consumidor de 12.000 Kwh/año (tarifa 3.2).

El año 2003 comenzó con las nuevas tarifas publicadas en la Orden ECO/31/2003, de 16 de enero (BOE de 17 de enero), que entraron en vigor el 21 de enero y que supusieron una rebaja del 1,25% en relación con las vigentes. En el mes de abril y como consecuencia de la disminución del Cmp debido a la evolución a la baja de las cotizaciones internacionales se procedió a reducir en 0,0291 cent/Kwh el término variable de todas las tarifas, lo que supuso una rebaja media que osciló entre el 1,92% en la tarifa interrumpible con presión de suministro superior a 60 bar y el 0,55% de la tarifa 3.1.

Durante el mes de julio se produjo una nueva revisión a la baja del Coste Unitario de la Materia Prima y esta vez se rebajó en 0,0939 cent/Kwh el término variable, lo que supuso una disminución porcentual que varió entre el 6,34% en la tarifa interrumpible a más de 60 bar y del 1,77% en la tarifa 3.1.

Por último, en la revisión tarifaria correspondiente al mes de octubre, la variación del Cmp no superó el umbral del 2% necesario para variar las tarifas, por lo que estas permanecieron constantes hasta la publicación en el Boletín Oficial del Estado del 19 de enero de 2004, de la Orden ECO/33/2004, de 15 de enero que estableció las tarifas en vigor a partir del 20 de enero.

Dicha Orden, y de acuerdo con el valor del Cmp, las previsiones de retribuciones para las actividades reguladas y las estimaciones de evolución del mercado, procedió a rebajar de nuevo las tarifas, rebaja que osciló entre un 0,8% para las tarifas del grupo 3 y un 2,6% para los consumos industriales del grupo tarifario 1.

La tendencia bajista de las tarifas ha continuado en la revisión del mes de abril, con un descenso (debido en este caso a la fortaleza del euro) que oscila entre el 1% para las tarifas del grupo 3 y el 2,6% en el grupo 1.

CUADRO 6.5

Precio medio Mercado Regulado en cents/Kwh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores doméstico-comerciales a presión menor o igual a 4 bar

Tarifa	3.1	3.1	3.2	3.2	3.4
Consumo anual (Kwh/año)	2.325	4.650	9.303	23.250	290.834
1997	4,770	4,202	3,694	3,301	2,631
1998	4,689	4,131	3,633	3,246	2,587
1999	4,474	3,943	3,468	3,100	2,470
2000	5,284	4,657	4,098	3,663	2,919
2001	5,618	4,954	4,360	3,898	3,107
2002	5,290	4,682	4,065	3,656	2,596
2003	5,271	4,674	4,058	3,659	2,567
2004 *	5,134	4,543	3,932	3,537	2,454

* Provisional. Sólo se incluyen datos hasta abril-04, que estarán vigentes hasta julio.

CUADRO 6.6

Precio medio Mercado Regulado en cents/Kwh (impuestos no incluidos) para diferentes consumidores industriales a presión superior a 4 bar

Tarifa	2.1	2.2	2.3	1.1	1.2	1.3
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	250	330
1997	2,583	1,384	1,264	1,199	1,145	1,143
1998	2,478	1,266	1,145	1,084	1,035	1,034
1999	2,470	1,259	1,138	1,080	1,036	1,035
2000	3,043	1,832	1,711	1,655	1,612	1,612
2001	3,095	1,884	1,763	1,707	1,664	1,664
2002	2,878	1,703	1,609	1,509	1,443	1,437
2003	2,905	1,750	1,661	1,555	1,487	1,479
2004 *	2,746	1,618	1,531	1,424	1,357	1,350

* Provisional. Sólo se incluyen datos hasta abril-04, que estarán vigentes hasta julio.

En el cuadro 6.7 se muestra una tabla comparativa con precios medios de venta al público (sin IVA) practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en enero de 2004. La situación de los precios españoles es bastante favorable sobre todo en el caso de los consumidores de pequeño volumen, con un precio inferior incluso al del Reino Unido, que se mantiene en la posición de precios más bajos en el resto de las categorías.

CUADRO 6.7

Precios medios de venta al público (c€/Kwh sin IVA)

	100.000 m ³	1 Millón m ³	10 Millones m ³	50 Millones m ³
Bélgica	2,19	1,54	1,45	1,37
Francia	2,26	1,89	1,55	1,50
Alemania	2,74	2,55	2,04	1,64
Italia	3,05	2,03	1,75	1,73
Holanda	3,24	1,78	1,48	1,33
España	1,71	1,57	1,46	1,40
R. Unido	1,81	1,60	1,36	1,27

Fuente: World Gas Intelligence.

GRÁFICO 6.6

Tarifas y precios máximos del gas natural

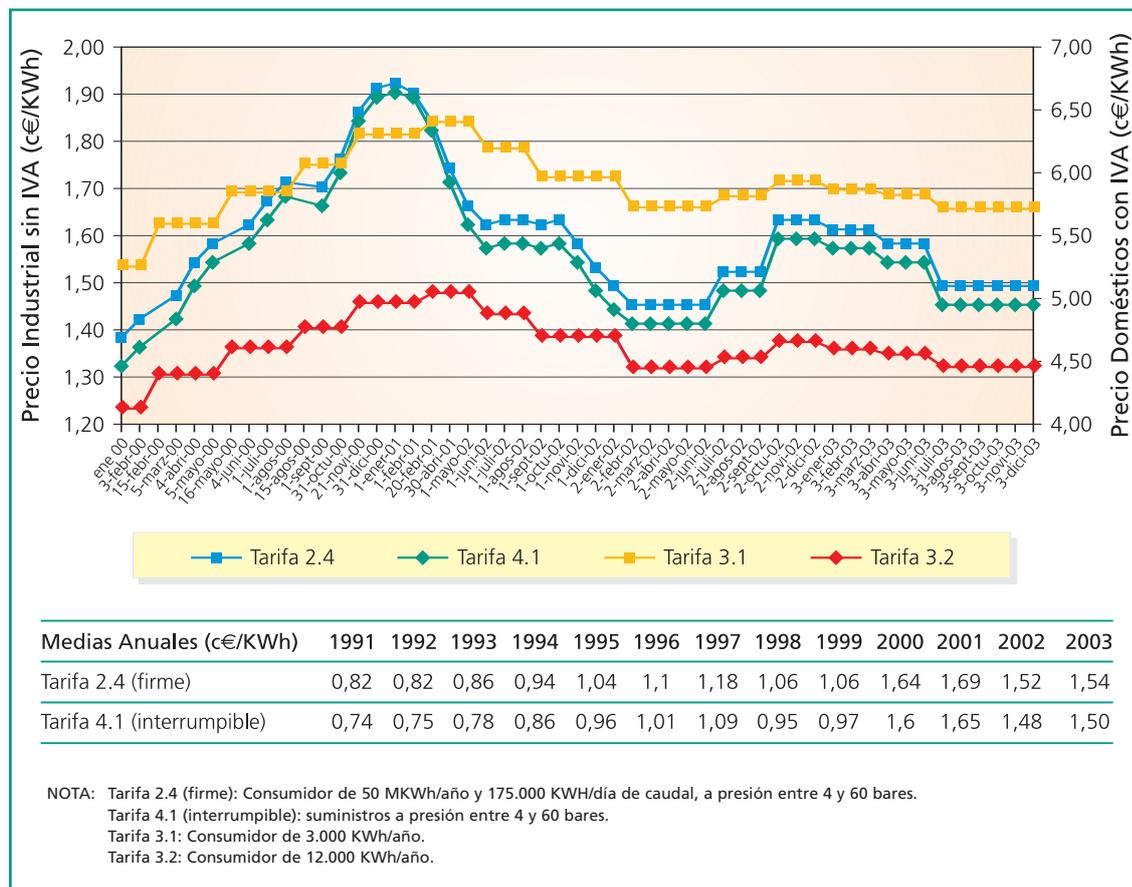
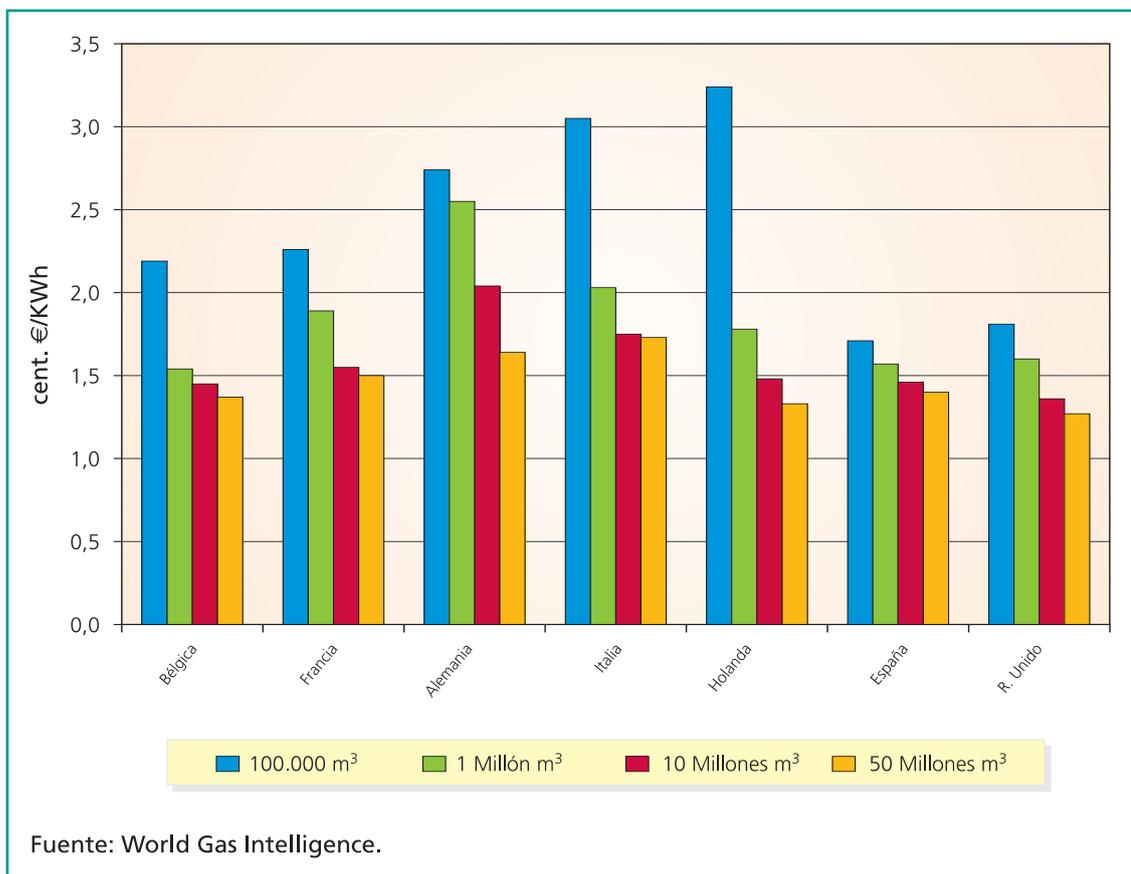


GRÁFICO 6.7

Precio de venta del gas. Enero 2004



6.4 Normativa

En el sector de gas natural, durante el año 2003, se han publicado (además de las Ordenes Ministeriales y Disposiciones Generales sobre “peajes”, “tarifas y precios”, y “retribución de actividades”, que se explican en el apartado correspondiente a PRECIOS) las siguientes Disposiciones y Normas, ligadas a las actividades de gas natural:

- *Modificación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, introducidas por la Ley 62/2003, de medidas fiscales, administrativas y del Orden Social.* Las modificaciones introducidas se refieren a la participación máxima que puede tener cualquier persona física o jurídica en Enagás, el devengo de intereses de demora por falta de pago en plazo de cuotas con destinos específicos y de las correspondientes liquidaciones.

Asimismo la Ley 62/2003 modifica la disposición adicional vigésimo séptima de la Ley 55/1999, de medidas fiscales, administrativas y del Orden social relativas a participaciones públicas en el sector energético.

➤ *A nivel comunitario hay que destacar la aprobación de la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.*

Los principales aspectos regulados por la citada Directiva, que deberá ser transpuesta a las legislaciones nacionales, con anterioridad al 1 de julio de 2004 son los siguientes:

- ❑ Exige separación jurídica (en lo relativo a personalidad jurídica, organización y toma de decisiones) de los gestores de transporte y gestores de redes de distribución, de las actividades de producción y suministro.
No obstante permite la explotación combinada de las actividades de transporte, GNL, almacenamiento y distribución.
En lo que respecta a los gestores de redes de distribución la separación jurídica podrá aplazarse hasta el 1 de julio de 2007, pero no la organizativa y la toma de decisiones.
- ❑ Establece un acceso regulado a las instalaciones de transporte y distribución conforme a las tarifas que apruebe la autoridad reguladora de cada Estado Miembro.
- ❑ Establece el siguiente calendario para la apertura del mercado interior del gas:
 - A partir del 1 de julio de 2004 tendrán la consideración de clientes cualificados todos los clientes no domésticos.
 - A partir del 1 de julio de 2007 todos los clientes tendrán la consideración de cualificados.
- ❑ Establece una serie de medidas para proteger a los clientes finales y para garantizar un nivel adecuado de protección al consumidor.

INFRAESTRUCTURA GASISTA BASICA DICIEMBRE-2003

INFRAESTRUCTURAS EXISTENTES
<ul style="list-style-type: none"> PLANTA DE REGASIFICACION GASODUCTO GASODUCTO EN PROY. CONSTR. ESTACION DE COMPRESION ALMACENAMIENTO SUBTERRANEO AMPLIACIONES YACIMIENTOS NACIONALES
INFRAESTRUCTURAS URGENTES
GRUPO A.- PROYECTOS APROBADOS
GRUPOS B1 Y B2.- PROYECTOS CONDICIONADOS A UNO O MAS HITOS

PLANIFICACION OBLIGATORIA
CONSEJO DE MINISTROS



7.1 Demanda

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo el de la navegación de altura, consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 64 millones de toneladas en 2003, con un aumento del 3,2% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

Esta tasa es superior a la de 2002 y supone una aceleración respecto a los años anteriores. Ha crecido la demanda en el transporte a mayor tasa que en el año anterior; recuperando los fuertes aumentos registrados en años precedentes, mientras el consumo en usos finales de la industria ha crecido más que en años anteriores en combustibles aunque no en algunos productos petroquímicos, de acuerdo a la actividad de ciertos subsectores industriales. En el sector residencial y terciario la demanda bajó, con gran influencia de causas climáticas y por la continua sustitución por gas natural.

Por productos, continúa destacando el crecimiento de la demanda de gasóleo auto, recuperando 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 fuerte aumento del consumo, tras la ralentización de 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 finalmente un 2,1%. Los datos

CUADRO 7.1

Consumo de productos petrolíferos ¹

(Unidad: miles de toneladas)

	2002	2003	%2003/02
GLP	2.385	2.327	-2,4
Gasolinas	8.217	8.048	-2,1
– Sin plomo	6.539	6.730	2,9
– Resto	1.678	1.318	-21,4
Querosenos	4.188	4.388	4,8
Gas-oil	27.781	30.046	8,2
– Gasóleo A + B	24.062	26.208	8,9
– Gasóleo C	3.719	3.838	3,2
Fuel oil	7.509	6.877	-8,4
Naftas	4.278	3.309	-22,7
Coque de petróleo	3.793	4.163	9,8
Otros productos	3.855	4.852	25,9
TOTAL	62.006	64.009	3,2

¹ No incluye bunkers, consumos propios de refinerías y pérdidas.

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

disponibles sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2003, siguió la tendencia creciente de los últimos años, aunque el parque de automóviles de gasolina baja por segundo año consecutivo. Continúa el importante aumento, 7,7% en los de gasóleo, provocando el efecto indicado de la dieselización del parque de turismos.

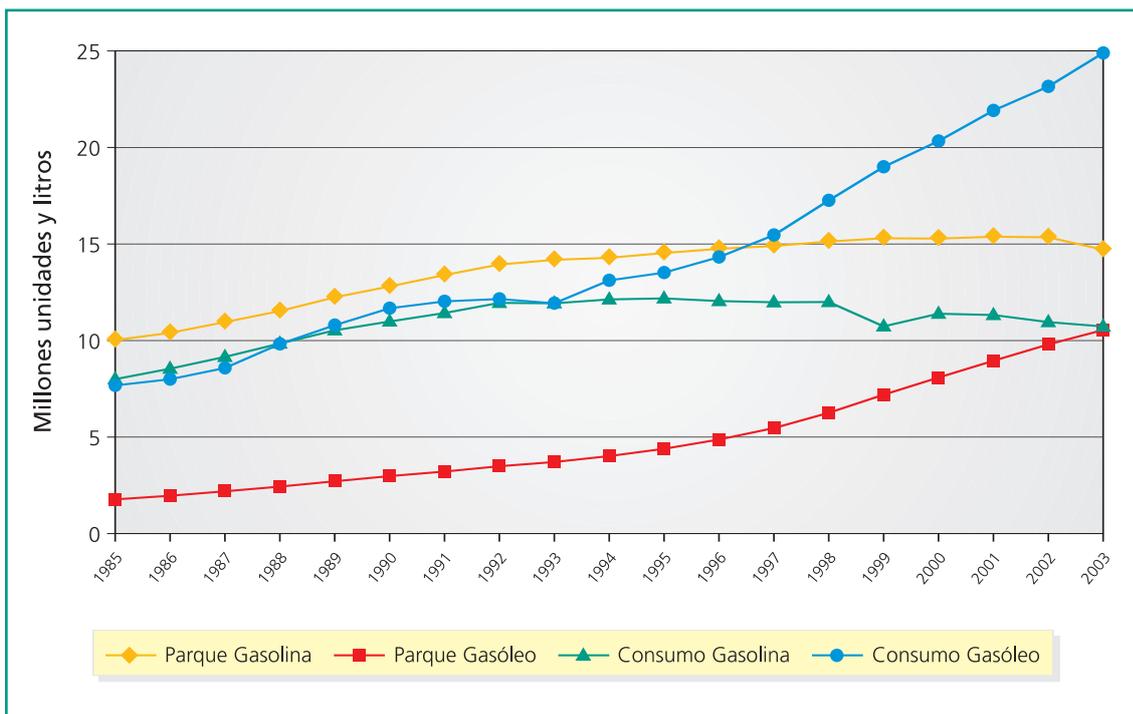
En el gráfico 7.1 se representa la evolución de los parques de automóviles de gasolina y gasóleo en España desde 1985 y los consumos de estos combustibles. Se observa la regularidad del crecimiento de estas magnitudes hasta 1992, el estancamiento en gasolina a partir de ese año y el fuerte aumento del 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 de forma importante la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en la península, aunque sigue teniendo un peso bajo en la estructura de generación, debido a la mejor hidráulidad del año, mientras se mantuvo el crecimiento de la demanda en los sistemas insulares.

El consumo total estimado de fuelóleos, excluyendo bunkers y consumos propios de refinerías, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 6,8 millones de toneladas, con un descenso del 8,4%, debido a su uso en generación eléctrica y también en usos finales. Aumenta 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 22,7%.

GRÁFICO 7.1

Parque y consumo de combustibles



7.2 Oferta

COMERCIO EXTERIOR

Durante el año 2003 las refinerías españolas importaron 57,5 millones de Tm de petróleo crudo lo que supone un aumento del 1,9% respecto a las importaciones del año anterior.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2003 es el siguiente: África 21923 Tm (38,1%) con Nigeria y Libia como principales suministradores, Oriente Medio 13107 Tm (22,8%) siendo Arabia Saudita, Irak e Irán los principales suministradores, América 8448 Tm (14,7 %) siendo Méjico y Venezuela los principales suministradores y Europa 14032 (24,4%), siendo Rusia el principal suministrador. Destaca la disminución de importaciones de Oriente Medio y América y el aumento de África y Europa.

CUADRO 7.2

Procedencia del petróleo crudo importado en España

	2002		2003		2003/02 % variac.
	kt	%	kt	%	
Oriente Medio	13.523	23,96	13.107	22,79	-3,1
Arabia Saudí	6.750		6.994		3,6
Irán	3.272		4.264		30,3
Irak	2.352		1.528		-35,0
Otros	1.149		321		
América	12.886	22,83	8.448	14,69	-34,4
Méjico	7.786		7.265		-6,7
Venezuela	4.455		816		-81,7
Otros	645		367		
África	18.636	33,01	21.923	38,12	17,6
Argelia	1.058		1.502		42,0
Libia	6.469		7.621		17,8
Nigeria	5.278		6.456		22,3
Otros	5.831		6.344		8,8
Europa	11.404	20,20	14.032	24,40	23,0
Reino Unido	1.052		842		-20,0
Rusia	7.943		9.883		24,4
Otros	2.197		3.095		40,9
Otros	212		212		
TOTAL	56.449	100,00	57.510	100,00	1,9

Fuente: DGPEM.

PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO

En el año 2003 la producción interior de crudo fue de 320.555 Tm (o 2.362.797 barriles), situándose en niveles similares a los de años anteriores. Los campos productores son, como en años anteriores, Lora, Casablanca, Rodaballo, Chipirón y Boquerón, situados el primero en Burgos y los otros tres en el mar Mediterráneo frente a las costas de la provincia de Tarragona. La producción en el año se refleja en el cuadro 7.3.

Por lo que se refiere a las reservas totales en estos campos, se estiman en 21 millones de Tm para el crudo y los condensados.

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

CUADRO 7.3

Producción de petróleo

Concesiones	Producción			Operador
	Bbl.	Tm	%	
Lora	53.294,0	7.297,0	2,28	NORTHERN
Unitización Casablanca-Montanazo D	1.665.595,0	229.734,0	71,67	RIPSA
Rodaballo	488.933,0	63.159,0	19,70	RIPSA
Unitización Angula-Casablanca	154.975,0	20.365,0	6,35	RIPSA
TOTAL	2.362.797,0	320.555,0	100,00	

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 bajado en 2003 en cuanto a destilación de crudo, un 6,1% menos, con aumento de las producciones de gasolinas, querosenos u algunos tipos de gasóleos y fuelóleos, mientras descienden significativamente las de GLP, naftas, gasóleo C, asfaltos y coque.

7.3 Precios de productos petrolíferos

La evolución en 2003 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo I de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina sin plomo aumentó 0,6 céntimos de euro por litro en 2003 (0,7%) pasando de 81,1

CUADRO 7.4

Producción de las refinerías españolas

kt	2002	2003	%2003/02
Crudos destilados	56.543	53.099	-6,1
GLP	1.566	1.204	-23,1
Gasolinas	9.040	9.188	1,6
Naftas	3.017	1.966	-34,8
Querosenos	4.135	5.114	23,7
Gasóleos A y B	17.700	13.398	-24,3
Gasóleo C	2.439	1.572	-35,6
Otros Gasóleos	1.715	6.950	305,2
Fuel-oil BIA	2.552	6.884	169,7
Fuel-oil 1	3.031	1.865	-38,5
Fuel-oil 2	4.856	313	-93,6
Aceites base	472	296	-37,2
Asfalto	2.427	2.275	-6,3
Coque de petróleo	978	791	-19,1
Otros	2.063	3.566	72,8

Fuente: DGPEM.

cts/litro en 2002 a 81,7 en 2003. El precio medio de la gasolina súper ascendió 1,6 cts/litro (1,9%), pasando de 87,1 cts/litro en 2002 a 88,7 en 2003. Y el precio medio del gasóleo auto en estaciones de servicio subió 0,9 cts /litro (1,3%) pasando de 69,5 cts/litro en 2002 a 70,4 en 2003.

En cuanto a evolución de precios de venta en la UE, se puede apreciar en los gráficos 7.2 a 7.5 que el precio de la gasolina sin plomo en España es de los más bajos de la UE. Sólo Grecia y Luxemburgo evolucionan por debajo de España. Luxemburgo, que solía vender este carburante más barato que España, pasa desde 2004 a venderlo más caro.

En la evolución del precio del gasóleo de automoción se puede apreciar que, al igual que en las gasolinas, tenemos los precios más bajos de la UE, junto con Portugal, Grecia y Luxemburgo. El gasóleo de calefacción muestra una evolución sustancialmente paralela a la de la UE.

Si bien los gráficos muestran un comportamiento bastante estable, con ligera tendencia al alza, para gasolinas y gasóleos, los fuelóleos responden de forma más volátil a las variaciones del crudo. Suben a primeros de 2003, experimentan un fuerte descenso de marzo a junio, luego un moderado ascenso veraniego y a partir de ahí entran en una tendencia decreciente.

GRÁFICO 7.4

Precios venta al público en la U.E. Gasóleo calefacción

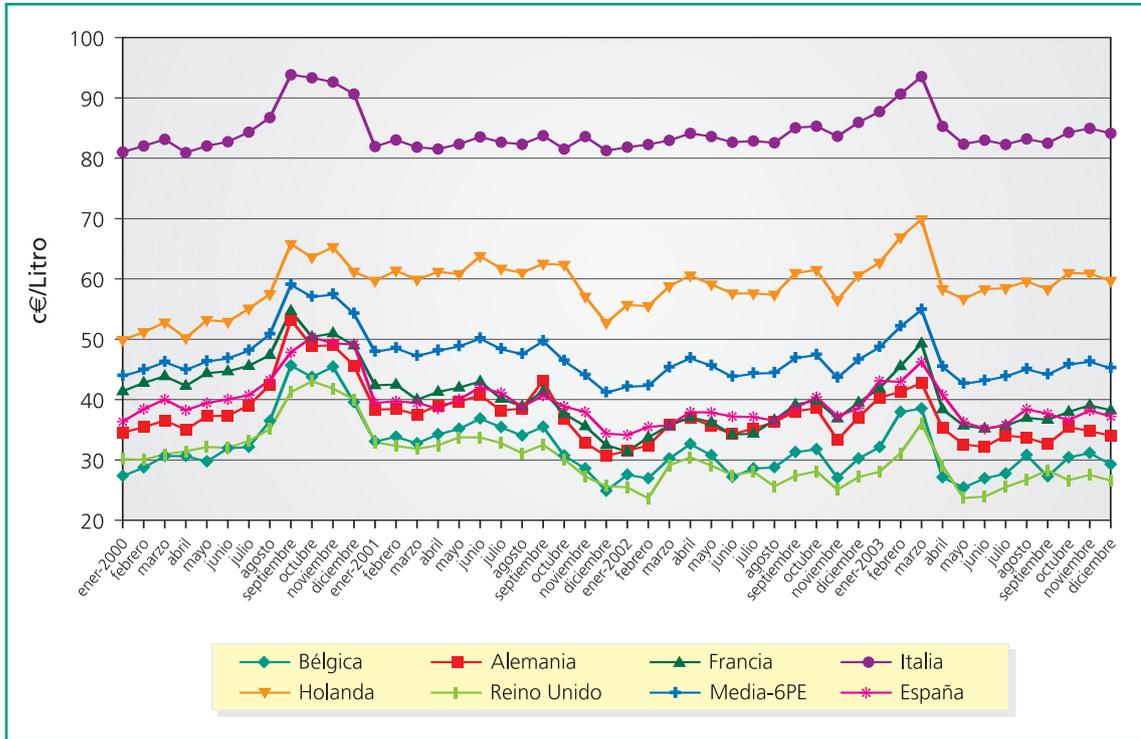
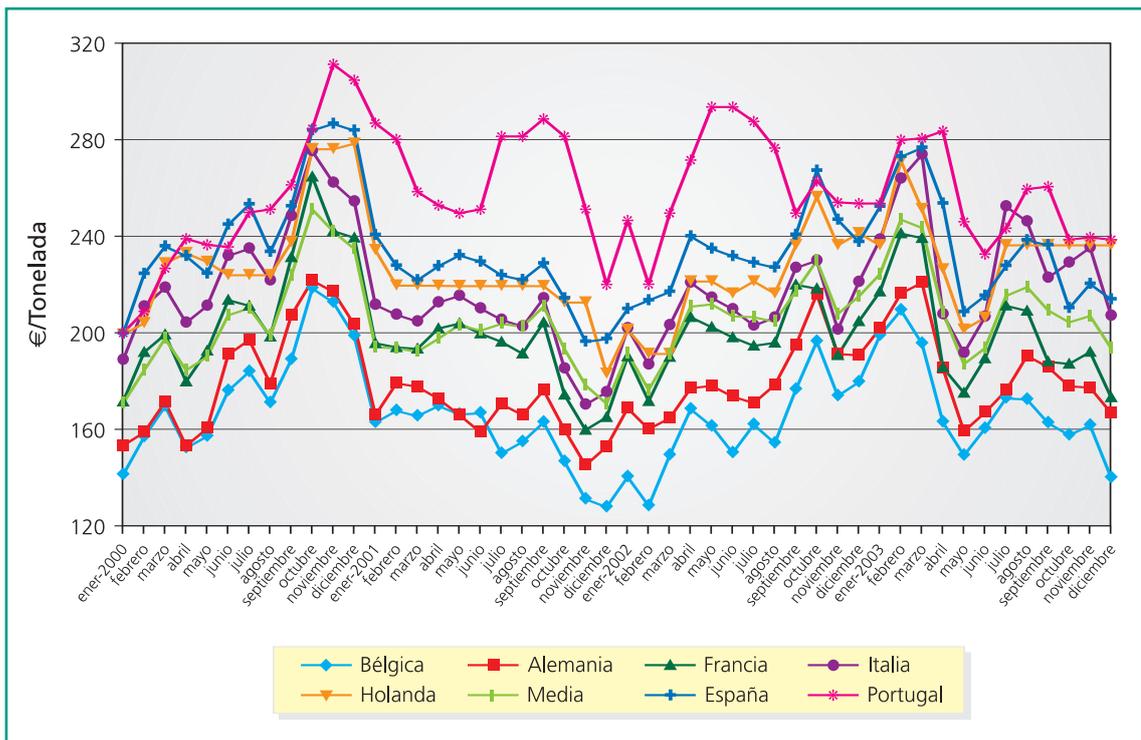


GRÁFICO 7.5

Precio con impuestos en la U.E. Fuelóleo B.I.A.



Debe recordarse que la Directiva europea 1999/32/CE (traspuesta en España por el RD 287/2001), obliga a utilizar a partir de enero de 2003 fuelóleo con un contenido de azufre inferior o igual al 1%. Por tanto, sólo se ha incluido entre los gráficos el de este tipo de fuel. En otro orden de cosas, la gasolina súper va desapareciendo. En muchos casos (Italia, Bélgica, Luxemburgo...) los países han dejado de enviar precios de este carburante.

Se adjuntan finalmente dos gráficos de barras (gráficos 7.6 y 7.7) donde se puede apreciar la variación de los PVP de los países de la UE para la gasolina sin plomo y el gasóleo de automoción entre 2002 y 2003.

7.4 Regulación legal del sector

Se recogen también en este apartado las disposiciones de carácter medioambiental con incidencia en el sector del petróleo, aun cuando en el Informe existe un Capítulo específico.

GRÁFICO 7.6

Precios con impuestos de la gasolina sin plomo en los países de la U.E.
2003-2002

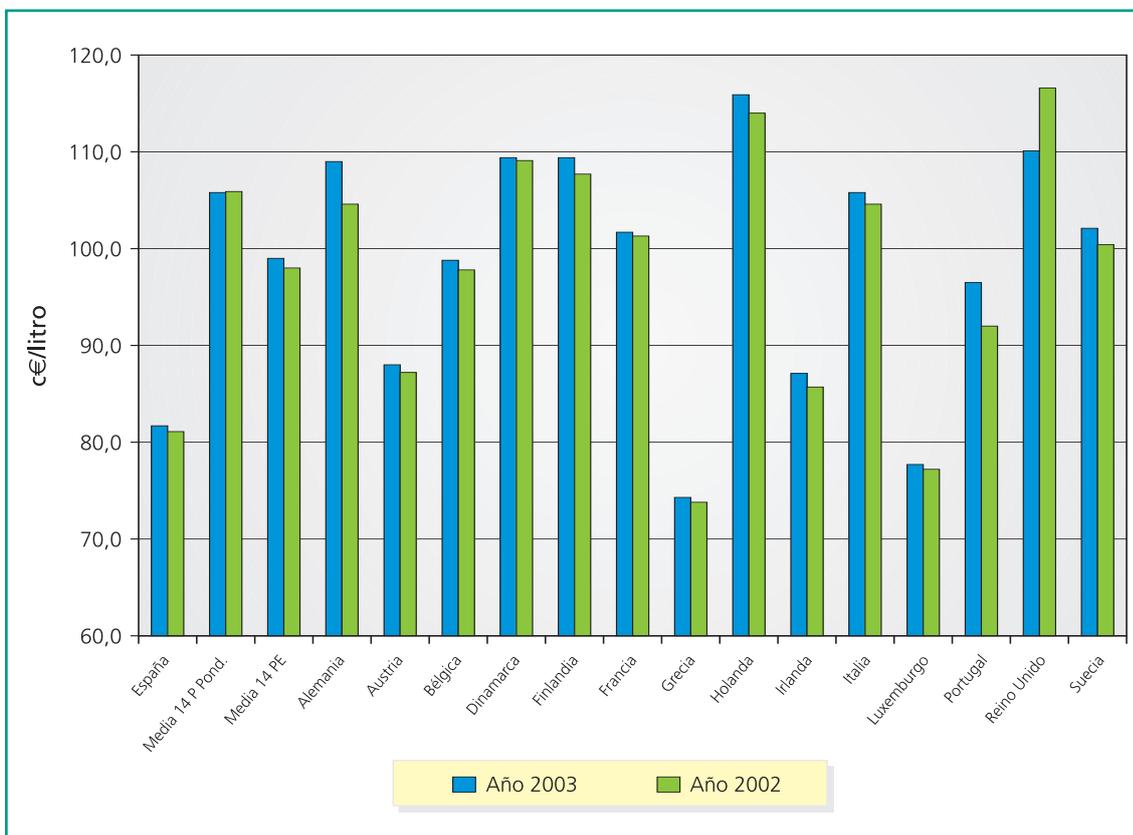
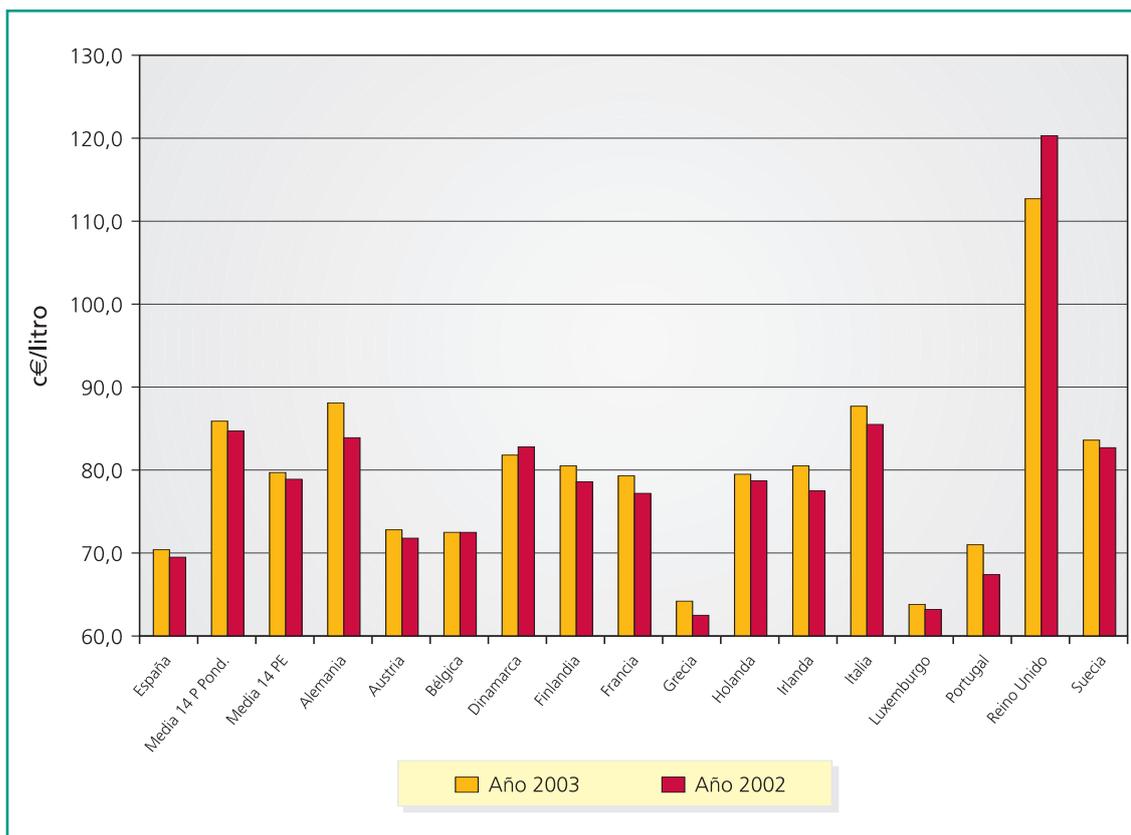


GRÁFICO 7.7

Precios con impuestos del gasóleo de automoción en países de la U.E. 2003-2002



➤ *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.* Habida cuenta de la dispersión normativa que existía en nuestro país relativa a las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se ha considerado aconsejable la recopilación de todas ellas en una sola disposición. Por otra parte, el Real Decreto 1700/2003 transpone las Directivas:

- ❑ Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo de 2003 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo.
- ❑ Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles en el transporte.

Por último, se incorporan las especificaciones de los gases licuados del petróleo (GLP's), propano comercial y butano comercial, que venían fijadas en la Orden de 14 de septiembre de 1982, del Ministerio de Industria y Energía; esta Orden fue modifi-

cada por la Orden de 11 de diciembre de 1984, del Ministerio de Industria y Energía, afectando, principalmente, a las especificaciones del propano comercial. Se establecen, asimismo, por primera vez las especificaciones de los GLP's de automoción.

- *Directiva 2003/17/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 3 de marzo de 2003 por la que se modifica la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo.*

Esta Directiva tiene por objeto, fundamentalmente fijar el contenido de azufre máximo para gasolinas y gasóleo de automoción (clase A), a partir del 1 de enero de 2005 y 1 de enero de 2009 y para gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a partir del 1 de enero de 2008.

Las principales modificaciones introducidas en la Directiva 2003/17/CE, respecto al contenido de la 98/70/CE, son las siguientes:

- ❑ A más tardar el 1 de enero de 2009 solamente se podrá comercializar gasolina sin plomo y gasóleo con un contenido de azufre máximo de 10 ppm.
- ❑ A más tardar el 1 de enero de 2005 deberán estar disponibles estos carburantes ultralimpios para su comercialización, atendiendo a una distribución geográfica adecuada.
- ❑ A más tardar el 1 de enero de 2008, el contenido máximo admisible de azufre en gasóleos destinados a utilizarse en máquinas móviles no viarias y tractores agrícolas y forestales será de 1.000 ppm.
- ❑ A más tardar el 31 de diciembre de 2005 la Comisión Europea revisará las especificaciones vigentes en la Directiva 98/70/CE aplicables a estos combustibles de automoción, con la excepción del contenido en azufre que queda fijado en la propia modificación, en los términos anteriormente indicados.

- *Directiva 2003/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de los biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.*

Esta Directiva establece que los Estados miembros deberán velar para que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes, dando como valores de referencia el 2% calculado sobre la base del contenido energético de toda la gasolina y todo el gasóleo comercializado en sus mercados con fines de transporte, a 31 de diciembre de 2005, valor que va subiendo gradualmente hasta el 31 de diciembre de 2010, fecha en la que la cuota de mercado está fijada el 5,75%.

Por otra parte, contempla, entre otros aspectos, una serie de medidas relativas al porcentaje de mezcla de los gasóleos y de las gasolinas con los biocarburantes.

Esta Directiva pretende conseguir, por un lado, una reducción en la dependencia de la energía importada, con las consiguientes repercusiones para la seguridad del abastecimiento energético a medio y largo plazo y, por otro, el cumplimiento de los objetivos del Protocolo de Kioto.

OTRAS DISPOSICIONES

- *Proyecto de Real Decreto 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 desarrollarán 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 proyecto de 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.

Asimismo, se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural de los transportistas que incorporen gas al sistema, extendiéndose dicha obligación a los comercializadores y a los consumidores que hagan uso del derecho de acceso y no se suministren de comercializadores autorizados. Igualmente, se regula la diversificación de los abastecimientos de gas natural en relación a los transportistas que incorporen gas al sistema y a los comercializadores, los cuales se encuentran obligados a diversificar sus abastecimientos cuando en la suma de todos ellos la proporción de los provenientes de un mismo país supere el 60%.

Finalmente, el proyecto de Real Decreto regula las actividades de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), aprobando los Estatutos de la misma.

El Proyecto de Real Decreto se encuentra actualmente pendiente del informe preceptivo del Consejo de Estado, último trámite a realizar antes de su aprobación por el Consejo de Ministros.

- *El Real Decreto 948/2003, de 18 de julio establece las condiciones mínimas que deben reunir las instalaciones de lavado interior o desgasificación y despresurización, así como las de reparación o modificación, de cisternas de mercancías peligrosas.*
- *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 contenido 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.

La propuesta de Directiva continúa su tramitación en el Parlamento Europeo y en el Consejo, habiendo superado ya la fase de primera lectura en el Parlamento.

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 pasaron a estar totalmente libres.

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, que estableció el sistema de envío de los datos. En la actualidad los precios se muestran al público a través de teléfono móvil y en una página web (<http://www.mineco.es/carburantes>).

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, conocida también como la de acompañamiento de los Presupuestos Generales del Estado, permite 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 pueda deducirse que el envío de precios a la página es voluntario, este envío es completamente obligatorio para todas las gasolineras.

La Ley 21/2001, 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. En base a esta Ley, tres Comunidades Autónomas han aplicado este impuesto, Madrid, Asturias y Galicia.

La ley 13/2003, de 23 de Diciembre, de la Comunidad Autónoma de Madrid, de prórroga de determinadas medidas fiscales vigentes en la Comunidad de Madrid en 2003, prolongó la imposición fiscal autonómica introducida por la Ley 7/2002, de la Comunidad de Madrid, de 25 de julio, por la que se regula el tipo de gravamen autonómico del Impuesto

sobre Ventas Minoristas de Determinados Hidrocarburos en la Comunidad de Madrid, y establece un tipo impositivo suplementario sobre los carburantes en esta Comunidad desde 1/8/2004. Dejó sin efecto el aumento impositivo previsto en la Disposición Transitoria Única de la Ley 7/2002.

Asimismo, la Ley 6/2003 de 30 de Diciembre, de Medidas Presupuestarias, Administrativas y Fiscales del Principado de Asturias introdujo en su artículo 19 la Tarifa Autonómica del impuesto sobre ventas minoristas de determinados hidrocarburos para el año 2004.

Igualmente el artículo 5 de la Ley 9/2003, de 23 de diciembre, de Medidas Tributarias y Administrativas de Galicia, introdujo los tipos de gravamen en el impuesto sobre ventas minoristas de determinados hidrocarburos para el año 2004.

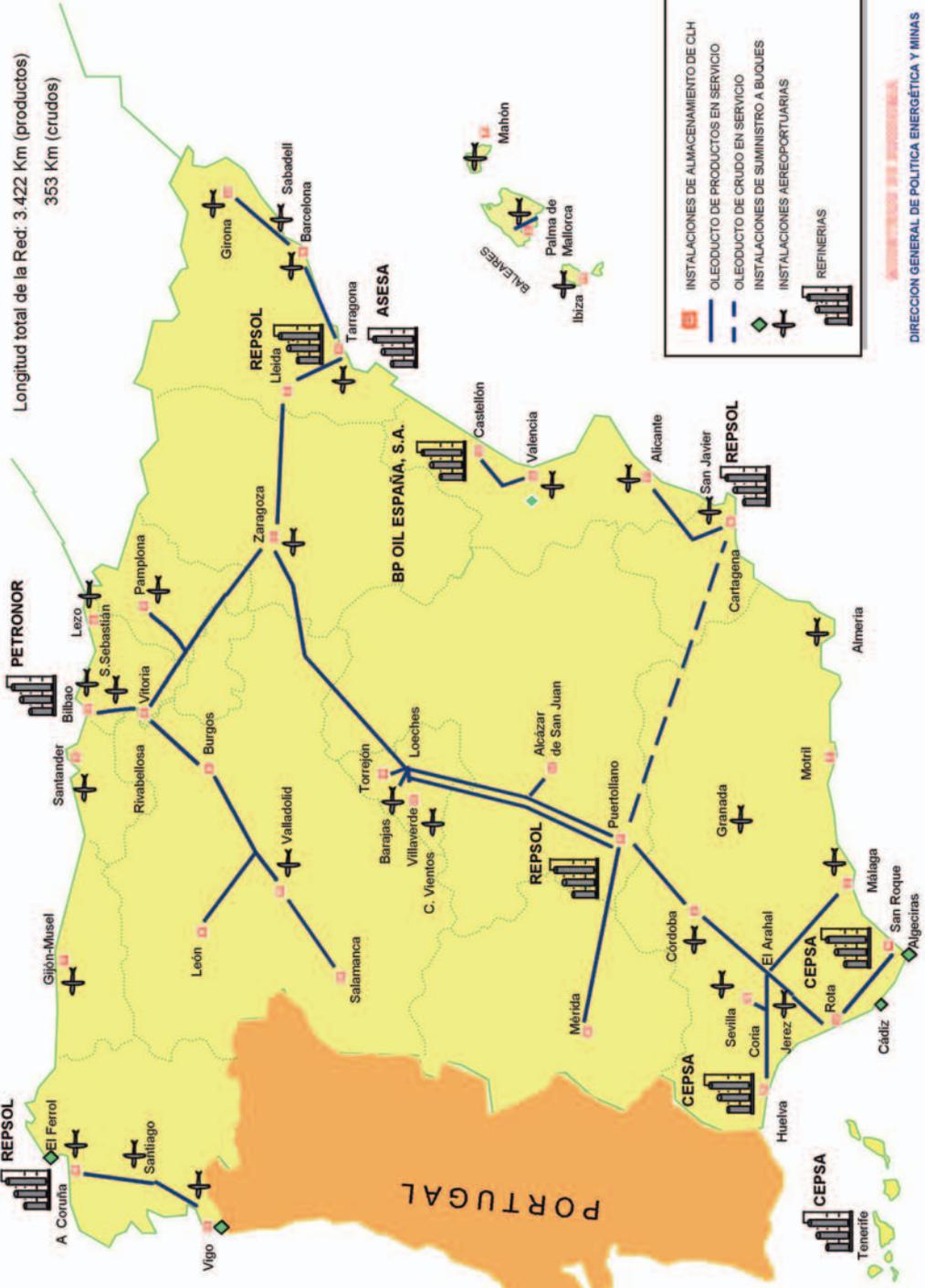
Por otra parte, la Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 fija niveles impositivos mínimos para los productos energéticos y la electricidad. Esto se concreta en que, a partir del 1 de enero de 2004, por ejemplo, el gasóleo de calefacción debe tener un impuesto de cómo mínimo 21 euros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

La Orden ECO/3629/2003, de 18 de diciembre, aprueba las cuotas para la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2004.



MINISTERIO DE ECONOMIA

INFRAESTRUCTURA LOGISTICA



Longitud total de la Red: 3.422 Km (productos)
353 Km (crudos)

	INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO DE CLH
	OLEODUCTO DE PRODUCTOS EN SERVICIO
	OLEODUCTO DE CRUDO EN SERVICIO
	INSTALACIONES DE SUMINISTRO A BUQUES
	INSTALACIONES AEREOPORTUARIAS
	REFINERIAS

DIRECCION GENERAL DE POLITICA ENERGETICA Y MINAS

REDPETCO.PPT
23/04/2003

8.1 Eficiencia energética: estrategia de ahorro y eficiencia en España 2004-2012 (E4)

El 28 de noviembre de 2003, fue aprobada por el Consejo de Ministros la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012*, también denominada, de forma abreviada, E4. La eficiencia energética, que constituye un elemento básico dentro de los objetivos de la política energética nacional y comunitaria, encuentra así un nuevo marco para su mejora en nuestro país.

De acuerdo con el nuevo contexto en el que se desarrolla la política energética comunitaria, caracterizado por la liberalización de mercados y el respeto al medio ambiente, la E4 viene a sumarse a una serie de importantes medidas adoptadas en nuestro país en los últimos años: la *Ley del Sector Eléctrico*, el *Real Decreto 2818/1998*, el *Plan de Fomento de las Energías Renovables en España 2000-2010*, la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas*, el apoyo a la penetración de los biocarburantes, etc.

Así, la aprobación de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España era necesaria y oportuna, por la elevada dependencia energética exterior (75% en España frente al 50% de media de la Unión Europea), los importantes crecimientos registrados por la demanda de energía, con tasas de incremento anual superiores algunos años a las de la economía y por la necesidad de reducir significativamente las emisiones de contaminantes atmosféricos, coadyuvando a la consecución de los compromisos adquiridos por España en materia de medio ambiente.

La Estrategia ha sido elaborada en virtud de la resolución aprobada por el Congreso de los Diputados en el Debate del Estado de la Nación en julio de 2002 y del Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos económicos, que en su reunión de 17 de octubre de 2002, encomendó a la Secretaría de Estado de Energía, Desarrollo Industrial y de la Pequeña y Mediana Empresa, la realización de la Estrategia, asumiendo la Dirección General de Política Energética y Minas y el IDAE el compromiso de desarrollarla.

EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y LA INTENSIDAD ENERGÉTICA EN ESPAÑA: COMPARACIÓN INTERNACIONAL

Durante las tres últimas décadas se han producido importantes cambios, tanto cuantitativos como cualitativos, en el consumo de energía, dentro de un contexto nacional e internacional sometido también a profundas transformaciones.

En relación con la demanda de energía, actualmente se consume en España más del doble de energía que en 1975. Desde mediados de los setenta, se ha producido en nuestro país un importante desarrollo económico y social, con una fuerte expansión del automóvil, un proceso de equipamiento familiar que ha consolidado la universalización de algunos electrodomésticos, mientras ha comenzado la penetración de otros.

Por lo que se refiere al consumo de energía final, ésta se ha incrementado en España, entre 1980 y 2002, en un 90,5%. Durante la segunda mitad de los ochenta, se produjo un fuerte crecimiento económico en Europa y, mayor aún en España, en un contexto de

reducción de precios energéticos y entrada de nuestro país en la Comunidad Europea, dando lugar a un crecimiento medio del consumo final de energía del 3,9% anual.

Por lo que al reparto sectorial se refiere, mientras que en 1980 la industria absorbía el 48,4% del consumo final de energía y el transporte no alcanzaba el 30%, en el año 2002 la industria ha reducido su participación en el consumo final en algo más de 11 puntos porcentuales, situándose en el 37,3% y el transporte la ha elevado en 6 puntos porcentuales, alcanzando un valor cercano al 36%. Estas contribuciones sectoriales se corresponden con el consumo final de energía incluidos los consumos para usos no energéticos¹, ya que excluyendo a éstos, la contribución actual del transporte al consumo final es muy superior a la de la industria, del orden de 8 puntos porcentuales, 39% frente al 31% de la industrial.

Otro cambio importante producido en el panorama energético nacional durante el último cuarto del siglo XX, es el relativo a la diversificación de las fuentes que abastecen nuestro consumo de energía. En 1975, España tenía una estructura de fuentes muy poco diversificada y con una enorme preponderancia del petróleo, que cubría alrededor del 70% de las necesidades energéticas. Actualmente, el petróleo –que sigue dominando los suministros– representa algo más del 50% del consumo de energía primaria, absorbiéndose la mitad de su consumo en el sector transporte. El gas natural ha pasado, por el contrario, de ser un recurso testimonial –1,5% del consumo en 1975– a cubrir alrededor del 12% de nuestro consumo primario en el año 2000 y se presenta como la fuente con mayores perspectivas de crecimiento a medio plazo. La energía nuclear, muy reducida en 1975, representa, actualmente, un 13% del consumo total de energía. El carbón, que disminuyendo su aportación desde mediados de los ochenta, tiene hoy un peso en la estructura de consumo primario del orden del 17%. Finalmente, las energías renovables, que actualmente representan alrededor del 6% del consumo de energía primaria, han aumentado en valor absoluto su aportación y se ha diversificado su origen, especialmente en la última década.

Por lo que se refiere a la evolución de la intensidad energética en España, desde 1980, presenta dos etapas con tendencias distintas: entre 1980 y 1988 se produce una significativa reducción de este ratio, aumentando posteriormente hasta situarse en el año 2000 en niveles similares a los del año 1980, tanto para la intensidad energética primaria como para la final.

Las principales razones que explican esta particular evolución tienen, fundamentalmente, carácter socioeconómico. España registra un consumo energético por habitante inferior a la media europea, pero durante los últimos años el crecimiento económico ha permitido mejorar notablemente los estándares de calidad de vida, el confort y la movilidad de los ciudadanos, con las inevitables repercusiones que este tipo de mejoras genera en términos de consumo energético.

¹ Especialmente importantes en la industria, que cuenta, entre otros, con elevados consumos de naftas para la fabricación de etileno y, en menor medida, de otros productos petrolíferos destinados a la producción de asfaltos para la construcción.

Junto a estas consideraciones hay que indicar que en el contexto de los países europeos nuestro país se sitúa en un nivel intermedio, mostrando el indicador de intensidad energética primaria, a paridad de poder de compra, tendencias recientes de convergencia hacia los valores medios existentes en la UE (en torno a 0,20 ktep/ECU95), en coherencia con la evolución social y económica antes comentada.

Desde 1990 la intensidad española supera a la media comunitaria, situándose el indicador nacional en el año 2000 un 17% por encima del de la UE y muestra una tendencia ligeramente creciente, al contrario que en la UE donde se ha reducido de forma apreciable. Durante la década de los noventa, este indicador ha aumentado en España alrededor de un 5%, en términos acumulados y el de la media de la Unión Europea se ha reducido cerca de un 10%.

Considerando la intensidad primaria corregida a paridad de poder de compra, España se sitúa un 3% por debajo del indicador comunitario en el año 2000. No obstante, de continuar las tendencias puestas de manifiesto durante la pasada década, la intensidad primaria nacional superará previsiblemente a la de la media de la UE a igualdad de poder adquisitivo, en un plazo de tiempo relativamente corto.

GRÁFICO 8.1

Intensidad Primaria en España y la UE

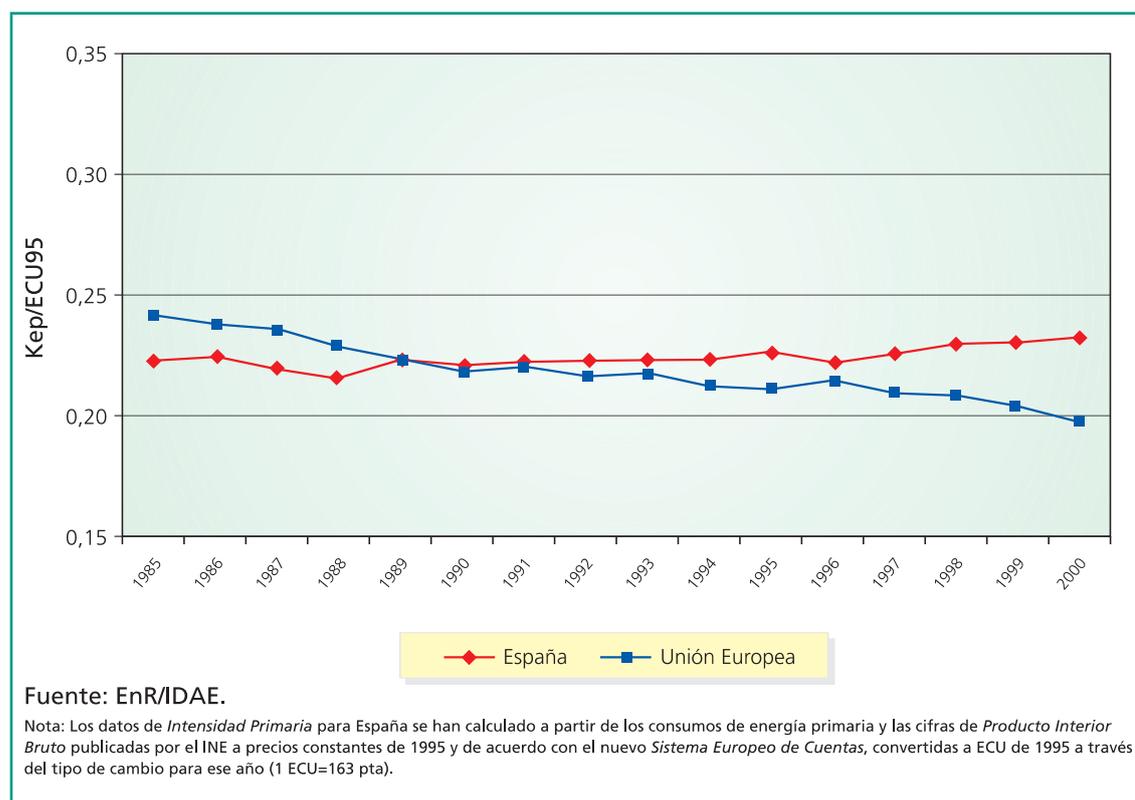


GRÁFICO 8.2

Intensidad Primaria. Paridad de poder de compra en España y la UE

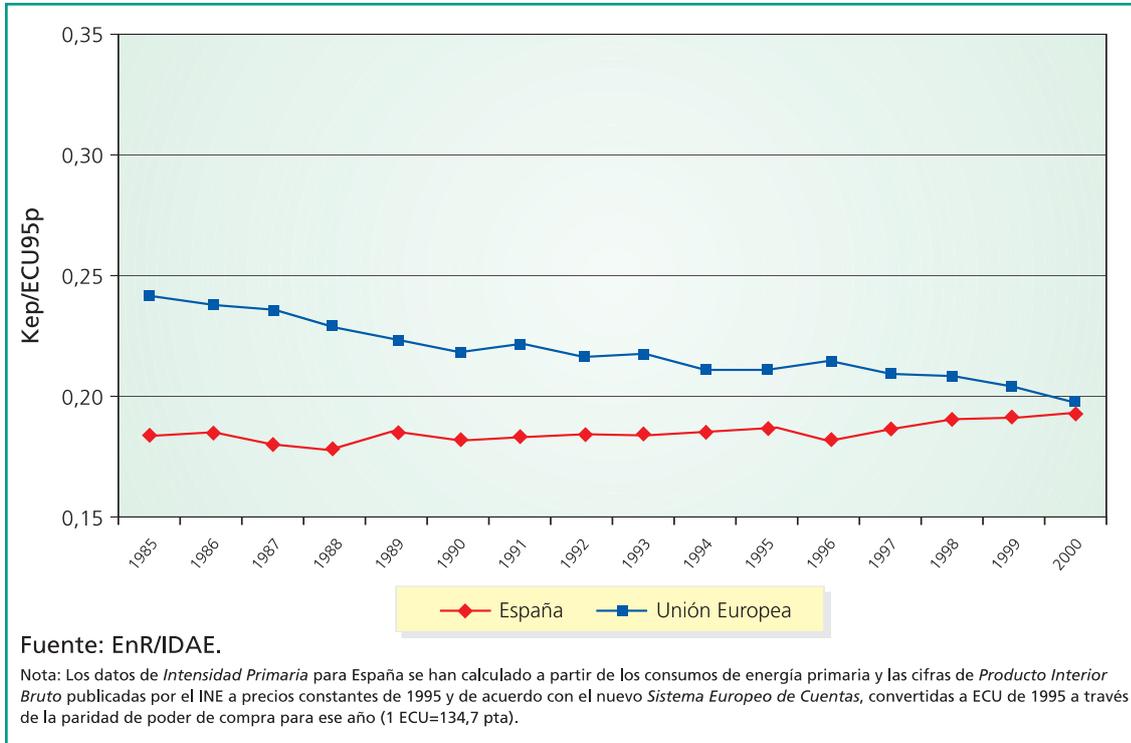


GRÁFICO 8.3

Intensidad Final en España y la UE

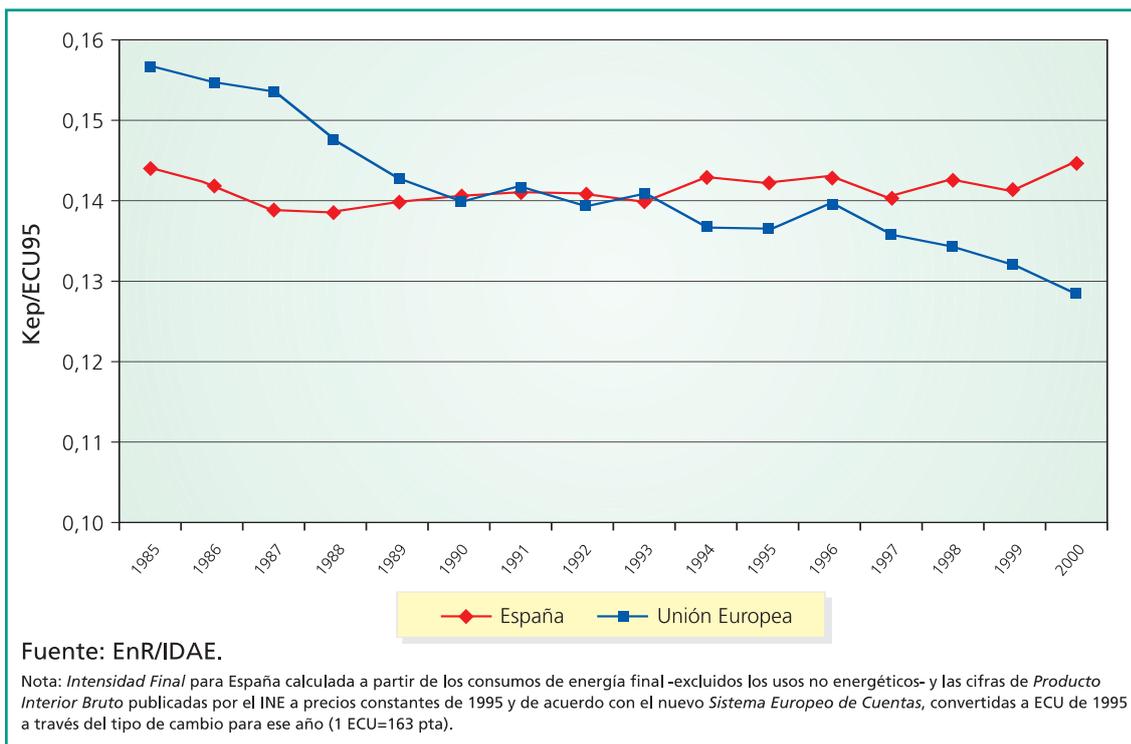
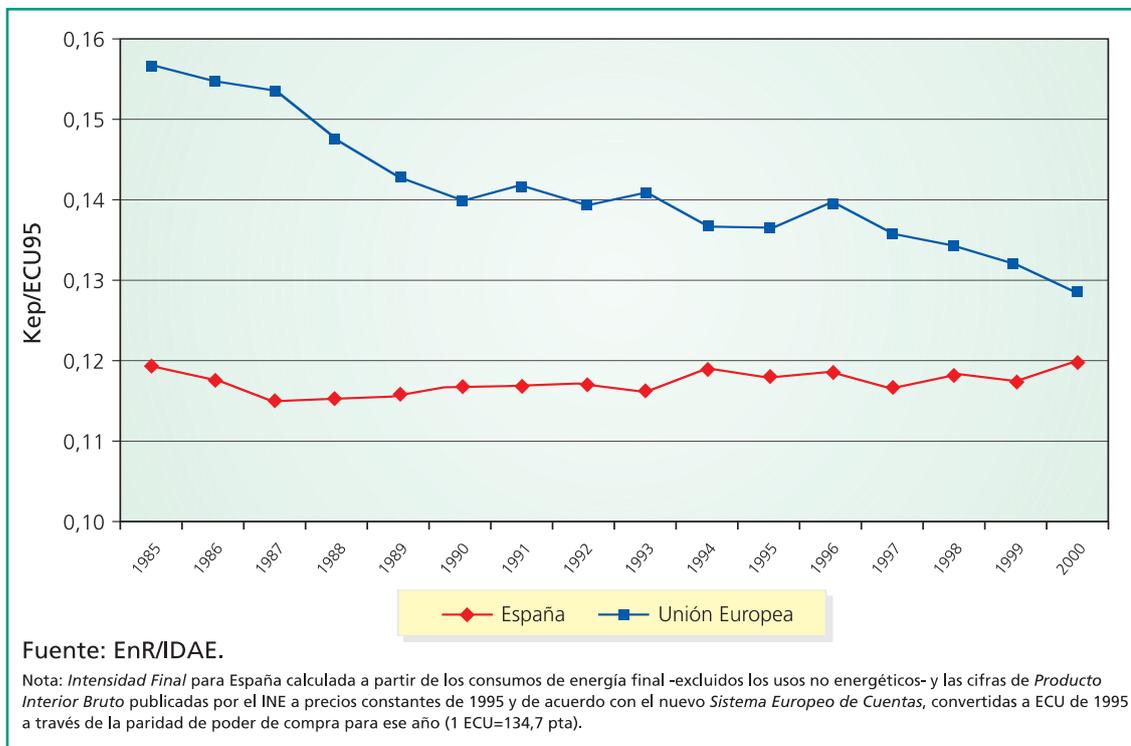


GRÁFICO 8.4

Intensidad Final a paridad de poder de compra en España y la UE



Durante la década de los noventa, la intensidad energética final de España –excluyendo los consumos para usos no energéticos–, ha aumentado mientras que en la UE, como media, se ha reducido en más del 8% en términos acumulados. La tendencia decreciente mostrada por el indicador de la UE es común a otros países miembros, como Francia, Alemania, Irlanda o el Reino Unido. Considerando la paridad de poder de compra, la intensidad final de nuestro país se mantiene por debajo de la de la UE, aunque con tendencia a converger.

NECESIDAD DE DEFINIR UNA ESTRATEGIA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los procesos de globalización económica registrados en los últimos años, junto a la necesidad de cubrir las necesidades energéticas a precios competitivos, sin renunciar por ello a la calidad de la energía, ha motivado que en las sociedades desarrolladas se pongan en marcha procesos de liberalización tendentes a garantizar la disponibilidad de recursos ofertándolos al menor coste posible. En este contexto, la política de eficiencia energética adquiere especial relevancia por la mayor dificultad que conlleva su definición en un proceso todavía abierto de liberalización de mercados, en el que debe asegurarse el suministro energético y donde los objetivos medioambientales juegan una importancia creciente.

La reducción de los índices de intensidad energética contribuirá a la consecución de tres pilares básicos de la política energética, comunitaria y española. Esto es:

- Garantizar el suministro de energía en un escenario caracterizado por el alto grado de dependencia energética exterior de España.
- Mejorar la competitividad por la vía de la utilización eficiente de recursos energéticos. Esto contribuirá a incrementar la productividad en los distintos sectores económicos, intensificará la convergencia real con los países más avanzados de la UE y generará empleo.
- Fomentar la protección del medio ambiente, compatibilizando el progreso económico y el bienestar derivado de un entorno medioambiental más limpio.

El hecho de que la producción, transporte y uso de la energía lleve asociado algún tipo de impacto ambiental, implica que todas aquellas medidas dirigidas a mejorar el ahorro y la eficiencia energética tengan pues una repercusión positiva desde este punto de vista.

Es más, una de las razones que justifican la necesidad de establecer una Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética viene determinada por motivos de protección del medio ambiente, y, en concreto, al cumplimiento de los compromisos asumidos frente al Protocolo de Kioto. La mejora del ahorro y la eficiencia energética en nuestro país supondrá una menor emisión de gases de efecto invernadero, fundamentalmente CO₂ y metano, que es necesario que se produzca habida cuenta del objetivo establecido de no superar el 15% de incremento de emisiones de gases de efecto invernadero en 2008-2012, respecto a las emisiones de 1990.

Desde este punto de vista, la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética va a tener una mayor repercusión en aquellos compromisos ambientales que implican un límite a las emisiones totales, es decir, aquellos compromisos cuyo objetivo se establece como límite nacional de emisión de un determinado contaminante, independientemente de la fuente y de los criterios de limitación individual establecidos para cada foco.

Obviamente, el principal compromiso es el Protocolo de Kioto, pero no se puede dejar de señalar la Directiva 2001/81/CE del Parlamento Europeo y del Consejo sobre Techos de Emisión de determinados contaminantes atmosféricos (TNE), que afecta a las emisiones nacionales totales de SO₂, NO_x, NH₃ y Compuestos Orgánicos Volátiles.

En este contexto, la reducción de emisiones asociada a la Estrategia de Ahorro Eficiencia Energética tiene un valor por sí misma y difícil de alcanzar por otra vía.

Escenarios y objetivos de la estrategia

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS ESCENARIOS

La Estrategia parte del escenario resultante de la *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas*, que recoge la evolución prevista de los consumos de energía durante el periodo de aplicación de la misma (2002-2011), y que tiene en cuenta mejoras de la eficiencia energética relativas a los sectores transformadores objeto de esa planificación.

Por tanto, el *Escenario Base* de la Estrategia, se corresponde con las previsiones que han servido de marco al documento de *Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas* (con la salvedad de que en esta estrategia el periodo de análisis se ve ampliado hasta el año 2012), y es el punto de partida para la elaboración de la *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España*, de manera que las mejoras derivadas de las medidas en ella previstas dan lugar al *Escenario de Eficiencia*, diseñado de tal forma que recoge la evolución esperada de los consumos de energía, una vez llevadas a cabo las medidas propuestas en cada uno de los sectores.

Los escenarios recogen las tendencias económicas y energéticas actuales, presentando lo que se considera la perspectiva futura más probable sobre evolución socioeconómica, proceso de integración europea y evolución de mercados energéticos. Ambos escenarios comparten proyecciones de población, previsiones de crecimiento económico y precios del petróleo, variables que condicionan el consumo de energía.

Una síntesis del escenario macroeconómico durante el horizonte de la estrategia, queda recogida a través de los siguientes elementos:

- Crecimiento anual medio del PIB de la UE en términos reales del 2,7%. En España, en el período 2000-2006, 2,9% anual medio. En 2006-2012, 3%. La media 2000-2012 será 2,9% anual en términos reales.
- Empleo: Mejora estable, con lo que la tasa de desempleo bajará hasta situarse en los niveles medios de la UE.
- Inflación: Convergencia durante el período de previsión hasta llegar a una evolución relativamente uniforme en el conjunto de la UE.
- Sectores industrial, transportes y servicios: Tendencia decreciente del peso de la industria en la economía, en particular de los sectores básicos intensivos en consumo energético y con tecnologías maduras. Aumento continuo del transporte, especialmente por carretera y aéreo. El sector servicios será el de mayor crecimiento de la economía.

CUADRO 8.1

Previsiones de Población, PIB y Precios del Petróleo

	1990	1995	2000	2006	2012
Población ¹ (millones hab.)	38,9	39,2	39,9	41,5	42,6
PIBpm (% variación anual respecto de periodo anterior)		1,5	3,8	2,9	3,0
Precios del petróleo	Tendiendo a una franja entre 22 y 25 \$ 2000/barril en 2012				

Fuente: INE y Ministerio de Economía.

¹ Desde 1995, Proyecciones de la población de derecho calculadas a partir del Censo de 1991 (últimas disponibles en el INE a octubre de 2002). Para los años recientes, los datos oficiales son superiores a los proyectados. En 2000, el INE da una cifra oficial de población de 40.499.791 habitantes.

Por lo que al medio ambiente se refiere, los objetivos medioambientales, bien provenientes de la política nacional o derivados de compromisos internacionales, representan un condicionamiento relevante en cuanto a tipos de energías a consumir, tecnologías de transformación y uso final, y evolución de la eficiencia energética. Por ello, a la hora de definir los escenarios se han tenido en cuenta los límites de emisiones actualmente vigentes en la UE para SO₂, NO_x y partículas en Grandes Instalaciones de Combustión, Techos Nacionales de Emisión, Emisiones de Fuentes Móviles y Especificaciones de Productos Petrolíferos, así como los compromisos derivados de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (Protocolo de Kioto), la Directiva IPPC, las Directivas sobre Calidad del Aire y Programa Aire Limpio para Europa.

ESCENARIO BASE

El consumo de energía primaria en este escenario superará los 180 millones de tep en 2012, lo que supone un consumo de energía primaria por habitante de 4,2 tep por año, frente a los 3,1 tep por habitante del comienzo de la presente década.

El consumo de energía final alcanzará, en 2012, 136 millones de tep, con un crecimiento medio, entre 2000 y 2012, del 3,5% anual. En la primera mitad del período, se estima un crecimiento del 3,7%, porcentaje que se modera hasta el 3,2% anual en los años siguientes hasta el 2012. Por su parte, la demanda final de electricidad será del orden de 294.000 GWh en ese año, lo que supone una tasa de crecimiento anual del 3,8%.

Las tendencias de crecimiento del consumo energético observadas durante los últimos años continuarán, aumentando la demanda energética de los sectores transporte, servicios, residencial y, en menor medida, en el sector industrial.

La evolución de la demanda final por fuentes energéticas pone de manifiesto que el carbón continuará perdiendo cuota de mercado a una tasa del 1,3% entre 2000 y 2012. El consumo de este producto seguirá concentrándose en los sectores de siderurgia y cemento, donde no se espera aumento de la capacidad y proseguirá la sustitución por otras fuentes energéticas, mientras que en el resto de las ramas industriales y en el sector residencial se estima que su consumo tenderá a desaparecer como consecuencia de la evolución tecnológica y los incentivos a la sustitución del carbón para calefacción por otros combustibles menos agresivos con el medio ambiente.

A pesar de la evolución de la demanda en el transporte anteriormente comentada, se prevé que los productos petrolíferos incrementen su consumo ligeramente por debajo del resto de fuentes energéticas, al 2,8% anual, perdiendo peso en la estructura del consumo final, aunque representarán en el año 2012 más de la mitad del mismo.

La extensión de las redes de gas natural ampliará la disponibilidad de esta fuente energética en todo el territorio y sus cualidades de mejor rendimiento y menor impacto ambiental estimularán el crecimiento del consumo a una tasa que se estima alcanzará el 6,2% anual, previéndose que represente en el año 2012 el 18,7% del consumo de energía final.

CUADRO 8.2

Evolución Sectorial del Consumo Final de Energía

Escenario Base

	2000		2006		2012		Crecimientos anuales (%)		
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	2006/2000	2012/2006	2012/2000
Industria	33.340	38,0	40.815	36,4	48.840	36,0	2,9	3,0	3,0
Transporte	32.272	35,8	42.384	37,8	52.805	38,9	4,6	3,7	4,2
Usos diversos	23.654	26,2	28.929	25,8	34.190	25,2	3,4	2,8	3,1
Total Sectores	90.266	100,0	112.128	100,0	135.835	100,0	3,7	3,2	3,5

CUADRO 8.3

Evolución del Consumo de Energía Primaria por Fuentes

Escenario Base

	2000		2006		2012		Crecimientos anuales (%)		
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	2006/2000	2012/2006	2012/2000
Carbón	21.635	17,3	17.999	12,0	14.113	7,8	-3,0	-4,0	-3,5
Petróleo	64.663	51,7	75.315	50,3	84.820	46,9	2,6	2,0	2,3
Gas natural	15.223	12,2	26.905	18,0	42.535	23,5	10,0	7,9	8,9
Nuclear	16.211	13,0	16.570	11,1	16.602	9,2	0,4	0,0	0,2
Energías renovables	7.061	5,6	12.464	8,3	22.218	12,3	9,9	10,1	10,0
Saldo eléctrico (imp. Exp.)	382	0,3	385	0,3	385	0,2	0,1	0,0	0,1
Total E. Primaria	125.175	100	149.638	100	180.673	100	3,0	3,2	3,1

El crecimiento de la demanda en el sector servicios, el aumento del número de hogares y los equipamientos de los mismos, así como los aumentos de capacidad de sectores industriales con consumo energético fundamentalmente eléctrico, se traducen en este escenario en un incremento del consumo de energía eléctrica a lo largo de todo el periodo a una tasa anual del 3,8%.

Por su parte, las energías renovables ven aumentado el consumo previsto para las mismas en el Plan de Fomento, creciendo a una tasa anual del 3,7% en todo el periodo, por encima de la media del conjunto de la demanda de energía final. Se prevé que este crecimiento será especialmente significativo, 4,5% anual, entre los años 2006 y 2012. No obstante, el crecimiento más importante de estas fuentes será en la generación de electricidad, por lo que su contribución aumenta de forma mucho más notoria en el consumo de energía primaria que en el de energía final.

En relación con la energía primaria, la estructura de generación es muy distinta de la actual, con nuevas centrales de ciclo combinado de gas, de alto rendimiento, además de un nuevo impulso a la cogeneración y a las energías renovables.

El abastecimiento previsto por fuentes está basado en el desplazamiento del carbón y energía nuclear a favor del gas y las energías renovables, todo ello derivado, principalmente, de la modificación en la estructura de generación eléctrica. La principal fuente de abastecimiento seguirá siendo el petróleo, que a pesar de ello, perderá peso en la estructura al crecer menos que el total de la demanda primaria. La demanda de gas natural se situará alrededor de 42.500 ktep en 2012, creciendo a una tasa media anual del 8,9% y alcanzando un peso en la estructura de abastecimiento de ese año del 23,5%.

Las energías renovables, incluyendo la hidráulica, aportarán a la demanda de energía primaria más de 22.000 ktep, valor superior al previsto por el Plan de Fomento que se deriva del objetivo relativo marcado por éste, según el cual en el año 2010 estas energías deberán contribuir con un 12% a satisfacer la demanda de energía primaria.

ESCENARIO DE EFICIENCIA: OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA

El Escenario de Eficiencia es el resultante de aplicar, a los consumos previstos en el Escenario Base, las mejoras derivadas de la puesta en marcha y aplicación de las medidas contempladas en esta estrategia, asumiendo que los objetivos de eficiencia y ahorro de energía se cumplen con las medidas previstas para cada uno de los sectores implicados.

La mejora de la eficiencia energética en los sectores de consumo final tiene una doble importancia: en primer lugar, por la propia reducción de consumos que comporta y, en segundo lugar, porque la menor demanda de energía en estos sectores supone menores necesidades de procesamiento de materias primas energéticas por los sectores transformadores e inferiores requerimientos de transporte y distribución de energía, fases en las que se produce un volumen importante de consumo y pérdidas energéticas, especialmente, en lo que se refiere a la electricidad (cuadro 8.4).

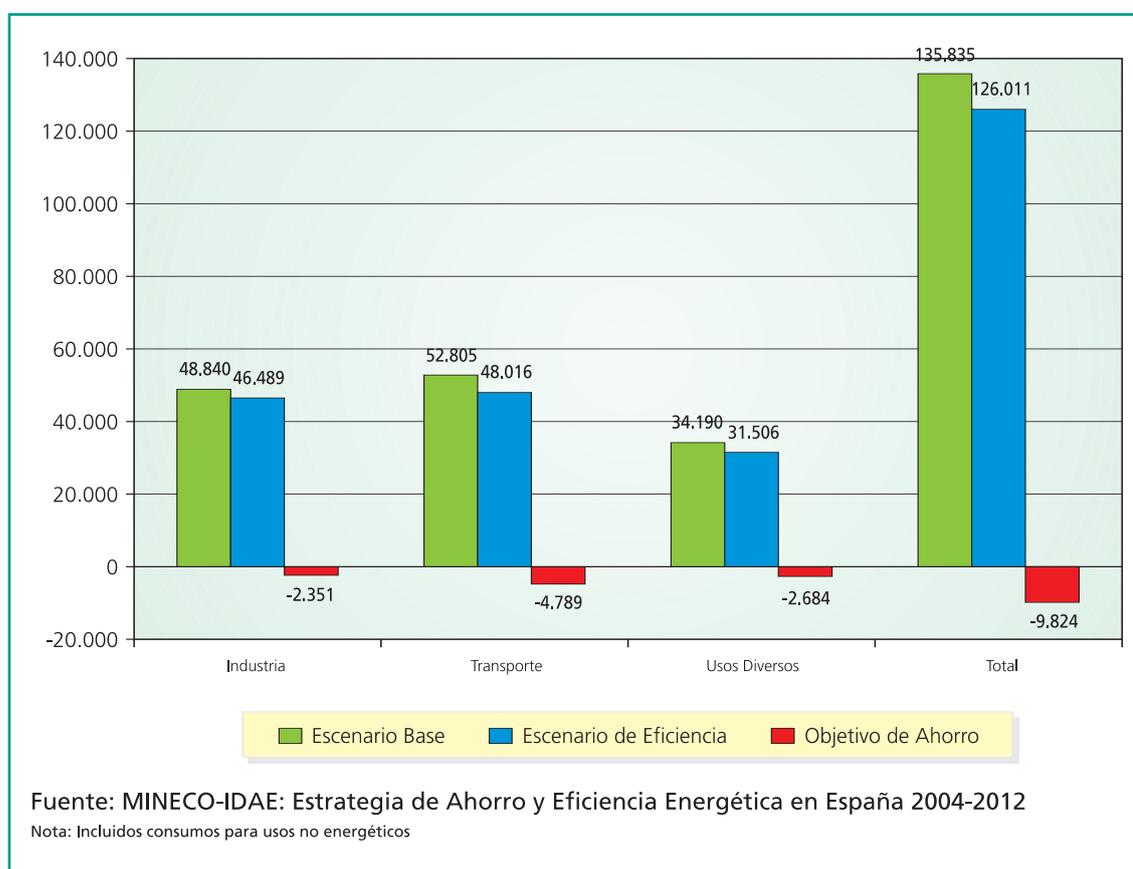
El gráfico 8.5 muestra el reparto sectorial del consumo final de energía previsto en el año 2012 en los dos escenarios, así como los objetivos de ahorro que, lógicamente, se corresponden con la diferencia entre ambos escenarios. Globalmente, el objetivo de ahorro para el consumo final de energía, en el año 2012, asciende a 9.824 ktep.

Sectorialmente, es la Industria quien presenta un objetivo más reducido, pues en algunas ramas industriales los inputs energéticos tienen un peso relevante en la estructura de costes y se trata del sector en el que más mejoras de eficiencia se han venido introduciendo y que más ha controlado el crecimiento del consumo de energía. No obstante, el ahorro previsto del sector supera los 2.300 ktep.

En el sector Transporte, que es el que mayor presión viene ejerciendo al alza sobre el consumo de energía, la carretera tiene una preponderancia superior en el consumo sectorial a la de la mayoría de los países de nuestro entorno, y es este modo de transporte el que contempla mayores objetivos de ahorro, con transferencias modales –mayor protagonismo del transporte público de pasajeros, del ferrocarril, tanto en pasajeros como en mercancías–, un uso más eficiente de los medios y mejoras de la eficiencia energética en los

GRÁFICO 8.5

Consumo final de energía en 2012. Escenarios y objetivos sectoriales



medios de transporte². El transporte aéreo también contempla un importante objetivo de ahorro.

Por lo que se refiere a Usos Diversos, la Agricultura presenta una tendencia al crecimiento de consumos, por el aumento previsto de las superficies de regadío, con limitadas posibilidades de ahorro. Por su parte, los subsectores de Residencial y Servicios, ambos con tendencia creciente, especialmente el último, concentran los objetivos de ahorro del sector.

En conjunto, el consumo final de energía en el año 2012, se sitúa en unos 126.000 ktep, con una tasa media de crecimiento del 2,8% anual desde el año 2000 –3,4% entre 2000 y 2006, y 2,3% entre 2006 y 2012. Por sectores, el mayor incremento corresponde, también en este escenario, al transporte, con una tasa media de crecimiento anual del 3,4% entre 2000 y 2012, si bien ese crecimiento se modera significativamente en la segunda mitad del periodo.

Una vez señalados los objetivos de la Estrategia en los tres grandes sectores de consumo final, procede hacer referencia a los correspondientes al sector *Transformación de la energía*, al que pertenece la generación eléctrica, el refino y la cogeneración. El objetivo de ahorro para el año 2012 por las actuaciones previstas en los sectores transformadores en esta estrategia asciende a 1.494 ktep.

Adicionalmente a las actuaciones de eficiencia en el propio sector transformador, la menor demanda de electricidad y otros productos energéticos por parte de los sectores de consumo final, origina unas menores necesidades de transformación, transporte y distribución de energía que elevan el ahorro total del sector a 5.751 ktep.

Así, el ahorro anual de energía primaria al finalizar la Estrategia es de 15.575 ktep, 9.824 ktep de ahorro en el consumo final de energía y 5.571 ktep de ahorro total en el sector de transformación.

El consumo de energía primaria en el año 2012 se sitúa alrededor de los 165 millones de tep, creciendo a una tasa media del 2,3% anual entre 2000 y 2012, que se limita al 2% en la segunda mitad de ese periodo.

En resumen, la Estrategia, que tiene por objetivo una reducción de los índices de intensidad primaria en un 7,2% durante todo su período de vigencia –una reducción del 0,83% anual–, recoge un conjunto de medidas normativas, reglamentarias, de investigación y de desarrollo tecnológico y de promoción, información y comunicación que permitirán conseguir unos ahorros anuales de 15,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo a partir del año 2012. Este ahorro energético permitirá evitar la emisión a la atmósfera de 42 millones de toneladas de CO₂ al año a partir de esa fecha, una vez se hayan puesto en marcha todas las medidas contenidas en la Estrategia.

² En el caso de los turismos supone una reducción sustancial de los consumos específicos de los coches vendidos, para llegar, en el Escenario de Eficiencia, en el año 2008 a 5,8 l/100 km. en coches de gasolina (5,2 l/100 km. en coches de gasóleo) y en 2012 a 5,1 l/100 km. en gasolina (4,7 l/100 km. en gasóleo).

CUADRO 8.4

Evolución Sectorial del Consumo Final de Energía

Escenario de Eficiencia

	2000		2006		2012		Crecimientos anuales (%)		
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	2006/2000	2012/2006	2012/2000
Industria	34.340	38,0	40.432	36,7	46.489	36,9	2,8	2,4	2,6
Transporte	32.272	35,8	41.313	37,5	48.016	38,1	4,2	2,5	3,4
Usos diversos	23.654	26,2	28.413	25,8	31.506	25,0	3,1	1,7	2,4
Total Sectores	90.266	100,0	110.157	100,0	126.011	100,0	3,4	2,3	2,8

CUADRO 8.5

Evolución del Consumo de Energía Primaria por Fuentes

Escenario de Eficiencia

	2000		2006		2012		Crecimientos anuales (%)		
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	2006/2000	2012/2006	2012/2000
Carbón	21.635	17,3	17.653	12,1	11.691	7,1	-3,3	-6,6	-5,0
Petróleo	64.663	51,7	73.365	50,1	75.958	46,0	2,1	0,6	1,4
Gas natural	15.223	12,2	26.261	17,9	39.027	23,6	9,5	6,8	8,2
Nuclear	16.211	13,0	16.570	11,3	16.602	10,1	0,4	0,0	0,2
Energías renovables	7.061	5,6	12.190	8,3	21.436	13,0	9,5	9,9	9,7
Saldo eléctrico (imp. Exp.)	382	0,3	385	0,3	385	0,2	0,1	0,0	0,1
Total E. Primaria	125.175	100	146.423	100	165.098	100	2,6	2,0	2,3

CUADRO 8.6

Intensidad de Energía Primaria**Comparativa de Escenarios**

	Escenario base			Escenario de eficiencia		
	2000	2006	2012	2000	2006	2012
(tep/millón de € ctes. de 1995)	237	239	242	237	234	221
Intensidad Primaria Total.						
Variación anual con respecto a 2003 (%) ¹			0,17%			-0,83%

¹ Supuesta la misma variación anual de intensidad que de 2000 a 2006 en Escenario BASE.

CUADRO 8.7

Ahorro de Energía por Sectores asociada a la E4

Sector	Ahorro Total Objetivo: 2012	
	ktep	%
CONSUMO ENERGÍA TOTAL		
Industria	2.351	15,1
Transporte	4.789	30,7
Edificación	1.773	11,4
Equipamiento Residencial y Ofimática	409	2,6
Sevicios Públicos	154	1,0
Agricultura y Pesca	348	2,2
TOTAL CONSUMO ENERGÍA FINAL	9.824	63,1
TRANSFORMACIÓN DE LA ENERGÍA		
Ahorros Directos por actuaciones en sector	1.494	9,6
Ahorros E. Primaria Derivados de los Ahorros de E. Final	4.257	27,3
Total Transformaciones de la Energía	5.751	36,89
TOTAL ENERGÍA PRIMARIA	15.574	100,0

CUADRO 8.8

Emisiones Directas de CO₂ evitadas por la E4 en el año 2012

	Millones de toneladas anuales de CO ₂
DEL CONSUMO ENERGÍA TOTAL	
Industria	5,3
Transporte	16
Usos Diversos	4
TOTAL CONSUMO FINAL	25
DE LOS SECTORES TRANSFORMADORES	
Total S. Transformadores	17
TOTAL CO₂ EVITADO DE ORIGEN ENERGÉTICO	42

8.2 Cogeneración

Por lo que se refiere a la *cogeneración*, el número de plantas instaladas a principios de 2002 ascendía a 800, ubicadas en su mayoría en centros industriales (el 50% relacionados con los sectores de materiales para la construcción y agroalimentario), con una potencia instalada de 5,6 GW, es decir, la mitad de la potencia instalada en todo el Régimen Especial y en torno al 10% del sistema eléctrico nacional. En términos de energía, la producción eléctrica estimada de las plantas de cogeneración es de unos 30,2 TWh/año, vertiéndose a la red 16,6 TWh en el 2001.

Por tecnologías empleadas, los motores alternativos están implantados en el 75% de las plantas, mientras que el resto utilizan ciclos con turbinas. El combustible más empleado es el gas natural (72% de las instalaciones), quemándose combustibles líquidos derivados del petróleo en el resto.

Los consumos de energía distribuidos por combustible en el año 2000 para plantas de cogeneración ascendieron a 8.178 ktep, de los que el 55,3% correspondieron a gas natural y el 20,1% a fuel, como combustibles principales.

GRÁFICO 8.6

Cogeneración: evolución de potencia anual instalada y potencia acumulada 1990-2001

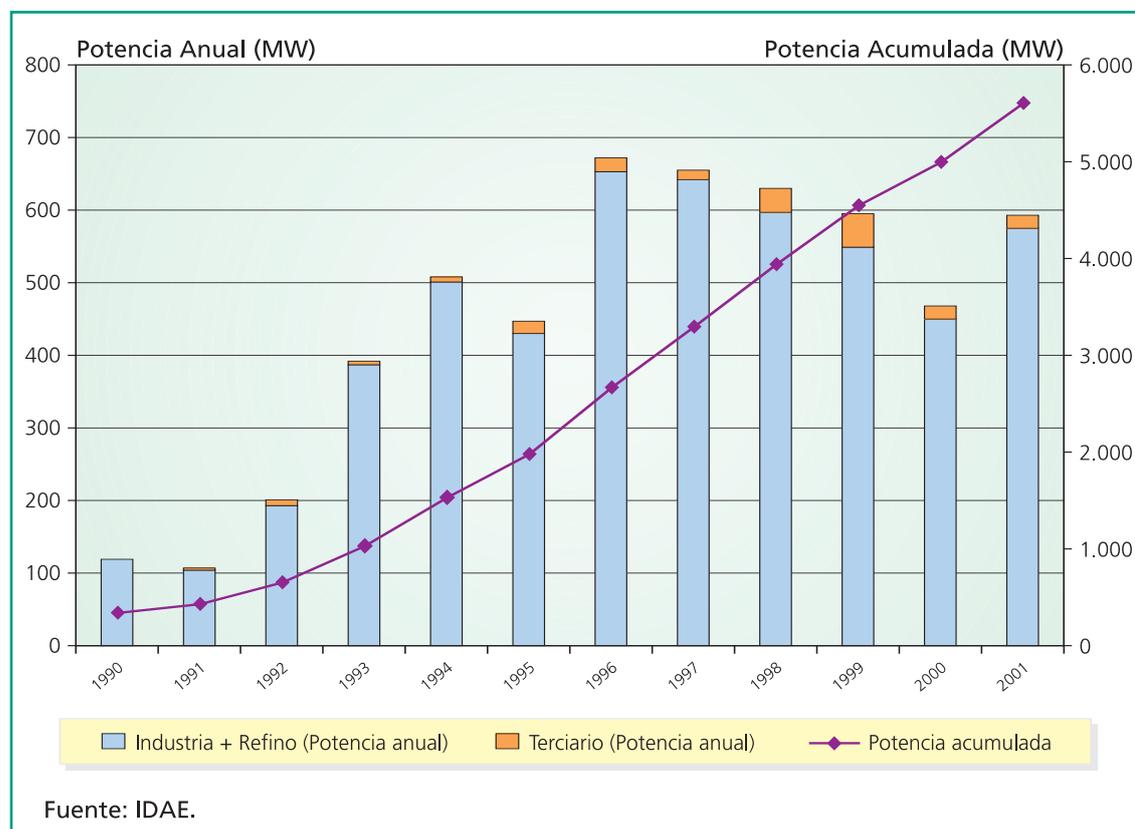
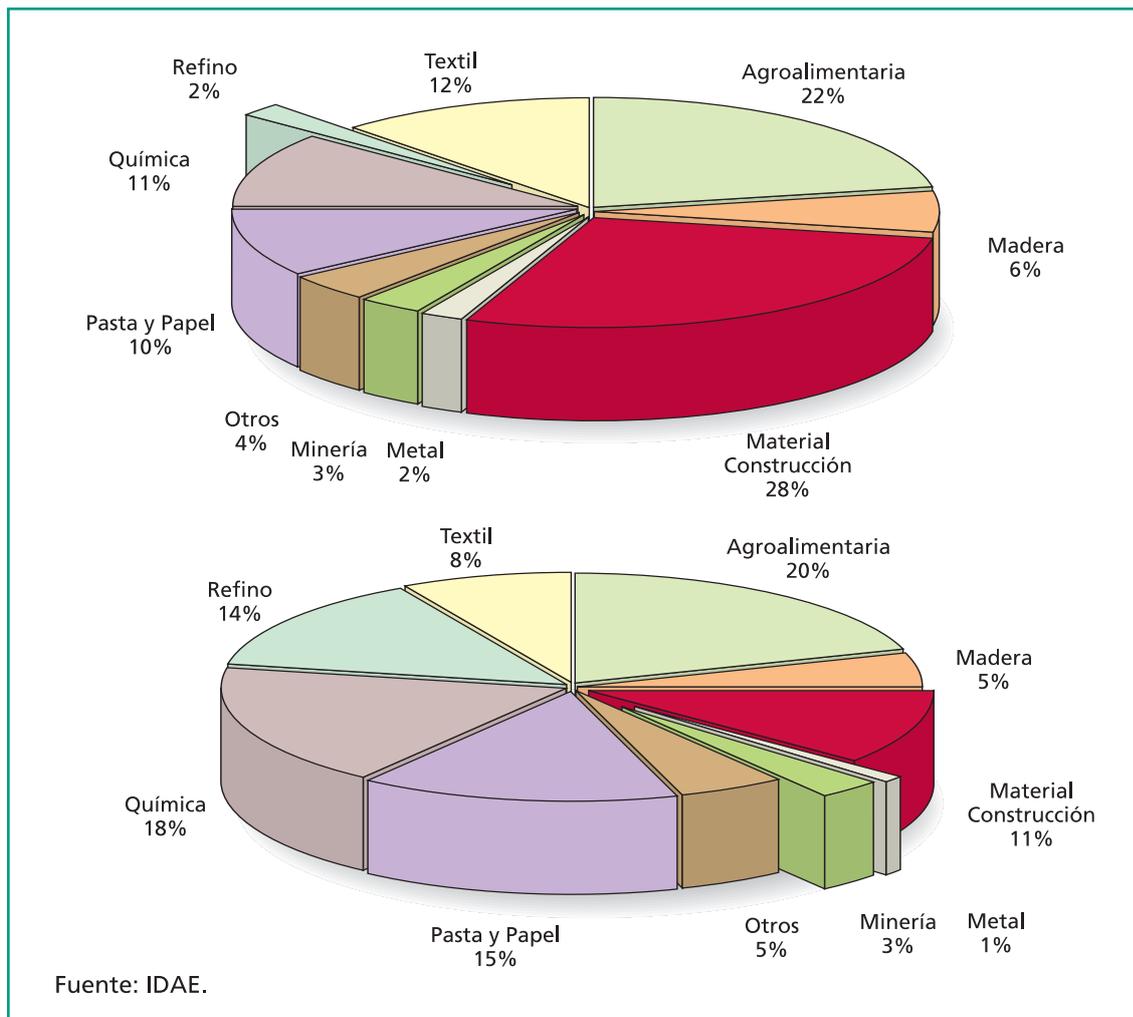


GRÁFICO 8.7

Distribución del número de plantas y de potencia instalada por sector industrial



El mayor número de instalaciones se encuentra en los sectores de materiales de construcción y agroalimentario, seguidos del textil, de la química y del sector de pasta y papel. Por potencia instalada, los sectores más importantes son: agroalimentario, química, pasta y papel, refino, materiales de construcción y textil.

En los últimos años, las plantas en funcionamiento han tenido que cambiar sus condiciones de operación, atendiendo a unos criterios más económicos que de eficiencia, parando en horas valle y reduciendo carga en horas llano. Esta forma de utilización va en detrimento de la eficiencia, especialmente en los procesos que utilizan turbinas de gas, que son especialmente sensibles en su trabajo a cargas parciales.

Por último, y en lo que respecta a los consumos auxiliares de estas instalaciones, suponen del 1,7% al 4% de la producción, dependiendo de la tecnología empleada.

Dentro de la Estrategia E4, el potencial de mejora de estas tecnologías se basa en el aumento de eficiencia en las plantas existentes, con remoción por obsolescencia de equipos principales, motores, turbinas y equipos de recuperación.

En consecuencia, la mejora de rendimiento en instalaciones existentes se podrá conseguir, mediante las necesarias auditorías energéticas, con un plan de modernización de estas instalaciones.

Dado que la gran mayoría de las instalaciones antiguas están en el sector industrial, sólo se han considerado las de este sector a la hora de evaluar las inversiones, ahorros y costes relacionados con las medidas de esta Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética.

De igual forma que para los otros dos subsectores, el ahorro previsto en cogeneración asciende a 150 ktep anuales en el año 2012, con una inversión, a lo largo de todo el periodo 2004-2012, de 213 millones de euros y un apoyo público de 28 millones de euros.

8.3 Energías renovables

Durante el pasado año la potencia eléctrica instalada con energías renovables se incrementó en 1.507 MW y los consumos térmicos destinados a usos finales lo hicieron en 108 ktep. Con respecto a la aportación global de las energías renovables al Balance de Energía Primaria alcanzó el 6,9%, superior al de anteriores años –5,6% en 1999 y 2000, 6,6% en 2001 y 5,4% en 2002–, como consecuencia tanto de las aportaciones de las nuevas instalaciones puestas en funcionamiento como de la alta hidráulicidad registrada durante el pasado año.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (2000-2010), que fue aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros en su reunión del 30 de diciembre 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 previstas en el Plan dan lugar a unas elevadas inversiones asociadas, promovidas desde la Administración General del Estado, el propio Plan de Fomento establece un Sistema de Seguimiento que garantice el control, calidad y eficacia de la ejecución de aquellas actuaciones.

La organización del Sistema de Seguimiento 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.

El cuadro 8.9 resume los datos de seguimiento energético hasta finales de 2003 en función de las unidades habituales en que se expresan cada una de las áreas tecnológicas que aparecen en el Plan de Fomento.

A partir de estos datos y de los datos económicos asociados, se resumen en los cuadros 8.10 a 8.14, los indicadores homogéneos de seguimiento del Plan de Fomento: Datos

CUADRO 8.9

Cuadro de seguimiento según datos de potencia/energía

Período 1999-2003

Área Tecnológica	Unidad	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999-2003					Acumulado 1999-2003	Porcentaje s/obj. 2006	Media anual
			1999	2000	2001	2002	2003			
Mimihidráulica (<10MW)	MW	439,20	36	43	42	37	55	212	48,4%	42
Hidráulica (10-50 MW)	MW	210,00	0	0	20	0	0	20	9,7%	4
Eólica ¹	MW	4.779	642	815	984	1.615	1.344	5.401	113,0%	1.080
Biomasa ²	ktep	2.886	34	28	55	218	140	475	16,5%	95
	MW	803	6	3	20	115	44	187	23,3%	37
Biocarburantes	ktep	250	0	51	0	70	63	184	73,6%	37
Biogás	ktep	66	25	11	9	36	87	167	252,0%	33
	MW	35	12	5	5	18	52	91	264,6%	18
Solar fotovoltaica ³	kWp	61.196	759	2.380	3.860	4.965	6.617	18.581	30,4%	3.716
Solar termoelectrica	MW	98	0	0	0	0	0	0	0,0%	0
Solar térmica B.T. ⁴	m ²	1.504.350	22.716	41.565	56.510	65.101	83.272	269.164	17,9%	53.833
Residuos Sólidos ⁵	MW	101	0	0	0	6	0	6	6,0%	1
<i>Instalaciones mixtas</i>	<i>kw</i>		42	57	290	482	256	1.127		225

¹ Incluye la parte correspondiente de la potencia especificada como instalaciones mixtas; hasta 2001, estimada en 2/3 de estas instalaciones.

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 este consumo en algunas instalaciones podría deberse a un cambio de usos térmicos a eléctricos, en una cantidad no evaluada y no descontada.

³ Incluye la parte correspondiente de la potencia especificada como instalaciones mixtas; hasta 2001, estimada en 1/3. A falta de la información detallada a facilitar, para 2003, por la Administración de Cataluña, Castilla-La Mancha, Madrid y La Rioja; datos estimados por estas CCAA.

⁴ A falta de la información detallada a facilitar, para el año 2003, por la Administración de Canarias, Cataluña, Castilla-La Mancha, Madrid y La Rioja, datos estimados por estas CCAA.

⁵ Desde la aprobación del Plan de Fomento, no se ha incrementado el número de instalaciones de RSU en servicio, pero en 2002 aumentó la potencia de una de las existentes.

CUADRO 8.10
Resultados sobre objetivos de incremento a 2006 del Plan de Fomento de las Energías Renovables
Energía Primaria

Área Tecnológica	Unidad	Objetivos 1999-2006	Producción en términos de Energía Primaria Realizaciones hasta el año 2003							Acumulado 1999-2003	Porcentaje s/obj. 2006
			1999	2000	2001	2002	2003	% 2003 s/obj. 2006	2003		
Minihidráulica (<10MW)	ktep	117	10	11	11	10	15	15	12,5%	57	48,4%
Hidráulica (10-50 MW)	ktep	36	0	4	0	0	0	0	0,0%	4	9,7%
Eólica	ktep	986	132	203	333	277	277	277	28,1%	1.115	113,0%
Biomasa ¹	ktep	2.886	34	55	218	140	140	140	4,8%	475	16,5%
Biocarburantes	ktep	250	0	51	70	63	63	63	25,2%	184	73,6%
Biogás	ktep	66	25	9	36	87	87	87	130,3%	167	252,0%
Solar fotovoltaica	ktep	8	0	0	1	1	1	1	10,8%	2	30,4%
Solar termoeléctrica	ktep	89	0	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Solar térmica B.T.	ktep	103	2	4	4	6	6	6	5,5%	19	17,9%
Residuos Sólidos ²	ktep	261	0	0	16	0	0	0	0,0%	16	6,0%
Geotérmica	ktep	-	1	0	0	0	0	0		4	
Total		4.803	204	276	287	688	588	588	12,2%	2.042	42,5%

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 este consumo en algunas instalaciones podría deberse a un cambio de usos térmicos a eléctricos, en una cantidad no evaluada y no descontada.

² Desde la aprobación del Plan de Fomento, no se ha incrementado el número de instalaciones de RSU en servicio, pero en 2002 aumentó la potencia de una de las existentes.

CUADRO 8.11
Resultados sobre objetivos de incremento a 2006 del Plan de Fomento de las Energías Renovables

Área Tecnológica (Unidad: Millones €)	Objetivos 1999-2006	Inversiones. Realizaciones hasta el año 2003							Acumulado 1999-2003	Porcentaje s/obj. 2006
		1999	2000	2001	2002	2003	% 2003 s/obj. 2006	2006		
Minihidráulica (<10MW)	594	35	43	48	39	41	7,0%	206	34,8%	
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	24,9%	4.543	99,9%	
Biomasa	1.903	12	9	15	172	52	2,7%	259	13,6%	
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	43	56	12,1%	168	36,2%	
Solar termoeléctrica	331	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	
Solar térmica B.T.	637	11	20	28	29	35	5,4%	123	19,2%	
Residuos Sólidos	442	0	0	0	0	0	0,0%	0	0,0%	
Geotérmica		2	1	0	0	0		3		
Total	9.508	624	859	977	1.719	1.416	14,9%	5.596	58,9%	

CUADRO 8.12
Resultados sobre objetivos de incremento a 2006 del Plan de Fomento de las Energías Renovables
Apoyos Públicos

Área Tecnológica (Unidad: Millones €)	Objetivos 1999-2006	Apoyos Públicos a la Inversión ¹ . Realizaciones hasta el año 2003						Acumulado 1999-2003	Porcentaje s/obj. 2006
		1999	2000	2001	2002	2003	% 2003 s/obj. 2006		
Minihidráulica (<10MW)		0,7	0,3	1,3	0,7	0,3	3,2		
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	0,5	11,0	1,5	16,4	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	17,3	20,7	62,4	38,0%	
Solar termoeléctrica	204	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	
Solar térmica B.T.	210	3,9	6,6	10,6	11,4	12,6	45,1	21,5%	
Residuos Sólidos	19	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0%	
Geotérmica	-	0,7	0,4	0,0	0,0	0,0	1,1		
Total	1.480	15,2	24,6	27,7	46,8	36,5	150,8	10,2%	

¹ No incluidas primas ni incentivos fiscales, así como tampoco ayudas a la inversión en medias de acompañamiento (bienes de equipo, infraestructura, promoción y seguimiento). Los datos de seguimiento se corresponden, básicamente, con ayudas a la inversión en instalaciones de producción, y sólo parcialmente con los de I+D+I.

Energéticos, Inversiones y Apoyos Públicos, de los proyectos puestos en marcha entre los años 1999 y 2003; y se realiza, así mismo, el análisis porcentual de los proyectos realizados en 2003 y los acumulados 1999-2003 con respecto a los objetivos del periodo 1999/2006.

Para analizar estos resultados, debe considerarse que se trata de instalaciones puestas en funcionamiento en el periodo 1999-2003, es decir, proyectos iniciados antes o durante la elaboración del Plan. Por ello, los criterios para otorgar Apoyos Públicos pueden, en algunos proyectos, ser diferentes a los previstos por el Plan.

En relación con los apoyos públicos, es importante reiterar que sólo están evaluados en este epígrafe los correspondientes a ayudas a la inversión en instalaciones de producción, que con 1.480 millones de euros representan algo menos del 30% del total de apoyos públicos (5.279 millones de euros) previstos en el Plan hasta el año 2006.

A este respecto, hay que tener en cuenta que el sistema de primas y precios fijos regulados³ para la generación de electricidad con energías renovables constituye el principal mecanismo de apoyo al desarrollo de estas fuentes y, de acuerdo con el Plan de Fomento, suponen la mitad del total de apoyos previstos hasta 2006. Así mismo, el Plan prevé 987 millones de euros en incentivos fiscales hasta 2006, y 202 millones de euros de ayudas a la inversión en medidas de acompañamiento (bienes de equipo, infraestructura, promoción y seguimiento). Pero estos tres conceptos no están incluidos en la tabla siguiente, ni evaluados en este epígrafe. Los datos de seguimiento se corresponden, básicamente, con ayudas a la inversión en instalaciones de producción, y sólo parcialmente con los de I+D.

De igual forma, a la hora de analizar los datos de estas tablas, hay que tener en cuenta que se trata de proyectos cuya puesta en explotación ha tenido lugar en el periodo 1999-2003 y, por tanto, algunos son proyectos iniciados antes o durante la elaboración del Plan. Por esta razón, los criterios para otorgar los Apoyos Públicos a esos proyectos son distintos a los que plantea el Plan y, se dan casos en que, a pesar de que el Plan no prevé ayudas directas a la inversión en determinadas instalaciones, hay proyectos de ese tipo que sí las tienen.

Del análisis de resultados hasta finales de 2003, se pueden resaltar los siguientes aspectos en relación con los objetivos del Plan de Fomento y el grado de desarrollo de las diferentes áreas:

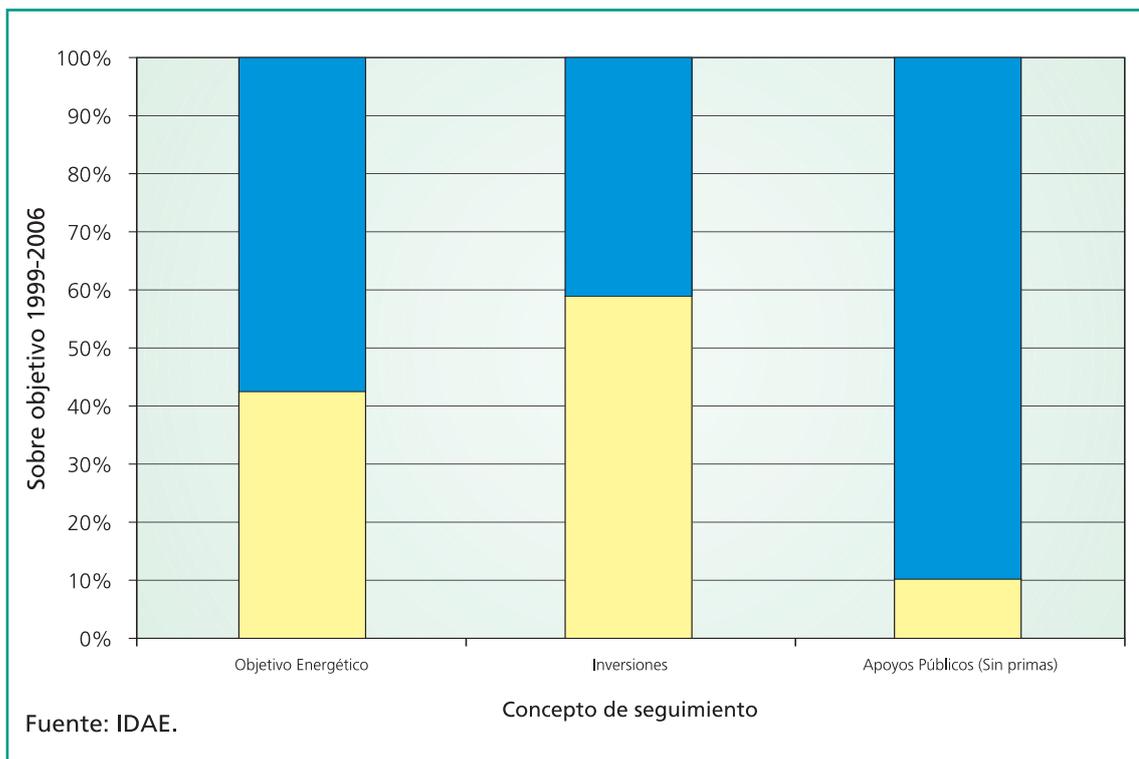
- Desde la puesta en marcha del Plan, las energías renovables han registrado en España un avance significativo –con un incremento global del orden de dos millones de tep anuales–, aunque escaso con respecto al ritmo necesario para alcanzar los ambiciosos objetivos del Plan y dispar en cuanto a su evolución sectorial. Hasta finales de 2003, se ha cubierto alrededor del 42% del objetivo global previsto en el Plan para el periodo 1999-2006 y del 21% del objetivo global de incremento hasta la finalización del Plan de Fomento en el año 2010.

³ Tarifas reguladas, según la terminología del R.D. 436/2004, de 12 de marzo.

- Tres fuentes renovables están evolucionando de forma satisfactoria: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto y áreas como la biomasa y las solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales, si bien en el caso del aprovechamiento solar se atisban posibilidades de mejora.
- Durante 2003, el crecimiento global de las energías renovables –588 ktep, algo inferior al del año anterior– ha cubierto el 12,2% de los objetivos energéticos para el periodo 1999-2006; con relación a las variables económicas, durante el año pasado la inversión representó el 14,9% de la prevista en 1999-2006, y los apoyos públicos el 2,5% de los correspondientes a ese periodo. El cumplimiento acumulado en 1999-2003, con respecto a los objetivos del Plan hasta el año 2006, se eleva al 42,2% para los energéticos, 58,9% para inversiones, y 10,2% para apoyos públicos. No obstante, con respecto a los apoyos públicos, es necesario insistir en las advertencias hechas más arriba, en el sentido de que sólo se están evaluando aquí los correspondientes a las ayudas a la inversión en instalaciones de producción, no estando incluidas en la tabla anterior de ayudas públicas las primas, como no lo están los incentivos fiscales, ni las ayudas a la inversión en medidas de acompañamiento.

GRÁFICO 8.8

Evolución en el período 1999-2003 sobre Objetivos del Plan de Fomento al 2006

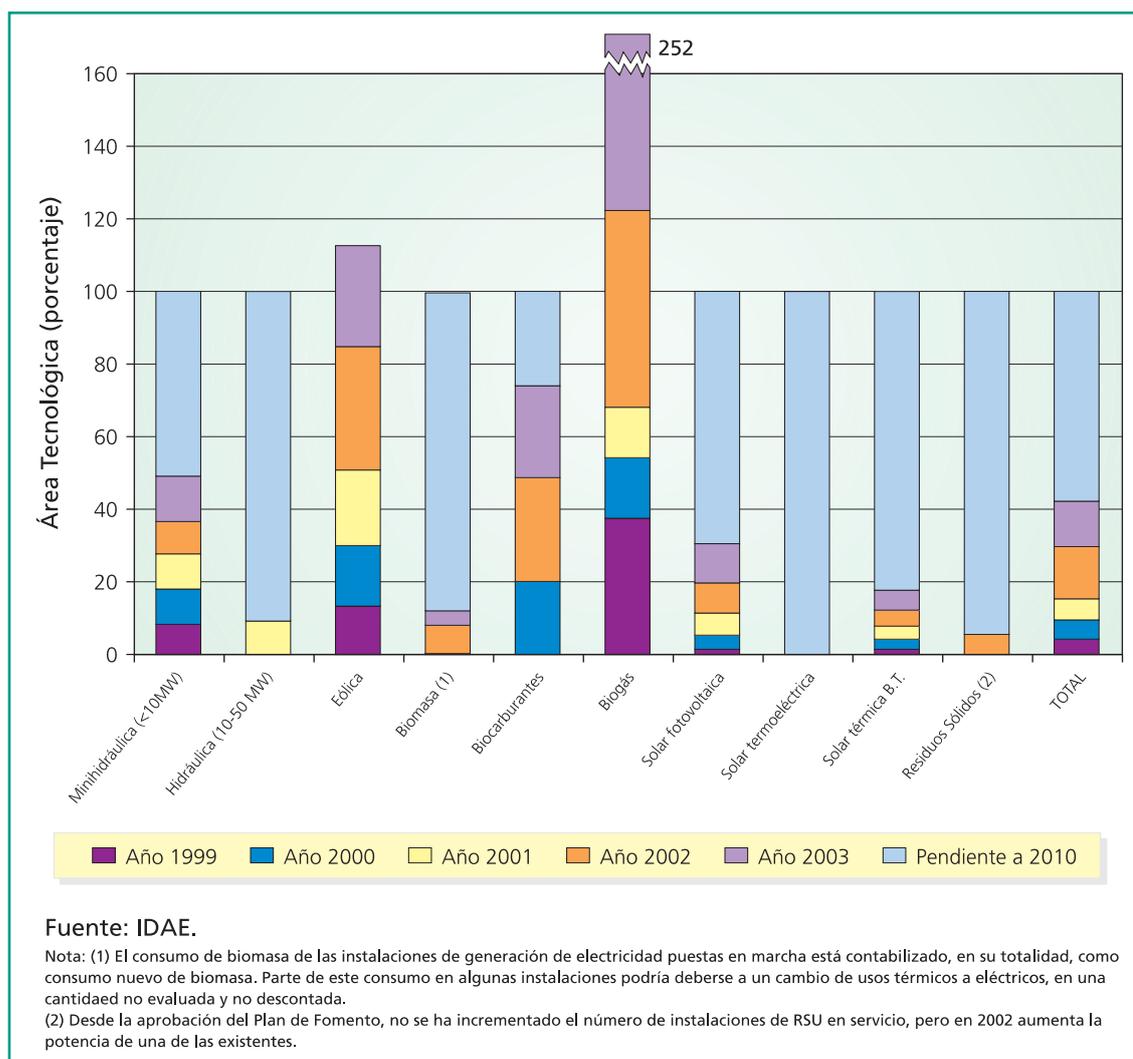


- El análisis por áreas muestra que la energía eólica sigue siendo la que presenta un crecimiento más fuerte y consolidado, habiéndose instalado durante el pasado año alrededor de 1.350 MW nuevos⁴, lo que representa el 28,1% del objetivo energético del Plan para el periodo 1999-2006 en el área y el 24,9% de la inversión prevista para ese mismo periodo. A finales de 2003, ya se ha superado el objetivo de nueva capacidad previsto en el Plan para el año 2006 (113%) y se han cubierto dos terceras partes del objetivo del área hasta el año 2010. Así mismo, a finales del pasado año se ha cubierto el 44% del objetivo de crecimiento eólico de acuerdo con la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas para el año 2011, que prevé en ese año una potencia eólica de 13.000 MW.
- Desde la puesta en marcha del Plan, el área de minihidráulica (potencia inferior a 10 MW) ha avanzado más despacio de lo necesario para cumplir los objetivos previstos, y la hidráulica de potencia entre 10 y 50 MW, aunque tiene un objetivo moderado, ha registrado escaso avance. El área minihidráulica ha registrado, durante 2003, un grado de cumplimiento del 12,5% en términos energéticos, y del 7% en inversiones, con respecto a los objetivos del Plan para el año 2006. Con la instalación de alrededor de 55 MW nuevos, 2003 ha sido el año de mayor crecimiento de la energía minihidráulica desde la aprobación del Plan de Fomento. En cuanto al grado de cumplimiento acumulado, hasta finales del pasado año, se ha alcanzado el 48,4%% de los objetivos energéticos y el 34,8% de los de inversión para el año 2006.
- Por lo que respecta a la energía solar termoeléctrica, no se ha construido ninguna instalación hasta la fecha, aunque el 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, aumenta de forma importante la retribución de la electricidad producida con esta fuente, situándola en niveles similares a los que venía demandando el IDAE para garantizar su rentabilidad económica. Es previsible, por tanto, la puesta en marcha de varias instalaciones en los próximos años.
- En las áreas de solar térmica de baja temperatura y solar fotovoltaica, también en 2003 ha continuado aumentando el volumen de instalaciones con respecto a años anteriores, pero su crecimiento sigue siendo muy inferior al necesario para alcanzar los objetivos del Plan, especialmente en solar térmica. No obstante, el análisis de estas áreas requiere tener presentes algunas consideraciones. La primera de ellas, que afecta básicamente a la energía solar de baja temperatura, es que el número de proyectos ejecutados es superior al de los contabilizados, dado que el origen de la información se encuentra en los programas de ayudas de las diferentes administraciones y organismos públicos y, por tanto, aquellos proyectos que no han sido apoyados por los mismos, no aparecen en este seguimiento.

⁴ Cifra inferior a la del año anterior que, con algo más de 1.600 MW, ha registrado hasta la fecha el máximo de nueva capacidad instalada.

GRÁFICO 8.9

Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables Evolución datos energéticos (1999-2003). Sobre objetivo 1999-2006



La segunda consideración se refiere a los cambios normativos que se están produciendo y que continúan impulsándose, en el sentido de hacer obligatoria la instalación de sistemas de captación solar en buena parte de los edificios nuevos y rehabilitados, lo que se traducirá, una vez aprobado el Código Técnico de la Edificación⁵ en los términos actuales, en un aumento significativo de instalaciones de este tipo en los próximos años, más acusado en el caso de la energía solar térmica.

⁵ Actualmente, se encuentra en fase de tramitación administrativa el segundo proyecto de Código Técnico de la Edificación.

Además, por lo que respecta a la energía solar fotovoltaica, el R. D. 436/2004, de 12 de marzo, modifica el marco de retribución y potencias para esta área.

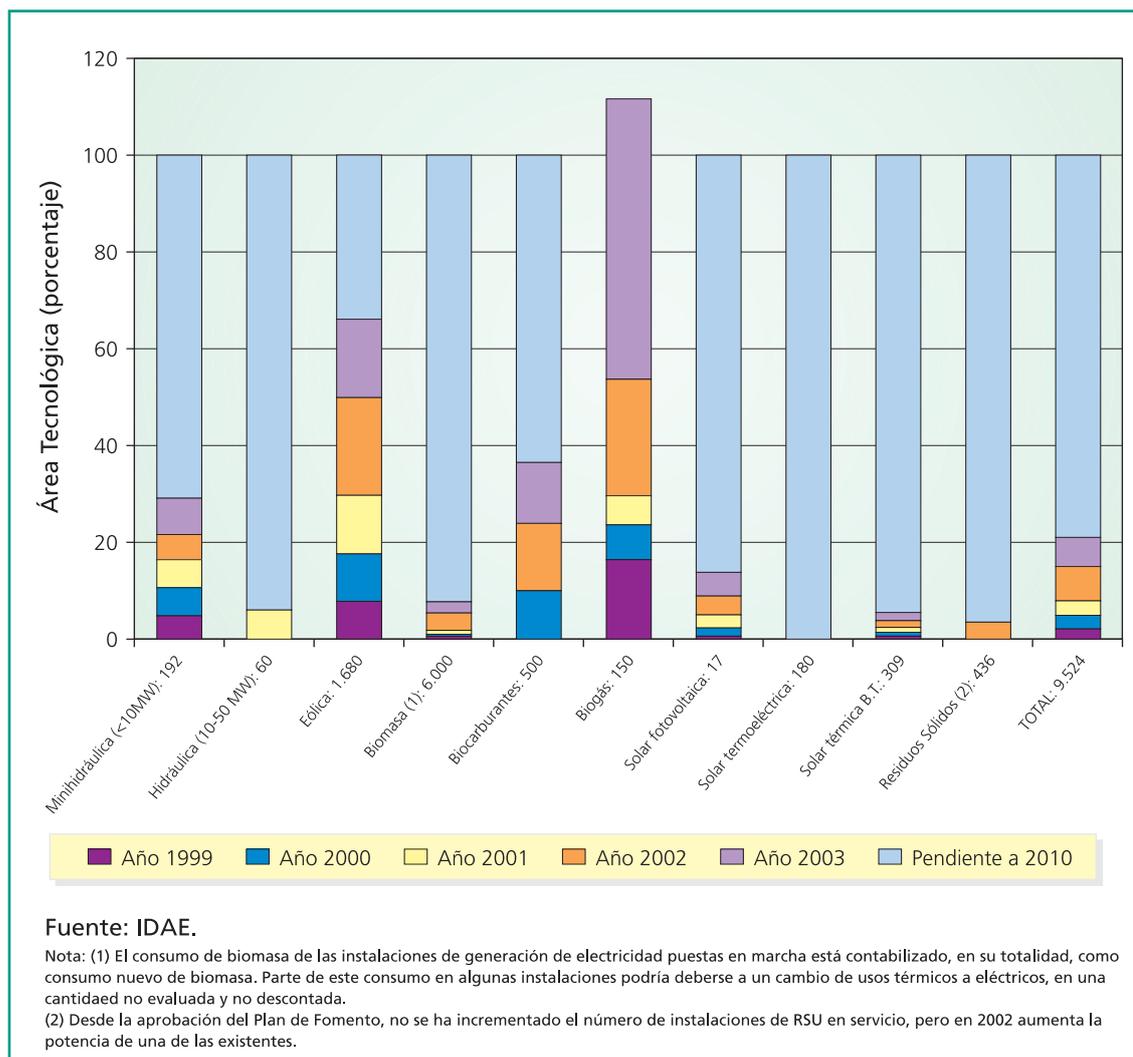
Una vez hechas estas observaciones, a continuación se comenta el grado de cumplimiento que para cada una de estas áreas arroja la estadística de seguimiento del Plan.

- En solar térmica de baja temperatura se instalaron durante 2003 más de 80.000 m², con lo que el grado de avance del año con respecto a los objetivos energéticos para 2006 fue en el 5,5%. El cumplimiento acumulado, hasta finales del pasado año, se sitúa en el 18,5% con respecto a las previsiones del Plan de Fomento para el periodo 1999-2006. En cuanto a inversiones, en 2003 se han llevado a cabo el 5,4% de las previstas hasta 2006 y, entre 1999 y 2003, ha habido una inversión acumulada del 19,2% del objetivo para 2006. Las ayudas públicas en 2003, han supuesto el 6% de las previstas para el periodo 1999-2006, y las acumuladas hasta finales del pasado año, un 21,5% de las mismas.
- En solar fotovoltaica, el avance anual durante 2003, en términos energéticos, ha sido del 10,8% de los objetivos planteados para 2006 –instalándose solo durante este año 6,6 MWp–, dando lugar a un cumplimiento acumulado hasta finales del año pasado del 30,4% del objetivo del Plan para 2006, que se corresponde con una potencia acumulada de 18,6 MWp. En inversiones, durante 2003, se ha cubierto el 12,1% del objetivo a 2006, con una inversión acumulada hasta finales del año pasado del 36,2% de la prevista para 1999-2006. Por lo que a apoyos públicos se refiere, aparte de las primas, en 2003 se ha cubierto un 12,6% del objetivo a 2006, con un apoyo acumulado entre 1999 y 2003 del 38% del objetivo para 1999-2006.
- La biomasa, que es la principal apuesta del Plan de Fomento, tiene un objetivo de crecimiento en su uso de 6.000 ktep hasta el año 2010 ⁶ (5.100 en aplicaciones eléctricas y 900 en aplicaciones térmicas), objetivo que se ve incrementado en buena medida en sus aplicaciones eléctricas para 2011 en la Planificación de los sectores de electricidad y gas. Desde la puesta en marcha del Plan, hasta finales de 2003, sólo se había cumplido el 16,5% del objetivo de crecimiento establecido en el Plan de Fomento para 2006 y menos del 8% del objetivo total del área para el año 2010. El progreso anual de la biomasa durante el pasado año, en términos energéticos, ha sido del 4,8% con respecto a los objetivos del Plan para el año 2006, del 2,7% en cuanto a inversiones y del 0,2% en apoyos públicos. Los resultados energéticos mencionados se corresponden con la evolución global del área, tanto en aplicaciones térmicas, como eléctricas. Ahora bien, el crecimiento del área ha sido mayor en las aplicaciones eléctricas; de esta forma, a finales de 2003 el cumplimiento acumulado de los objetivos del Plan para el año 2006, en cuanto a potencia de generación eléctrica instalada, se sitúa en el 23,3%, casi siete puntos por encima del cumplimiento acumulado para el conjunto de instalaciones de biomasa, térmicas y eléctricas.

⁶ Y algo menos de la mitad para 2006 (2.886 ktep).

GRÁFICO 8.10

Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables
Evolución datos energéticos (1999-2003)
Grado de desarrollo sobre objetivos a 2010 (%)



- El área de biogás ha registrado durante el pasado año un crecimiento muy superior al de años anteriores, con la puesta en marcha de varias instalaciones que, en capacidad de generación eléctrica, suponen la incorporación de 52 MW nuevos, cifra que por sí sola supera ampliamente el objetivo de crecimiento establecido por el Plan para todo el periodo 1999-2006. A finales de 2003, el biogás había superado el 250% de su objetivo energético para 2006 –algo más en potencia eléctrica instalada– y el 110% del previsto a lo largo de toda la vida del Plan. Esta área, por tanto, está experimentando un crecimiento muy satisfactorio, si bien sus objetivos representan una contribución relativa bastante discreta al conjunto del Plan.

- En cuanto a los biocarburantes, continúan evolucionando de forma favorable y, durante 2003, se han puesto en marcha dos nuevas plantas de biodiesel, con una capacidad de producción de 18 y 45 ktep, respectivamente, lo que supone haber cubierto durante el pasado año el 25,2% del objetivo energético del Plan para 2006, a la vez que el cumplimiento acumulado a finales de 2003 se sitúa en el 73,6% del objetivo a 2006. Por lo que se refiere a las inversiones, hasta finales 2003 se han materializado algo más del 40% de las previstas hasta el año 2006. El Plan de Fomento establece para el año 2010 el objetivo de que los biocarburantes alcancen un consumo de 500 ktep anuales⁷. Por su parte, la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa al fomento del uso de los biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte, establece unos objetivos indicativos que, para el año 2010, representan el 5,75% de la gasolina y el gasóleo comercializados para el transporte, lo que en España significaría un consumo de biocarburantes en ese año del orden de 2.000 ktep, cifra que podría alcanzarse a la luz de los desarrollos realizados hasta el presente y de la aprobación por ley⁸, a finales de 2002, de un tipo impositivo cero para los biocarburantes en el impuesto especial de hidrocarburos hasta el año 2012, modulable en función de la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y los biocarburantes.
- Para acabar el repaso por áreas, cabe señalar que, desde la aprobación del Plan, no se ha puesto en marcha ninguna nueva instalación de residuos sólidos urbanos, aunque en el año 2002 se aumentó en 6 MW la potencia de una de las existentes.

RÉGIMEN RETRIBUTIVO Y LÍNEAS DE APOYO A LAS FUENTES RENOVABLES

El sistema de primas y precios fijos regulados para la generación de electricidad con energías renovables constituye uno de los pilares básicos de apoyo al desarrollo de estas fuentes. A lo largo de 2003, se ha desarrollado la actualización del sistema retributivo de las energías renovables, aprobándose el pasado 13 de Marzo el RD 436/2004 que deroga al anterior RD 2818/1998 y establece un nuevo marco jurídico y económico para las energías renovables del Régimen Especial. Otra de las columnas sobre las que se apoya el desarrollo de las energías renovables esta constituida por las líneas de financiación y ayudas públicas. Durante el año 2003, ha vuelto a estar operativa la Línea de Financiación ICO- IDAE, a la que se incorporan desde este año los antiguos Programas de Ayuda a la Energía Solar Térmica y Fotovoltaica.

La necesidad de internalizar los beneficios medioambientales de las energías renovables, así como su contribución a la diversificación y seguridad de abastecimiento, dan lugar a un régimen retributivo diferenciado para la electricidad producida con estas fuentes, y al establecimiento de líneas de apoyo que faciliten su implantación.

⁷ Cuando se aprobó el Plan, su utilización en España se limitaba a unas pocas experiencias piloto en autobuses.

⁸ Ley 53/2002, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

Así mismo, tal y como se recoge en el capítulo anterior, se han aprobado determinadas ventajas fiscales asociadas a la utilización de energías renovables, y se está promoviendo la incorporación a la normativa de edificación de elementos que favorezcan su desarrollo, pero estos aspectos no se evalúan en este capítulo.

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.

En 2003, el R.D. 1436/2002, por el que se estableció la tarifa eléctrica para 2003, mantuvo la retribución de las áreas solares, incrementando la asignación a la biomasa primaria (un 19,23% la prima y un 11,10% el precio fijo) y reducido la prima para el resto de las áreas (en el caso de la eólica, un 8,04%), reduciéndose también el precio fijo de la eólica un 1,05%, y aumentando este precio entre el 1,61% y el 1,70% para la biomasa secundaria, la minihidráulica, y para el grupo b.3 de geotermia, olas, etc.

En síntesis, las instalaciones de energía eléctrica a partir de fuentes renovables acogidas al Régimen Especial recibieron una prima por kilovatio hora vertido a la red inferior en el año 2003 a la percibida en el año anterior.

Las tablas siguientes presentan las primas y precios fijos, para los distintos tipos de instalaciones, vigentes durante 2001, 2002 y 2003, así como el porcentaje de variación experimentado en cada caso entre ambos años, para aquellas instalaciones acogidas al Real Decreto 2818/1998.

El pasado 12 de marzo se aprobó el R.D. 436/2004, publicado en el BOE de 27 de marzo de 2004, 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.

Con este RD se unifica la normativa de desarrollo de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, dotando al Régimen Especial de un nuevo marco regulatorio. Este nuevo RD define un sistema basado en la libre voluntad del titular de la instalación, que puede optar por vender su producción o excedentes de energía eléctrica al distribuidor o directamente al mercado.

En el primero de los casos, venta al distribuidor, el titular de la instalación percibe una retribución fija en forma de tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, definida como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia regulada en el RD 1436/2002, de 27 de diciembre, y que, por tanto, indirectamente, está basada en el precio del mercado de producción.

En el caso de que el titular de la instalación decida vender su producción o excedentes directamente al mercado, se percibirá el precio negociado en el mercado, más un incentivo por participar en él y una prima, si la instalación tiene derecho a percibirla. Este incentivo y esta prima complementaria se definen como un porcentaje de la tarifa eléctrica media o de referencia, si bien, en el desarrollo del propio RD, se establece dicho porcentaje para cada caso.

Actualmente se está analizando en detalle todos los aspectos con concernientes de este RD y, a partir de este análisis, se formularán propuestas concretas en un documento específico.

CUADRO 8.13

Primas a la Generación de Electricidad con Energías Renovables y Residuos

Instalaciones acogidas al R.D. 2818/1998, de 23 de diciembre

Tipo de instalación		2001	2002	2003	2002/2001	2003/2002
Grupo	Descripción	Potencia (MW)	Prima (c€/kWh)	Prima (c€/kWh)	Variación %	Variación %
1. RÉGIMEN ESPECIAL: INSTALACIONES DE POTENCIA IGUAL O INFERIOR A 50 MW						
b. Energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible						
b.1.1 *	Solar fotovoltaica	P<=0,005 ¹	36,0607	36,0607	0,00	0,00
b.1.1 *	Solar fotovoltaica	Resto S. fotov.	18,0304	18,0304	0,00	0,00
b.1.2	Solar térmica (Desde 3/9/2002)		–	12,0202	Nueva	0,00
b.2 *	Eólica		2,8788	2,8969	0,63	-8,04
b.3 *	Geot., olas, mareas, rocas		2,9870	3,0051	0,60	-1,95
b.4 *	Minihidráulica	P<=10	2,9870	3,0051	0,60	-1,95
b.5	Hidráulica	10<P<=50	2,9870 a 0	3,0051 a 0	0,60	-1,95
b.6 *	Biomasa primaria		2,7707	2,7887	0,65	19,23
b.7 *	Biomasa secundaria		2,5603	2,5783	0,70	-2,51
b.9	Mixtas Grupo b		Proporc. a Pot.	Proporc. a Pot.		
c. Instalaciones que utilicen como energía primaria residuos no contemplados en "b"						
c.1, c.2, c.3 ²	Res. Urbanos (c.1), Otros res. (c.2), c.1, c.2 + Comb. Convenc. (c.3)		2,5844	2,1516	-16,75	-0,84
	(Máx. C. conv. 50%)	10<P<=50	2,5844 a 0,7032	2,1516 a 0,583		
2. INSTALACIONES DE POTENCIA INSTALADA SUPERIOR A 50MW						
E. Renovables no consumibles y no hidráulica, biomasa, biocombustibles o residuos agrícolas, ganaderos o de servicios						
		P>50 MW	0,7032	0,583	-17,09	-1,03

* Estas instalaciones pueden optar por aplicar las primas, que se añaden al precio final horario medio del mercado de producción, o aplicar en todas las horas un precio total a percibir.

¹ Siempre que la potencia instalada nacional de este tipo de instalaciones no supere los 50 MW.

² Primas para centrales que utilicen como combustible principal (como mínimo, el 70% de la energía primaria utilizada) R.S.U., lotos de depuradora o residuos industriales. La electricidad generada por el combustible convencional (en el grupo c.3) sólo será retribuida al precio de mercado del art. 24 del RD 2818/1998, según establece el art. 2.1 del mismo Real Decreto.

CUADRO 8.14
Precios fijos regulados para Electricidad Generada con Energías Renovables
Instalaciones acogidas al R.D. 2818/1998, de 23 de diciembre

Grupo	Tipo de instalación	Potencia (MW)	2001	2002	2003	2002/2001	2003/2002
			Prima (c€/kWh)	Prima (c€/kWh)	Prima (c€/kWh)	% Variación	% Variación
1. RÉGIMEN ESPECIAL: INSTALACIONES DE POTENCIA IGUAL O INFERIOR A 50 MW							
b. Energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocarburante							
b.1.1 *	Solar fotovoltaica	P<=0,005 ¹	39,6668	39,6668	39,6668	0,00	0,00
b.1.1 *	Solar fotovoltaica	Resto S. fotov.	21,6364	21,6364	21,6364	0,00	0,00
b.2 *	Eólica		6,2625	6,2806	6,2145	0,29	-1,05
b.3 *	Geot., olas, mareas, rocas		6,3647	6,3827	6,4909	0,28	1,70
b.4 *	Minihidráulica	P<=10	6,3647	6,3827	6,4909	0,28	1,70
b.6 *	Biomasa primaria		6,1544	6,1724	6,8575	0,29	11,10
b.7 *	Biomasa secundaria		5,9440	5,9620	6,0582	0,30	1,61

* Estas instalaciones pueden optar por aplicar las primas, que se añaden al precio final horario medio del mercado de producción, o aplicar en todas las horas un precio total a percibir.

¹ Siempre que la potencia instalada nacional de este tipo de instalaciones no supere los 50 MW.

Por otro lado, cabe señalar que existen varias líneas de apoyo nacionales a las energías renovables, entre ellas la línea de Financiación ICO-IDAE, para proyectos de Energías Renovables y Eficiencia Energética, que este año incorpora los antiguos programas de Ayudas del IDAE para el Apoyo a la Energía Solar Térmica y la Energía Solar Fotovoltaica. Debe mencionarse también en el ámbito de la I+D+I el programa PROFIT y, en el marco de la Unión Europea, las líneas de apoyo del VI Programa Marco.

8.4 Desarrollo normativo

Durante el año 2003, en el ámbito del desarrollo normativo ligado a las políticas de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables resaltan los siguientes hitos:

- En el sector Residencial destacan la aprobación de una nueva directiva y la transposición al ordenamiento jurídico español de otra:
 - ❑ 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. Los Estados Miembros adoptarán y publicarán las disposiciones para cumplir esta Directiva antes del 30 de junio de 2004. La circulación de etiquetas, fichas y comunicaciones con información actualizada se autorizará con anterioridad al 1 de julio de 2004, debiendo comprobarse que la adecuación de éstas se realice antes de 31 de diciembre de 2004.
 - ❑ Real Decreto 210/2003, de 21 de febrero, por el que se regula el etiquetado energético de los hornos eléctricos de uso doméstico y que se transfiere la Directiva 2000/40/CE, de 8 de mayo de 2002, de aplicación a los hornos eléctricos de uso doméstico alimentados por la red eléctrica.
- En el ámbito de los sectores de Residencial y Terciario el Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes, transpone al ordenamiento jurídico español la Directiva 2000/55/CE de la Comisión, relativa a los requisitos de eficiencia de los balastos de las lámparas. El objetivo de la Directiva es conseguir un ahorro de energía económicamente rentable en el alumbrado con lámparas fluorescentes, mediante la fijación de requisitos mínimos de eficiencia energética. El ámbito de aplicación son los balastos producidos recientemente y comercializados en el mercado comunitario, con gran consumo energético y, por tanto, con potencial considerable de ahorro energético. Así, el Real Decreto 838/2002 trata de establecer los niveles máximos de potencia de entrada de los circuitos balasto-lámpara, en función de la categoría de la lámpara, y se aplicará a los balastos de las fuentes de alumbrado

fluorescentes alimentados a través de la red eléctrica. Cuando se comercialicen los balastos, estos deberán llevar el marcado «CE» de conformidad.

- En lo que respecta a las Ordenanzas de alumbrado exterior en el Sector Terciario, elaboradas en 2002, aún son escasos los municipios que han aprobado o están en trámite de aprobación alguna ordenanza de alumbrado. En 1999 ya se había aprobado en Córdoba una ordenanza municipal para la protección del cielo nocturno. En enero de 2002, Sant Boi de Llobregat aprobó una ordenanza sobre iluminación, ahorro de energía y contaminación lumínica. En Viladecans –Cataluña– y en Burgos –Castilla y León–, se están tramitando y en preparación, respectivamente, ordenanzas de este tipo.
- En el sector Transporte destacan la aprobación de una nueva directivas y una propuesta de directiva:
 - La Directiva 2003/73/CE, de 24 de junio, que modifica a la anterior Directiva 1999/94/CE, referente a la *información sobre el consumo de combustible y sobre las emisiones de CO₂ de turismos nuevos*, en lo relativo a la descripción del cartel o pantalla que debe exhibirse en los puntos de venta. La Directiva tiene en cuenta la necesidad de utilizar herramientas modernas de comunicación y evitar el uso de técnicas de actualización de los carteles que puedan resultar complejas para el consumidor. Asimismo, dispone que los modelos de turismos se deberán agrupar de acuerdo al tipo de combustible, y dentro de cada tipo de combustible, figurar por orden creciente de emisiones de CO₂. Por cada modelo de turismo de la lista, se deberá precisar la marca, el consumo oficial de combustible (l/100 km) y emisiones específicas oficiales de CO₂. El cartel o la pantalla debe incluir el siguiente texto: “El consumo de combustible y las emisiones de CO₂ no sólo dependen del rendimiento del vehículo; también influyen el comportamiento al volante y otros factores no técnicos. El CO₂ es el principal gas de efecto invernadero responsable del calentamiento del planeta”. El mencionado cartel o pantalla deberá actualizarse cada seis meses, salvo cuando se trate de pantallas electrónicas, en cuyo caso se hará cada tres meses.
 - *Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo del 5 de septiembre de 2003, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados Miembros sobre las medidas a adoptar respecto a los diferentes tipos de emisiones contaminantes procedentes de motores destinados a la propulsión de vehículos*, ya sean estos motores de encendido por compresión o de encendido por chispa alimentados estos últimos por gas natural o gas licuado del petróleo. El objetivo es refundir la Directiva 88/77/CEE y reforzar los requisitos comunitarios en cuanto a límites de emisiones contaminantes procedentes de nuevos motores de gran potencia destinados a la propulsión de vehículos, mediante la incorporación de nuevas prescripciones técnicas y procedimientos para evaluar la durabilidad y conformidad en circulación de los sistemas de control de emisiones de motores de gran potencia durante periodos definidos de vida útil y de nuevas prescripciones para sistemas de diagnóstico a bordo de nuevos vehículos pesa-

dos y motores de gran potencia. La obligación de demostración de la conformidad de las emisiones durante el período de vida útil aplicable entrará en vigor a partir del 1 de octubre de 2005 para las nuevas homologaciones y del 1 de octubre de 2006 para todas las homologaciones.

- En el sector de Cogeneración, el pasado 11 de febrero se aprobó la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda útil de calor en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE. El objetivo de la Directiva 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 de calor útil 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 las condiciones climáticas y económicas.

La Directiva establece las bases para una definición común y armonizada de la cogeneración, incluyendo la microcogeneración de 50 kW_e. Con esta Directiva, se simplificará el acceso de este tipo de plantas a las redes eléctricas locales de los Estados Miembros. Al establecer disposiciones armonizadas para toda la Comunidad, la Directiva pretende superar los obstáculos que en la actualidad impiden un uso más generalizado de la cogeneración, en lo que respecta al acceso a la red de distribución y a los procedimientos administrativos, y establecer para las políticas de apoyo los Estados Miembros un planteamiento común que no introduzca distorsiones en el mercado interior de la energía.

Algunos de los elementos principales que contiene la Directiva son:

- ❑ Definición y criterios de eficiencia de la cogeneración: en los artículos 3 y 4, así como en los anexos I, II y III, se establecen las definiciones, criterios de eficiencia y métodos de cálculo necesarios para la determinación de la electricidad cogenerada y de la eficiencia de la cogeneración. Se establece la posibilidad de que los Estados Miembros utilicen un método de cálculo alternativo (Artículo 12) válido hasta finales de 2010 siempre que el mismo se aprobado previamente por la Comisión.
- ❑ Garantía de origen de la electricidad producida mediante cogeneración –Artículo 5–, en análogos términos a los de la Directiva sobre renovables.
- ❑ Potencial de Cogeneración de alta eficiencia y barreras para su desarrollo: obligación para los Estados Miembros (Artículos 6 y 10) de presentar un informe –fecha límite 21 de febrero de 2007– analizando el potencial nacional de cogeneración de alta eficiencia y las barreras que dificultan su desarrollo.
- ❑ Evaluación del marco legal y reglamentario: obligación para los Estados Miembros (Artículos 9 y 10) de presentar un informe –fecha límite 21 de febrero de 2006– evaluando el marco legal y reglamentario en vigor.
- ❑ Incorporación al Derecho nacional: se establece como fecha límite para la transposición de la Directiva a los ordenamientos jurídicos nacionales de los Estados Miembros el 21 de febrero de 2006.

- En el área de Biocarburantes destacan dos hitos:
 - ❑ La aprobación del RD 1700/2003, de 15 de diciembre (BOE de 24 de diciembre de 2003), por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, y el uso de biocarburantes y se transpone la Directiva 2003/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 8 de mayo de 2003 relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte.
 - ❑ Propuesta de Directiva del Consejo por la que se modifica la Directiva 92/81/CEE en lo que se refiere a la posibilidad de aplicar un tipo reducido de impuestos especiales a los biocarburantes y a determinados hidrocarburos que contengan a éstos. El Parlamento Europeo ha introducido enmiendas a la propuesta en primera lectura, con fecha julio del 2002. De éstas, destacan la posibilidad de establecer la exención total para los biocarburantes que se utilicen en estado puro, la necesidad de fomentar la investigación y desarrollo tecnológico en el área de los biocarburantes y la diferenciación fiscal atendiendo a la necesidad de internalizar los costes externos.
- En el sector de energía solar desde la publicación en el 2001 del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para Usos Térmicos, 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. Algunos municipios que han aprobado ordenanzas solares en 2003 son, entre otros: en la provincia de Barcelona, Barberà del Vallés, Olesa de Montserrat, L'Hospitalet de Llobregat, Granollers, Cornellá de Llobregat, Badalona o Vic; en la provincia de Tarragona, Torredembarra, Pallaresos y Altafulla; en Madrid, la capital y Soto del Real; Granada; Ceuta; Burgos; Pamplona.
- En el conjunto del Sector de Energías Renovables cabe destacar la adopción de medidas fiscales para la promoción del uso y aprovechamiento de las mismas:
 - ❑ La Ley 51/2002, de 27 de diciembre, que reforma la *Ley Reguladora de las Haciendas Locales* en el artículo 89.2 c) de la misma, abre la posibilidad de que los Ayuntamientos puedan aplicar una bonificación de hasta un 50% en el *Impuesto sobre Actividades Económicas* a empresas que utilicen o produzcan energía a partir de fuentes renovables o sistemas de cogeneración; y de hasta un 95%, en el *Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras* para aquéllas que incorporen sistemas de aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar para autoconsumo (la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, hace extensiva la bonificación fiscal sobre la cuota del *Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras* a todo tipo de edificaciones e incluye el autoconsumo).
 - ❑ La Ley 36/2003, del 11 de noviembre, de *Medidas de Reforma Económica* estimula fiscalmente a quienes contribuyan a la mejora del medio ambiente: las inversiones en adquisición de bienes nuevos destinados al aprovechamiento de energías renovables deducirán un 10% en la cuota del *Impuesto sobre Socieda-*

des (deducción aplicable a cualquier entidad, eliminando la pasada limitación a favor de las entidades de reducida dimensión). En la misma línea, se habilita a los Ayuntamientos, en el marco de la normativa reguladora de las Haciendas Locales, para establecer una bonificación de hasta el 50% en la cuota del *Impuesto sobre Bienes Inmuebles* por las instalaciones de sistemas para el aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía solar para autoconsumo en viviendas (también la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, hace extensiva la bonificación fiscal sobre la cuota del *Impuesto sobre Bienes Inmuebles* a todo tipo de edificaciones, incluyendo también el autoconsumo).

- En el marco de los Impuestos y la Fiscalidad la Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de *imposición de los productos energéticos y de la electricidad* disminuirá las distorsiones de la competencia, que se producen actualmente entre diferentes Estados Miembros, y entre diferentes productos energéticos, como resultado de la aplicación en los mismos de diferentes tipos impositivos. La Directiva amplía el alcance del sistema impositivo comunitario a todos los productos energéticos, incluidos la electricidad, el gas natural y el carbón y procede a una actualización de los impuestos, sin revisar desde 1992. La Directiva faculta a los Estados Miembros para aplicar exenciones o niveles reducidos de imposición, siempre que con ello no se afecte el funcionamiento del mercado interior. En particular, la generación combinada de calor y electricidad y las energías renovables podrían tener derecho a un trato preferente. Los Estados Miembros podrán eximir o reducir los impuestos para los biocarburantes de modo que se permita un mejor funcionamiento del mercado interior. Se ha de transponer la Directiva antes del 31 de diciembre de 2003, si bien los países con dificultades en la aplicación de los nuevos niveles mínimos de imposición, podrán disponer de un periodo transitorio adicional hasta el 1 de enero de 2007 para evitar riesgos de inestabilidad en los precios.

Durante el año 2003 no ha habido, a nivel mundial, avances significativos ya que el Protocolo de Kioto sigue sin entrar en vigor al no haber sido ratificado aún por los países necesarios. Sin embargo, sí que se puede considerar un hito importante la aprobación de la Directiva europea de Comercio de emisiones con implicaciones económicas muy importantes para los Estados Miembros de la Unión Europea tanto para la hasta ahora Europa de los 15 como para los de la nueva Unión Europea de 25 Estados.

Esta medida de la UE, tomada unilateralmente adelantándose en tres años a un eventual mercado mundial de derechos de emisión (que empezaría en el 2008 si el Protocolo de Kioto hubiera entrado en vigor) tiene un carácter más económico que medioambiental y en especial para España que es un país netamente deficitario de derechos de emisión, va a suponer un replanteamiento para muchas instalaciones energéticas en cuanto a su futuro, condicionado igualmente por otras Directivas (Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión, Directiva de Techos Nacionales de Emisión y Directivas de Calidad del aire).

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 recién aprobada Estrategia Española de Eficiencia Energética E4 (2003), van en la línea de adaptación a 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.

Como en ediciones anteriores, en este apartado se repasarán 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 Ámbito internacional

CONVENCIÓN MARCO DEL CAMBIO CLIMÁTICO. EL PROTOCOLO DE KIOTO. LA COP-9 DE MILÁN

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 (CO_2 , CH_4 , N_2O , HFCs, PFCs y SF_6) 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 2003 han ratificado el Protocolo 122 Partes de las cuales los países del Anexo I representan el 44,2% de las emisiones, siendo necesario al menos el 55%. Se está a la espera de la ratificación del Protocolo por otros países, para que entre en vigor. En el año 2003 tuvo lugar la CoP-9 en Milán del 1 al 12 de diciembre, se ha avanzado en algunos temas técnicos: definiciones y modalidades para la inclusión de actividades de forestación y reforestación bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio; orientación de buenas prácticas en el uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura (LULUCF); constitución del Fondo Especial para el Cambio Climático (SCCF) y el Fondo para los Países Menos Desarrollados (LDC). El acuerdo más importante alcanzado en la CoP-9 es el establecimiento de las reglas y mecanismos para el uso de los sumideros en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL).

No ha habido declaraciones ministeriales ni decisiones políticas relevantes, aunque sí se han celebrado varias mesas redondas de alto nivel, sin embargo, no se han tratado formalmente temas cruciales para el futuro del Protocolo como son la implicación de los países "No Anexo I" en los compromisos a partir del 2012. La CoP-10 se desarrollará en Argentina del 29 de noviembre al 10 de diciembre de 2004.

9.2 Unión Europea

CONVENCIÓN MARCO DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Los esfuerzos de la UE se centraron en la aprobación de la propuesta de directiva sobre el comercio de derechos de emisión y en la negociación de 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

La Comisión Europea presentó el 23/10/2001 una propuesta de directiva sobre Comercio de Derechos de Emisión. Se alcanzó una Posición Común de acuerdo en el Consejo de Ministros de Medio Ambiente de 9/12/2002. Dicha propuesta fue llevada al Parlamento Europeo que propuso, en segunda lectura, una serie de enmiendas que, junto con la posición del Consejo, han configurado definitivamente la Directiva 2003/87/CEE (DOCE 25/10/2003).

El objetivo es la reducción de las emisiones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) mediante el establecimiento de un sistema de comercio de permisos de emisión entre ciertas instalaciones emisoras de GEI. En la primera fase se consideran solamente las emisiones de CO₂, siendo opcional para los Estados Miembros la inclusión de otros gases y sectores, estando prevista una evaluación por la Comisión del sistema en 2006 pudiendo incluirse otros sectores como transporte, químico y aluminio. Este sistema se ampliará a los otros Gases de Efecto Invernadero y a otros sectores en fases sucesivas.

Esta Directiva se aplicaría en la primera fase al sector energético (Eléctrico y Refino), al sector siderúrgico y a algunas actividades industriales con un volumen determinado de producción (cementeras, fabricación de vidrio y cerámica, y fabricación de papel y cartón), según se especifica en el anexo II de la Directiva

Además, el sistema de comercio de derechos de emisión estará relacionado (se modificará posteriormente esta directiva) con los otros mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto: Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y Asignación Conjunta de Proyectos (IC).

Los puntos más relevantes de la directiva son:

- *elaboración de un plan nacional de concesión de cuotas: (art. 9 y anexo I).*
Antes del 31/3/2004 cada Estado tiene que haber publicado un Plan para el período 2005-2007, con objeto de distribuir las cuotas de emisión según la decisión 93/389/EEC (modificada por la Decisión 199/296/CE y de nuevo en revisión para su adaptación a los Acuerdos de Marrakech del Protocolo de Kioto). Estas cuotas deben estar de acuerdo con el potencial tecnológico de las instalaciones en cuanto a su capacidad de reducir las emisiones de GEI.
- *método de asignación de permisos de emisión (art. 10)*
La asignación de los derechos será "sin coste" pero los EE MM tendrán la opción de poder subastar un % de los mismos:
 - ❑ En una 1ª Fase hasta 5%.
 - ❑ En una 2ª Fase hasta 10%, además la Comisión Europea especificará un método armonizado para el reparto.
- *cantidad de permisos de emisión negociables (art. 11):*
Para cada fase, los Estados han de decidir la cantidad total de permisos a repartir según los objetivos del Protocolo de Kioto. La asignación a cada instalación se deberá de hacer de acuerdo con el Plan Nacional de Asignación .
Además, se han de tener en cuenta las posibilidades para nuevos entrantes.
- *Sanciones (art. 16)*
Los Estados deben elaborar reglas para las infracciones de las disposiciones nacionales adoptadas en la Directiva y tomar las medidas necesarias para su puesta en práctica.
Las sanciones deben ser efectivas, proporcionales y disuasorias. Los Estados deberán publicar la lista de los operadores que no han cumplido con las disposiciones de la Directiva antes del 31 de marzo del año siguiente al del cumplimiento.
Cuantía de la sanción:
(Fase 1): 40 € para cada tonelada de CO₂ equivalente en exceso emitida por la instalación.
(Fase 2): 100 € /ton CO₂ equivalente.
Además el pago de estas sanciones no exime al operador de la restitución de un número de permisos igual al exceso en el compromiso del año siguiente.

- *Reconocimiento de la posibilidad de agrupación de instalaciones (art. 28):*
Se pueden formar asociaciones de instalaciones de la misma actividad, a través de un único representante y así no sería necesaria una repartición estricta por instalación sino que el representante gestionaría las asignaciones de manera global para todas las instalaciones en conjunto, así como las transferencias y otras operaciones, responsabilizándose del cumplimiento de las obligaciones.
- *Causas de fuerza mayor (art. 29)*
Se introduce en este artículo la posibilidad de solicitar a la Comisión, por parte de los Estados Miembros una asignación de derechos de emisión adicionales en determinadas instalaciones por circunstancias de fuerza mayor.

Las fechas clave para la directiva son, 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.

PROPUESTA DE DIRECTIVA DE MECANISMOS FLEXIBLES DEL PROTOCOLO DE KIOTO

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 (IC). Aunque se pretende crear una directiva única para los tres mecanismos, se han discutido por motivos de calendario dos propuestas diferentes de directiva, una para el comercio de emisiones (ya aprobada) y otra para los otros dos mecanismos (actualmente en negociación) para ser introducida cuando sea finalmente aprobada, como modificación de aquella.

En la propuesta y dado que se trata de mecanismos basados en proyectos, se amplían las posibilidades de las empresas al poder recurrir a los mecanismos flexibles para ayudar a cumplir los objetivos de Kioto. También se amplía el campo a un plano internacional bien de países del anexo I (proyectos de IC) o a países en vías de desarrollo (proyectos MDL). Asimismo, se definen las unidades resultantes para la reducción de emisiones (ERU para proyectos de IC) y las unidades de reducción certificada de emisiones (RCE para los proyectos MDL).

La propuesta de 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 IC en el sistema comunitario, la aplicación de la directiva, la entrada en vigor y los destinatarios de la directiva, que son los Estados Miembros.

Los puntos clave de la propuesta, que son motivo de discusión, son:

- *La utilización de los créditos del MDL y de la IC en el primer periodo de la Directiva, (Art. 11 bis, 1),* es decir el reconocimiento de los créditos generados por los mecanismos basados en proyectos para cumplir con los objetivos de la Directiva a par-

tir del 2005, ya que esto puede incentivar a las empresas a realizar inversiones para conseguir créditos.

- *El establecimiento de un techo cuantitativo a la utilización de los créditos de MDL e IC. (Art. 11 bis, 2).* Aunque en la propuesta de directiva no se establece un tope específico a la cantidad de créditos (RCEs y ERUs) que se pueden introducir en el mercado comunitario, se señala que cuando su número para uso en el mercado alcance el 6% de las cantidades asignadas en todos los Estados Miembros, se revisará el límite general a los créditos para los años restantes del periodo. Se da una orientación para este tope de un 8%.
- *La limitación cualitativa de los proyectos cuyos créditos se pueden utilizar en el régimen comunitario (Art. 11 bis, 3).* En la propuesta se enumeran dos tipos de proyectos cuyos créditos no se aceptarán en el régimen comunitario de derechos de emisión. Así, los créditos procedentes de proyectos de energía nuclear y de proyectos de sumideros, no se podrían convertir a derechos de emisión para su utilización en el mercado comunitario. Sin embargo, en los acuerdos de Marrakech se permite desarrollar, para el primer periodo de compromiso (2008 -2012), proyectos de forestación y reforestación con el límite del 1% de las emisiones del año base, por lo que parece que se puede llegar a algún consenso sobre la utilización limitada de sumideros. Otro tipo de proyectos que también se cuestionan, son los proyectos hidroeléctricos que no están prohibidos específicamente, pero su impacto medioambiental será considerado como premisa determinante para su aceptación. Asimismo, se podría fijar un límite a la potencia instalada. El análisis de estos impactos corresponde a la Junta Ejecutiva y al Comité, pues así está contemplado en el sistema internacional.

ESTRATEGIA DE ACIDIFICACIÓN

Dentro de la Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación, que la Comisión de la Unión Europea presentó en marzo de 1997, se enmarcan, entre otras, dos Directivas: *La Directiva de Techos Nacionales de Emisión (Directiva NEC)* y *la Directiva sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (Directiva GIC)*.

La situación y los avances realizados en relación con dichas Directivas, desde la adopción y publicación de las mismas en el año 2001, son los siguientes:

DECISIÓN 2003/507/CE, DEL CONSEJO, DE 13 DE JUNIO DE 2003, RELATIVA A LA ADHESIÓN DE LA COMUNIDAD EUROPEA AL PROTOCOLO DEL CONVENIO DE 1979 SOBRE LA CONTAMINACIÓN ATMOSFÉRICA TRANSFRONTERIZA A GRAN DISTANCIA PARA LUCHAR CONTRA LA ACIDIFICACIÓN, EUTROFIZACIÓN Y OZONO TROPOSFÉRICO

Mediante esta Decisión queda aprobada la adhesión de la Comunidad Europea al Protocolo del Convenio de 1979 sobre la contaminación atmosférica transfronteriza a gran

distancia para luchar contra la acidificación, eutrofización y ozono troposférico (Protocolo de Gotemburgo). La aplicación del Protocolo de Gotemburgo contribuirá a alcanzar los objetivos Comunitarios de protección del medio ambiente y de la salud humana.

Las Directivas 2001/80/CE y 2001/81/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre (de 2001), la primera sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión y la segunda, relativa a los techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos, establecen límites de emisión y topes nacionales de emisión coherentes, y en algunos casos más restrictivos, con los establecidos en el Protocolo de Gotemburgo.

DIRECTIVA 2002/3/CE, RELATIVA AL OZONO EN EL AIRE AMBIENTE

La Directiva 2002/3/CE, de 12 de febrero, del Parlamento Europeo y del Consejo, está relacionada con la Directiva 2001/81/CE (Directiva NEC), y 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.

La Directiva 2002/3/CE tiene por objeto establecer valores para las concentraciones de ozono troposférico en el año 2010, así como los umbrales de alerta y los umbrales a partir de los cuales se debe informar al público, que sirvan para evitar, prevenir o reducir los efectos nocivos del ozono troposférico sobre la salud humana y el medio ambiente en el ámbito de la Unión Europea.

Por medio de esta Directiva se garantiza el uso de métodos y de criterios comunes para la evaluación de las concentraciones de ozono, así como el acceso a la información por parte del público y una mayor cooperación entre los Estados Miembros en este campo.

La Directiva permite que los Estados Miembros puedan designar zonas o aglomeraciones dentro de las cuales los niveles de ozono en el aire ambiente puedan rebasar los valores límite que se establecen en la Directiva. Para dichas zonas o aglomeraciones, los Estados Miembros elaborarán y ejecutarán planes de actuación, en base a lo establecido en la Directiva Marco 96/62/CE y de acuerdo con las disposiciones de la Directiva 2001/81/CE (Directiva NEC), debiendo comunicar los mismos a la Comisión Europea.

OTRAS DIRECTIVAS COMUNITARIAS

DIRECTIVA 2003/17/CE, DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 3 DE MARZO DE 2003, POR LA QUE SE MODIFICA LA DIRECTIVA 98/70/CE RELATIVA A LA CALIDAD DE LA GASOLINA Y EL GASÓLEO

La Directiva 2003/17/CE, de 3 de marzo, del Parlamento Europeo y del Consejo, tiene por objeto modificar la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina sin plomo y el gasóleo de automoción (clase A), reduciendo, fundamentalmente, el contenido en azufre de las gasolinas y gasóleos de automoción de 50 ppm a 10 ppm, dentro del contexto

de los Programas AUTO-OIL, para reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera en el sector del transporte. Asimismo, la Directiva 2003/17/CE reduce el contenido en azufre de los gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales.

La Directiva establece que las gasolinas sin plomo y los gasóleos de automoción que se comercialicen en la Unión Europea a partir del 1 de enero de 2009, no podrán superar su contenido en azufre en 10 ppm (10 mg/kg).

Asimismo, la Directiva señala que, a más tardar el 1 de enero de 2005, los Estados miembros velarán porque estén disponibles tanto las gasolinas sin plomo como los gasóleos de automoción con 10 ppm, atendiendo a una distribución geográfica adecuadamente equilibrada.

Para los gasóleos destinados a ser utilizados en máquinas móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, la Directiva establece que, a más tardar el 1 de enero de 2008, el contenido máximo en azufre no será superior a 1.000 ppm (1.000 mg/kg), dejando opción a los Estados miembros a poder fijar un contenido menor o bien el mismo contenido que el fijado en la Directiva para los gasóleos de automoción.

La Directiva 2003/17/CE prevé que debe transponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 30 de junio de 2003, debiendo aplicar las disposiciones de la misma a partir del 1 de enero de 2004.

El Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, del que se hace reseña posteriormente, ha trasladado a la legislación española la Directiva 2003/17/CE.

DIRECTIVA 2003/30/CE, DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 8 DE MAYO DE 2003, RELATIVA AL FOMENTO DEL USO DE BIOCARBURANTES U OTROS COMBUSTIBLES RENOVABLES EN EL TRANSPORTE

En el marco de la estrategia comunitaria para un desarrollo sostenible y de reducción de las emisiones de contaminantes procedentes del sector transporte, así como de las medidas previstas para el cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kioto, la Directiva 2003/30/CE, de 8 de mayo, del Parlamento Europeo y del Consejo, tiene por objeto fomentar la utilización de biocarburos u otros combustibles renovables como sustitutivos del gasóleo y la gasolina a efectos de transporte en los Estados miembros, con el fin de contribuir al cumplimiento de los compromisos anteriores, propiciando una seguridad de abastecimiento en condiciones ecológicamente racionales y promocionando la utilización de fuentes de energía renovables.

La Directiva establece que los Estados miembros han de velar porque se comercialice en sus mercados unos porcentajes mínimos de mezcla de carburantes y de otros combustibles renovables con las gasolinas y los gasóleos, estableciendo unos determinados objetivos indicativos nacionales.

Como referencia para estos objetivos indicativos nacionales, la Directiva fija el porcentaje del 2%, calculado sobre la base del contenido energético de toda la gasolina y de todo el gasóleo comercializado en los mercados nacionales con fines de transporte, a más tardar el 31 de diciembre de 2005 y del 5,75%, a más tardar el 31 de diciembre de 2010.

Los Estados miembros informarán, según establece la Directiva, antes del 1 de julio de cada año, a la Comisión Europea de las medidas adoptadas y del grado de implantación de biocarburantes en su territorio. La Comisión Europea, como muy tarde el 31 de diciembre de 2006 y, posteriormente, cada dos años, elaborará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo, en el que se recojan los progresos de la introducción de los biocarburantes en el mercado de carburantes europeo, pudiendo acompañar, en su caso, propuestas de modificación de los objetivos indicativos establecidos en la Directiva 2003/30/CE.

La Directiva 2003/30/CE debe trasponerse a las legislaciones de los Estados miembros, a más tardar, el 31 de diciembre de 2004.

El Real Decreto 1700/2003, de 15 de diciembre, del que se hace reseña posteriormente, ha trasladado a la legislación española la Directiva 2003/30/CE.

DIRECTIVA 2003/96/CE DEL CONSEJO, DE 27 DE OCTUBRE DE 2003, POR LA QUE SE REESTRUCTURA EL RÉGIMEN COMUNITARIO DE IMPOSICIÓN DE LOS PRODUCTOS ENERGÉTICOS Y DE LA ELECTRICIDAD (DOCE 31/10/2003)

La presente Directiva tiene por objeto establecer un marco comunitario de imposición de los productos energéticos. Con esta directiva se amplía el ámbito del sistema comunitario de índice mínimo a todos los combustibles energéticos incluyendo la electricidad y además actualiza los índices mínimos de los combustibles fósiles que no se han revisado desde 1992. En la directiva no se ha aplicado el impuesto a los combustibles usados como materias primas, ni a los utilizados específicamente en los procesos químicos o en la electrólisis.

Para los gasóleos hay varias consideraciones especiales ya que por una parte hay una serie de disposiciones especiales relativas a la imposición sobre el gasóleo empleado por transportistas con actividades internacionales a fin de limitar la distorsión de la competencia, y por otra, se autoriza a los estados miembros a distinguir entre el gasóleo comercial y el no comercial. Se especifica que el uso comercial de los productos energéticos deberá estar sometido a una imposición de menor índice que la de uso no comercial.

También se autoriza a los estados miembros a aplicar otras exenciones o niveles reducidos de imposición cuando no afecte al funcionamiento del mercado interior y no suponga distorsiones de la competencia. Otro punto importante introducido en la directiva es la posibilidad de permitir a los estados miembros crear incentivos fiscales para las empresas que realicen acciones específicas para la reducción de emisiones.

9.3 Ámbito nacional

REAL DECRETO 653/2003, DE 30 DE MAYO, SOBRE INCINERACIÓN DE RESIDUOS

El objeto del Real Decreto 653/2003 es establecer las condiciones y requisitos, entre ellos los valores límite de emisión de contaminantes, para el adecuado funcionamiento de las instalaciones de incineración y coincineración de residuos, con la finalidad de impedir o limitar los riesgos para la salud humana y los efectos negativos sobre el medio ambiente.

Con el presente Real Decreto se traslada a la legislación española la Directiva 2000/76/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de diciembre de 2000, relativa a la incineración de residuos, Directiva que unificó, a nivel de la Unión Europea, la legislación anterior que se fundamentaba en una doble regulación, en función de que los residuos sometidos a incineración tuvieran o no la consideración de peligrosos. Las Directivas 89/369/CEE y 89/429/CEE, del Consejo, establecieron normas para la prevención y reducción de la contaminación atmosférica procedente de la incineración de residuos municipales. La Directiva 94/67/CE, del Consejo, reguló la emisiones a la atmósfera procedente de la incineración de residuos peligrosos.

El nuevo Real Decreto 653/2003 deroga los Reales Decretos 1088/1992, de 11 de septiembre, en lo referente a los residuos municipales, y 1217/1997, de 18 de julio, a la incineración de residuos peligrosos, que, se trasladaron a la legislación española las anteriores Directivas citadas.

Los requisitos establecidos en el Real Decreto 653/2003 se enmarcan jurídicamente dentro de las habilitaciones establecidas en la Ley 10/1998, de 21 de abril, de Residuos, en la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (Ley IPPC), en cuyo ámbito de aplicación están incluidas las instalaciones de incineración de residuos peligrosos con una capacidad de más de 10 toneladas por día y las de incineración de residuos urbanos o municipales con una capacidad de más de tres toneladas por hora, así como en la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico.

El Real Decreto se aplica a las instalaciones de incineración y de co-incineración de residuos, entendiendo como tales (residuos en general, residuos peligrosos y residuos urbanos o municipales mezclados) los definidos en la Ley 10/1998, de Residuos, con algunas excepciones en relación con los residuos peligrosos.

Por instalación de incineración se entiende cualquier unidad técnica o equipo, fijo o móvil, dedicado al tratamiento térmico de residuos mediante las operaciones de valorización energética o eliminación, con o sin recuperación de calor.

Se considera como instalación de co-incineración toda instalación, fija o móvil, cuya finalidad principal sea la generación de energía o la fabricación de productos materiales y que, o bien utilice residuos como combustible habitual o complementario, o bien los residuos reciban en ella tratamiento térmico para su eliminación. Si el principal objetivo de la instalación de co-incineración no fuera la generación de energía o fabricación de productos materiales, sino el tratamiento térmico de residuos, la instalación se considerará como instalación de incineración.

Las instalaciones de incineración y de co-incineración estarán sometidas al régimen de autorización ambiental establecido en la Ley IPPC, si las instalaciones están incluidas en su ámbito de aplicación, debiendo disponer de la correspondiente autorización ambiental integrada. En caso contrario, para las instalaciones no incluidas en dicha Ley IPPC, requerirán las autorizaciones exigidas en la Ley 10/1998, de Residuos y en la Ley 38/1972, de Protección del Ambiente Atmosférico, además de las autorizaciones de vertidos a los medios acuáticos según lo fijado en el texto refundido de la Ley de Aguas (Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio) y en la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, y del resto de autorizaciones o licencias ambientales que les sean aplicables.

El Real Decreto 653/2003 establece para las instalaciones de incineración y coincineración las condiciones específicas que deben incluirse en las solicitudes de autorización, y las características y condiciones de diseño, equipamiento, construcción y explotación de las instalaciones, así como las condiciones alternativas y complementarias.

En los anexos del Real Decreto 653/2003 figuran los valores límite de emisión de contaminantes a la atmósfera, tanto para las instalaciones de incineración como para las instalaciones de coincineración, figurando, en el anexo II, para este último tipo de instalaciones, una fórmula para la determinación de los mismos en función de los volúmenes y valores límite de emisión de proceso (sin incinerar residuos) y de residuos (los aplicables a las instalaciones de incineración de residuos). Asimismo, figuran, en el anexo IV, los valores límite de emisión para vertidos de aguas residuales procedentes de la depuración de gases de escape.

El Real Decreto 653/2003 será aplicable, desde su entrada en vigor, a las instalaciones de incineración o coincineración nuevas. Para las instalaciones de incineración o coincineración existentes no les será de aplicación el Real Decreto hasta el día 28 de diciembre de 2005. El Real Decreto considera como instalaciones existentes a aquellas que dispongan de autorización anterior a la entrada en vigor del Real Decreto y que estén operativas o se pongan en funcionamiento antes del 29 de diciembre de 2003, o que se haya presentado, antes de la entrada en vigor del Real Decreto, la solicitud de autorización y se pongan en funcionamiento a más tardar el 29 de diciembre de 2004. En el caso de instalaciones de coincineración, con independencia de cuando se haya presentado la correspondiente solicitud para coincinerar, a los efectos del Real Decreto 653/2003, se consideran como instalaciones existentes si, a la entrada en vigor del mismo, están funcionando como instalaciones para la generación de energía o de fabricación de productos, y cuentan con las preceptivas autorizaciones.

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

Por medio del Real Decreto 1700/2003, que traslada a la legislación española las Directivas, del Parlamento Europeo y del Consejo, 2003/17/CE, de 3 de marzo de 2003, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y 2003/30/CE, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburos u otros combustibles renovables en el transporte, se establecen las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, de acuerdo con la Directiva 2003/17/CE, recopilando, asimismo, en una sola disposición, el resto de especificaciones que se encontraban en distintas normativas nacionales. En el Real Decreto 1700/2003 se determinan, asimismo, los porcentajes máximos de mezcla de biocarburos con las gasolinas y gasóleos.

- Las especificaciones de gasolinas figuran en el anexo I del Real Decreto. El contenido máximo en azufre de las mismas será de 150 mg/kg (150 ppm) hasta el 1 de

enero de 2005. A partir de dicha fecha el contenido máximo en azufre de las mismas será de 50 mg/kg (50 ppm) y de 10 mg/kg (10 ppm) desde el 1 de enero de 2009. Asimismo, desde el 1 de enero de 2005, deberán estar disponibles para su comercialización en el mercado nacional gasolinas con un contenido máximo en azufre de 10 mg/kg (10 ppm), atendiendo a una distribución geográfica adecuada. Está prohibida la comercialización de gasolina con plomo en todo el territorio nacional salvo, como excepción, la de gasolinas con plomo para uso de vehículos antiguos de tipo especial, hasta un máximo del 0,5 por cien de las ventas totales de gasolinas en el mercado nacional.

- En el anexo II del Real Decreto figuran las especificaciones para los gasóleos de automoción (gasóleo clase A). El contenido máximo en azufre de los mismos será de 350 mg/kg (350 ppm) hasta el 1 de enero de 2005. A partir de dicha fecha, como en el caso de las gasolinas, el contenido máximo en azufre de las mismas será de 50 mg/kg (50 ppm) y de 10 mg/kg (10 ppm) desde el 1 de enero de 2009. Asimismo, desde el 1 de enero de 2005, atendiendo a una distribución geográfica adecuada, deberán estar disponibles para su comercialización en el mercado nacional gasóleos de automoción con un contenido máximo en azufre de 10 mg/kg (10 ppm).
- Las especificaciones de los gasóleos de uso agrícola y marítimo (gasóleo clase B) y los gasóleos de calefacción (gasóleos clase C) figuran en el anexo III del Real Decreto, donde se establece un contenido máximo en azufre de los mismos de 0,2 por cien en masa (2.000 ppm).

Para el gasóleo clase B exclusivamente de uso marítimo, a partir del 1 de enero de 2008, el contenido en azufre no superará el 0,10 por cien en masa (1.000 ppm). El Ministerio de Economía, previo informe del Ministerio de Medio Ambiente, podrá autorizar la utilización de gasóleos con un contenido en azufre entre 1.00 ppm y 2.000 ppm, siempre y cuando se respeten las normas de calidad del aire en cuanto a SO₂ y las emisiones producidas por dicha utilización no contribuyan a la superación de las cargas críticas.

En las islas Canarias se podrá utilizar gasóleo para uso marítimo con un contenido en azufre superior al establecido en el Real Decreto, siempre y cuando no supere el 0,3 por cien en masa (3.000 ppm).

En el caso del gasóleo clase B que se utilice en maquinarias móviles no de carretera y tractores agrícolas y forestales, a partir del 1 de enero de 2008, el contenido en azufre de los mismos no será superior al 0,10 por cien en masa (1.000 ppm).

- Las especificaciones técnicas de los fuelóleos figuran en el anexo IV del Real Decreto, donde se prescribe un contenido máximo en azufre para los mismos de 1,0 por cien en masa (10.000 ppm).

Este contenido máximo en azufre no será aplicable a los fuelóleos utilizados en grandes instalaciones de combustión, cuyas emisiones de SO₂ están reguladas específicamente, en otras plantas de combustión cuando sus emisiones de SO₂ sean inferiores a 1.700 mg/Nm³, o en refinerías de petróleo, cuando la media mensual de las emisiones de SO₂ entre todas las instalaciones de las refinerías, excluidas las grandes instalaciones de combustión, sean iguales o inferiores a 1.700 mg/Nm³.

- Las especificaciones técnicas de los gases licuados del petróleo: propano comercial, butano comercial y GLP para automoción figuran en los anexos V, VI y VII del Real Decreto, respectivamente.

El Real Decreto 1700/2003 permite adiciones de biocarburantes, de etanol de origen vegetal (bioetanol) en las gasolinas y de ésteres metílicos de los ácidos grasos (biodiesel) a los gasóleos, en una proporción máxima del 5 por ciento en volumen, debiendo cumplir los productos resultantes de dicha adición con las especificaciones de los anexos I y II del mismo, modificándose, en el caso de la adición de bioetanol a gasolinas, los valores de la curva de destilación que no se podrán superar. En caso de porcentajes de mezclas superiores a los anteriormente señalados, el Real Decreto establece que se exigirá un etiquetado específico en los puntos de venta de los combustibles.

RESOLUCIÓN DE 11 DE SEPTIEMBRE DE 2003, DE LA SECRETARÍA GENERAL DE MEDIO AMBIENTE, POR LA QUE SE DISPONE LA PUBLICACIÓN DEL ACUERDO DE 25 DE JULIO DE 2003, DEL CONSEJO DE MINISTROS, POR EL QUE SE APRUEBA EL PROGRAMA NACIONAL DE REDUCCIÓN PROGRESIVA DE EMISIONES NACIONALES DE DIÓXIDO DE AZUFRE (SO₂), ÓXIDOS DE NITRÓGENO (NO_x), COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES (COV) Y AMONÍACO (NH₃)

Para el cumplimiento de los requisitos de la Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos (Directiva TNE), ésta requiere a los Estados Miembros que elaboren programas para la reducción de las emisiones de los contaminantes de SO₂, NO_x, NH₃ y COV, con el fin de que se puedan cumplir; como mínimo, en el año 2010, los techos nacionales de emisión de dichos contaminantes, que figuran en el anexo I de la misma.

El Programa nacional de reducción progresiva de emisiones nacionales de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH₃) se aprobó por Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de julio de 2003, habiéndose remitido a la Comisión Europea.

Mediante la Resolución de 11 de septiembre de 2003, de la Secretaría General de Medio Ambiente, se publica en el Boletín Oficial del Estado el citado acuerdo, figurando como anexo a la misma el Programa nacional de reducción progresiva de emisiones nacionales de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco (NH₃).

El documento del Programa nacional publicado corresponde al Primer Programa español de reducción progresiva de las emisiones nacionales de contaminantes, contemplando su periódica revisión, anualmente hasta el año 2006 y, posteriormente, bianualmente.

Este Primer Programa contiene una aproximación inicial a las medidas de reducción progresiva de las emisiones nacionales de los sectores más significativos en sus emisiones: industrial (SO₂ y COVs), energético (SO₂ y NO_x), transporte (NO_x y COVs) y agrario (NH₃).

Para cada uno de los sectores indicados, se han considerado las medidas ya adoptadas o previstas en relación con las emisiones de los contaminantes afectados.

En particular, en relación con el sector energético, ha sido un importante referente el documento de “Planificación y Desarrollo de las Redes de Transporte Eléctrico y Gasista 2002-2011”, del Ministerio de Economía, aprobado por el Consejo de Ministros el día 13 de septiembre de 2002.

Se ha valorado la reducción de emisiones en el sector energético, principalmente en las grandes instalaciones de combustión y sobre las nuevas calidades de los productos petrolíferos, contemplándose los objetivos ambientales derivados de la planificación energética y de los compromisos internacionales, teniendo en cuenta, entre otros, los límites de emisión establecidos en las directivas sobre grandes instalaciones de combustión y techos nacionales de emisión, en las directivas relativas a las emisiones de fuentes móviles y en las directivas sobre especificaciones de productos petrolíferos.

En la medida que vayan avanzando los trabajos, ya en curso, de cuantificación de escenarios de trabajo para plantear las hipótesis y proyecciones para el año 2010, el Primer Programa será objeto de una mayor profundización y su alcance podrá, en próximas revisiones, determinar informaciones y análisis que no han sido posible concretar en este Primer Programa.

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

El Real Decreto 430/2004 tiene por objeto trasladar a la legislación española de la Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, así como de regular 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, en el marco de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación.

El capítulo II y anexos del Real Decreto modifican disposiciones anteriores: Real Decreto 646/1991 (que trasladó a la legislación española la Directiva 88/609/CEE, modificada por la Directiva 2001/80/CE); Real Decreto 1800/1995 (que modificaba el anterior e incorporaba las Directivas 94/66/CE y 88/609/CEE).

En el capítulo II y anexos del Real Decreto 430/2004 se regulan las emisiones a la atmósfera de ciertos contaminantes (SO_2 , 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.

Para las nuevas grandes instalaciones de combustión que se autoricen desde la entrada en vigor del Real Decreto 430/2004, los valores límite de emisión que se establece, indi-

vidualmente para cada instalación de combustión, son más estrictos que los que se fijan en el Real Decreto 646/1991 para las instalaciones nuevas que se hayan autorizado desde julio de 1987 hasta la entrada en vigor del Real Decreto 430/2004.

Para las instalaciones existentes, que se hayan autorizado con anterioridad a julio de 1987, el Real Decreto 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, siendo la otra opción el establecer, individualmente para cada instalación existente, unos valores límite similares a los que la Directiva 88/609/CEE, y el Real Decreto 646/1991, fija para las instalaciones nuevas que se hayan autorizado desde julio de 1987 hasta la entrada en aplicación de la nueva Directiva 2001/80/CE, o de la entrada en vigor del Real Decreto 430/2004. Con el Plan Nacional de Reducción de emisiones de las instalaciones existentes, según establece la Directiva 2001/80/CE, se han de conseguir las mismas reducciones de emisiones que se hubieran logrado aplicando los valores límites individuales, anteriormente reseñados. Con ello, 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 del resto de los sectores industriales.

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, modificando el Decreto 833/1975, que desarrolló la Ley 38/1972, de Protección del Ambiente Atmosférico, al haber quedado obsoleto tanto por la transformación de las instalaciones de las refinerías de petróleo para acomodarse a las nuevas exigencias de productos petrolíferos, como para acomodarse a la legislación europea para ese tipo de instalaciones.

10.1 El 4.º Plan Nacional de I+D+I

En el año 2003 finalizó el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2000-2003 y se elaboró el Plan de I+D+I 2004-2007, que incluye un nuevo Programa Nacional de Energía más ambicioso que el correspondiente al anterior Plan.

El Plan de I+D+I 2000-2003 contemplaba las siguientes acciones estratégicas para investigar y desarrollar combustibles, sistemas y equipos más eficientes energéticamente y respetuosos con el medio ambiente:

■ *Acción estratégica sobre sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes*

Esta acción tiene por finalidad facilitar los medios científicos y tecnológicos que permitan incrementar la contribución de estos sistemas, principalmente las energías renovables y las pilas de combustible, en el sistema energético nacional, atendiendo a criterios de eficiencia, competitividad e impacto ambiental.

■ *Acción estratégica sobre transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía*

La acción estratégica tiene por finalidad desarrollar un servicio energético fiable, eficiente, seguro, limpio y económico que redundará en un incremento de la competitividad de la industria nacional. Las actividades de I+D y demostración se centrarán en el fomento del uso racional de la energía en la industria y en el sector residencial, así como en el transporte, distribución y almacenamiento de electricidad.

■ *Acción estratégica sobre sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector de transporte*

El mayor crecimiento en las emisiones de CO₂ se deriva del sector del transporte, por lo que el cumplimiento de los compromisos adquiridos en Kioto exige el desarrollo de tecnologías que reduzcan drásticamente las emisiones. Las actuaciones en esta acción estratégica se centrarán en la aplicación de nuevos combustibles para automoción, la mejora de los combustibles actuales y la propulsión eléctrica, priorizando su uso en el transporte colectivo.

■ *Acción estratégica sobre otras actuaciones*

Junto a las acciones estratégicas definidas anteriormente, y como complemento de ellas, deben abordarse otras actuaciones que cubran líneas de especial interés en el área de energía. Es el caso de la optimización de los combustibles fósiles, la integración de las energías renovables, la seguridad nuclear, los aspectos medioambientales y socioeconómicos de la energía y la creación de Centros de I+D.

10.2 Resultados del Programa Nacional de Energía en 2003

Durante el año 2003 el Ministerio de Ciencia y Tecnología continuó gestionando el Programa 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 2003, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- El número de proyectos presentados es de 199, frente a 197 en el año 2002. Aunque el número total de proyectos presentados es prácticamente el mismo, se han producido diferencias respecto al año anterior entre las acciones estratégicas, aumentando la relacionada con las energías renovables frente a un descenso en el apartado de otras actuaciones.
- Los proyectos presentados reflejan un presupuesto total para el periodo 2003 de 139,7 millones de euros, mientras que en el año anterior la cifra se situó en 145,6 millones de euros, lo que significa un ligero descenso del 4%.
- Los proyectos aprobados fueron 97 doblando la cifra del año 2002, debido a la mayor cantidad de fondos disponibles para ayudas en el año 2003.
- Las ayudas concedidas por el Programa de Energía han sido de 3,3 millones de euros en forma de subvenciones y de 29,6 millones de euros en forma de anticipos reembolsables. Estas cifras representan, al comparar estos resultados con los del año 2002, un aumento muy importante ya que triplican las cantidades del año anterior.

En cuanto a la distribución de los resultados por Acciones Estratégicas, descritas en el Programa Nacional de la Energía, ha sido la siguiente:

- Sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes, se presentaron 104 proyectos con un presupuesto de 88.134,78 miles de euros, de los que se aprobaron 57, con subvenciones de 2,1 millones de euros y anticipos de 18,9 millones de euros.
- Sistemas de transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía, se presentaron 37 proyectos con un presupuesto de 14,4 millones de euros de los que se aprobaron 11, a los que se les han concedido subvenciones de 0,3 millones de euros y anticipos de 3,5 millones de euros.
- Sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector transporte, se presentaron 22 proyectos con un presupuesto de 21,9 millones de euros, de los que 12 fueron aprobados, concediéndoseles 0,2 millones de euros en subvenciones y 3,2 en anticipos.
- Otras actuaciones, de los 36 proyectos presentados con un presupuesto de 15,2 millones de euros, 17 fueron aprobados, dándoseles ayudas en forma de subvención de 0,7 millones de euros, y en forma de anticipos 4,0 millones de euros.

También interesa analizar estos resultados desde la perspectiva de los tipos de proyectos aprobados. A los proyectos de desarrollo precompetitivo se concede el 61% del total de las subvenciones y el 77% de los anticipos, los proyectos de demostración tecnológica tienen el 16% de las subvenciones, los proyectos Eureka e Iberoeka reciben el 12% del total de subvenciones y las acciones especiales tienen el 16% de los anticipos.

Es interesante resaltar algunos proyectos, dentro de un enfoque más casuístico, ya sean por la incorporación tecnológica que proyectan, o bien sea por su interés energético y medio ambiental o por el que el proyecto, en su conjunto, tenga un carácter más relevante. Estos pueden ser los siguientes:

- Planta solar térmica de 10 MW, para la generación de electricidad, sita en Sanlúcar la Mayor (Sevilla). El presupuesto total es de 36 millones de euros, habiéndosele concedido un anticipo reembolsable de 1,7 millones de euros y una subvención a fondo perdido de 0,2 millones.
- Planta piloto para aprovechamiento de la energía del oleaje. El proyecto es parte de un parque de energías renovables que combina las energías eólica y mareomotriz. El presupuesto para el ejercicio 2003 es de 0,4 millones de euros, habiéndose concedido un anticipo de 0,2 millones.
- Diseño y fabricación de un reactor de conversión de bioetanol en hidrógeno orientado a la utilización de pilas de combustible en el transporte, con un presupuesto de 0,14 millones de euros.

10.3 Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

El Ciemat, Organismo Público de Investigación con dependencia del Ministerio de Ciencia y Tecnología durante el año 2003, mantiene sus programas de investigación y desarrollo con especial atención a los campos de la energía y del medio ambiente. El CIEMAT tuvo durante el año 2003 unos recursos económicos totales, incluyendo sus activos financieros, de 82,7 millones de €, y un presupuesto final de 69.4 millones de €. Los gastos asociados a los programas durante el año 2003 se han distribuido en: Tecnologías de Fisión Nuclear, 15%. Tecnologías de Combustibles Fósiles, 8 %. Fusión Nuclear y F. Partículas, 27%. Energías Renovables, 21%. Impacto Ambiental de la Energía, 22%.

Además de un conjunto de proyectos de investigación en temas de física de partículas, astrofísica y biología molecular, que tienen un carácter más básico 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, Ciencia y Tecnología y Medioambiente, así como con diversas administraciones autonómicas y

GRÁFICO 10.1

Distribución de las ayudas por CC.AA.

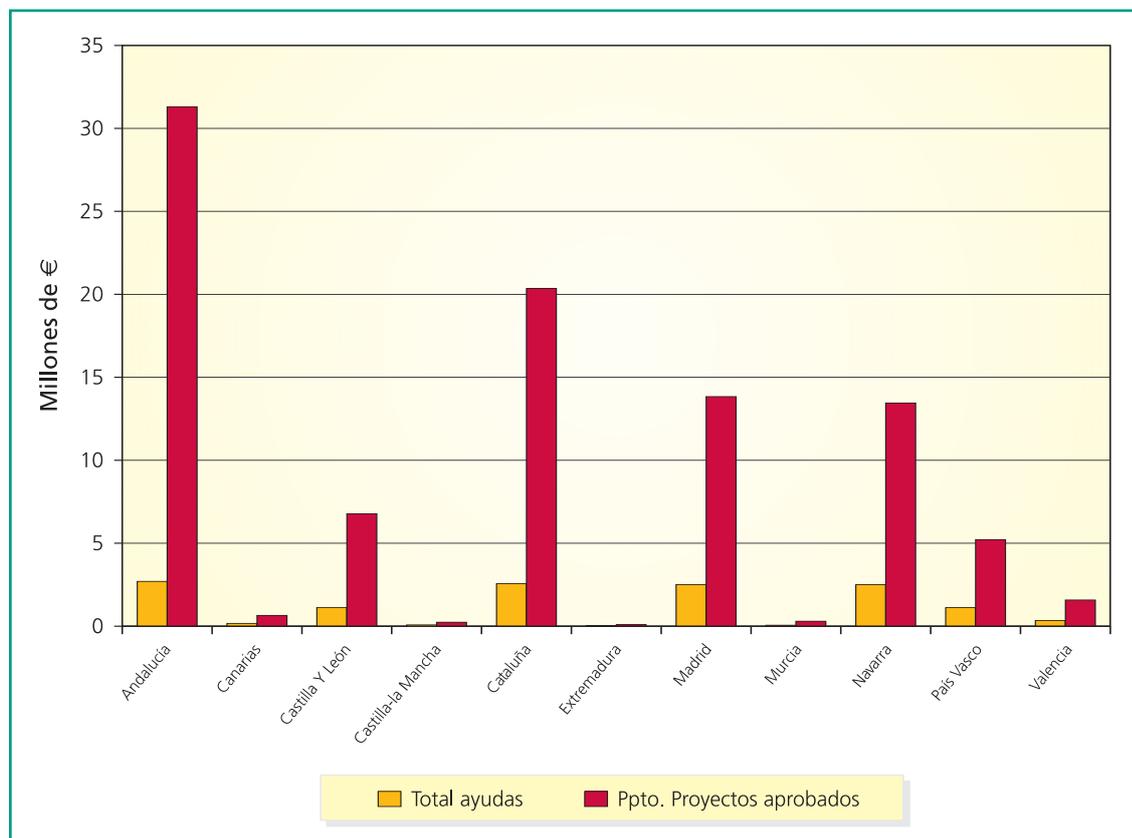
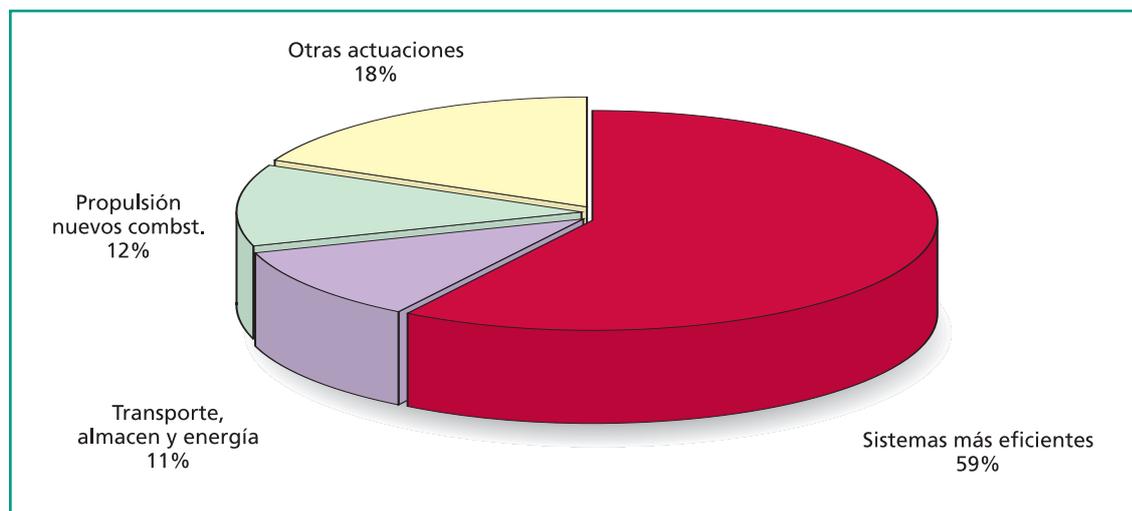


GRÁFICO 10.2

Número de proyectos que recibieron ayudas, por Acciones Estratégicas



locales, y muy especialmente con el CSN y ENRESA, actuando como apoyo técnico en diversas materias de su competencia. Durante el 2003 las siguientes actuaciones han merecido una atención especial:

- El impulso de aquellos proyectos en los que ha existido una decidida participación de la industria.
- La potenciación del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) de Soria, agrupando en él todas las plantas piloto de combustión y gasificación. El objetivo es hacer del CEDER un centro de referencia en tratamiento y valorización energética de biomásas y residuos.
- 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 reactivación de la capacidad del CIEMAT en tecnología y seguridad nuclear; potenciando la colaboración con el resto del sector nacional implicado, y propulsando la integración de España en la iniciativas internacionales de Sistemas Avanzados y Generación IV.

Los proyectos de I+D, han alcanzado los siguientes resultados:

TECNOLOGÍA NUCLEAR Y PROTECCIÓN RADIOLÓGICA

En el ámbito de la fisión nuclear, se han mantenido las actividades para mejorar la seguridad de las plantas nucleares españolas con objeto de disponer de criterios mejorados para la evaluación del envejecimiento de los reactores nucleares en operación.

En el ámbito de la Fisión Asistida por Acelerador y Transmutación de Isótopos se ha participado en los principales proyectos europeos para la obtención de nuevos datos nucleares y para el estudio de la respuesta cinética de sistemas subcríticos. También han continuado las simulaciones detalladas, y los estudios de ciclos avanzados del combustible nuclear; así como los ensayos de separación por métodos hidrometalúrgicos y pirometalúrgicos de actínidos minoritarios existentes en residuos de alta actividad, y los estudios del comportamiento de distintos aceros inoxidables en plomo-bismuto fundido.

El Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético ha mantenido sus actividades centradas en la explotación científica y tecnológica del Stellarator TJ-II. integrado dentro del Programa Europeo de Fusión. Durante el año 2003 se han realizado 1800 descargas de plasma en este dispositivo.

Se ha mantenido la participación científica del equipo humano del Laboratorio en la explotación del dispositivo europeo JET, continuando los estudios comparativos del stellarator TJ-II y el tokamak JET, y se ha continuado el programa multidisciplinario de doctorado "Plasmas y Fusión Nuclear" en colaboración con distintas Universidades.

Uno de los hitos más relevantes ha sido la elaboración y defensa de la candidatura española para albergar el proyecto ITER en Vandellós. En relación con ITER continúa la colaboración en el diseño de diagnósticos (Reflectometría, ECE) o sistemas de calentamiento (ECRH).

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 Consejo de Seguridad 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.

La investigación que se realiza sobre el comportamiento de materiales y procesos en un Almacenamiento Geológico Profundo (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.

COMBUSTIBLES FÓSILES Y CONTAMINACIÓN

Dentro de las Tecnologías de Combustión y Gasificación, se han iniciado proyectos conjuntamente con diversas industrias y organismos para el desarrollo e implementación de sistemas avanzados de combustión y gasificación, con especial énfasis en los sistemas basados en Tecnologías de Lecho Fluidizado, y en los sistemas de tratamiento, depuración y separación de gases.

De acuerdo con la estrategia de potenciación del CEDER se ha dedicado atención preferente al desarrollo de proyectos para tratamiento y valorización de residuos. Se está ultimando el montaje de la planta de Gasificación de Lecho Fluidizado Circulante para Gasificación de Biomasa, y están instalándose nuevas plantas, en colaboración con otras empresas, para la caracterización, pretratamiento y combustión de biomásas, y para el tratamiento de lodos de depuradoras u otras corrientes de residuos.

En el campo de las Pilas de Combustible se han desarrollado proyectos concretos tanto en Pilas PEMFC como en Pilas MCFC y SOFC. Para las primeras se están desarrollando nuevos electrocatalizadores basados en nanopartículas de platino y se estudian nuevos materiales alternativos al platino. Se ha formulado un modelo completo, a macro escala, para una pila polimérica y su validación con datos experimentales. Se ha continuado avanzando en el desarrollo de materiales catódicos más resistentes a la corrosión en las condiciones de trabajo de las Pilas de Carbonatos Fundidos (MCFC), y se ha iniciado el desarrollo de nuevos materiales para Pilas de Oxido Sólido (SOFC) con el objetivo de mejorar algunas propiedades. Asimismo, se ha participado en el proyecto liderado por Irisbus para la puesta en marcha de un autobús urbano propulsado con una pila de combus-

GRÁFICO 10.3

Reparto de las ayudas, según acciones estratégicas

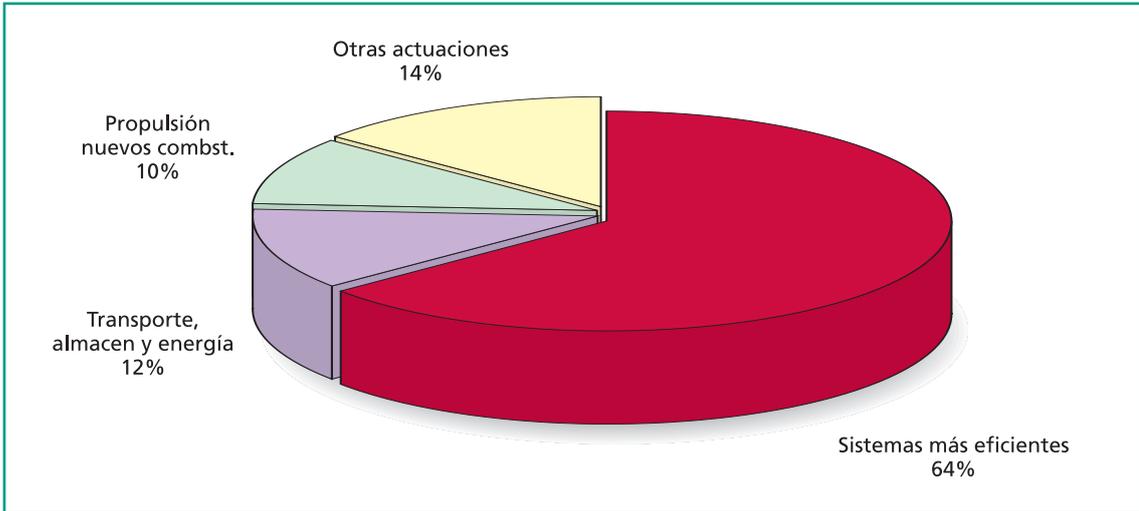
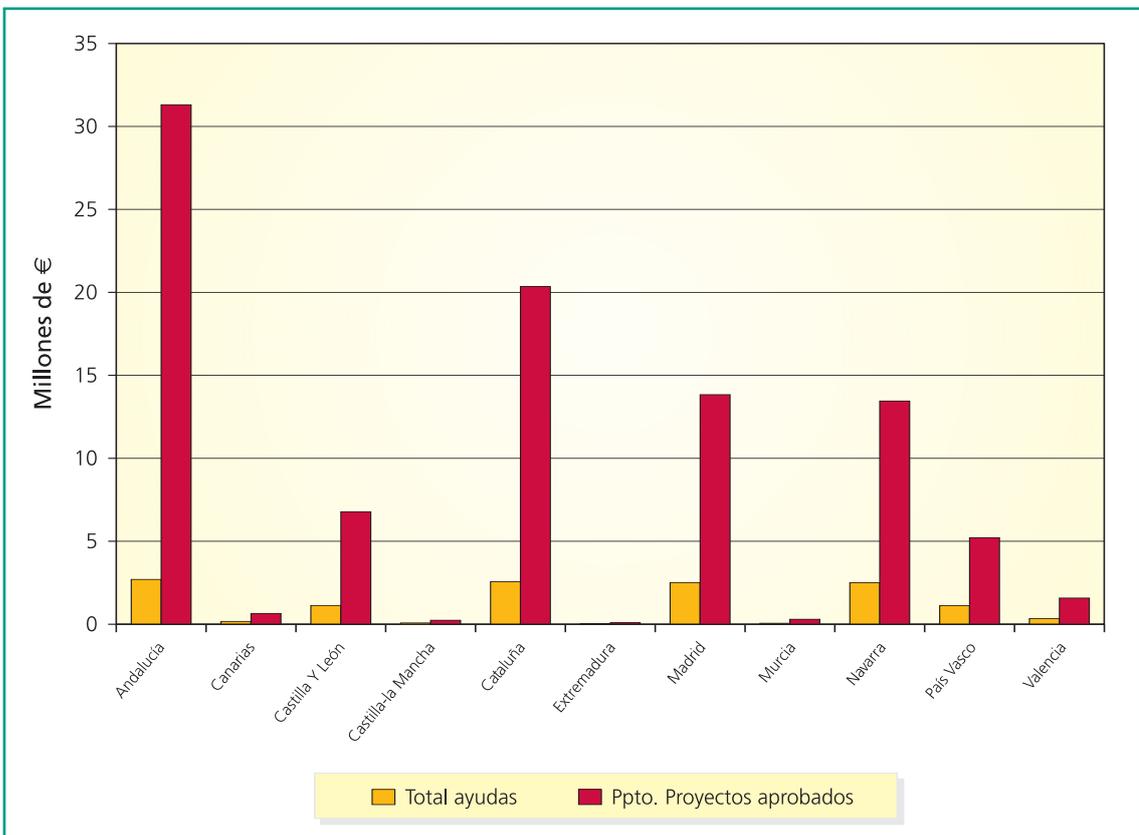


GRÁFICO 10.4

Subvenciones y anticipos, según acciones estratégicas



tible polimérica utilizando hidrógeno como combustible. La aportación del CIEMAT a las principales iniciativas europeas para potenciar las tecnologías de hidrógeno y pilas de combustible en Europa está siendo relevante.

Los estudios sobre Hidrógeno han comenzado con la construcción y operación de un demostrador que integra paneles fotovoltaicos, electrolizador para producción de hidrógeno e hidruros metálicos para su almacenamiento, y con el inicio de un proyecto para la producción solar de hidrógeno y gas de síntesis a partir de residuos de petróleo pesado, realizado en la Plataforma Solar de Almería. Esta iniciativa supone una apuesta muy seria hacia

GRÁFICO 10.5

Proyectos presentados, según tipo de coordinador

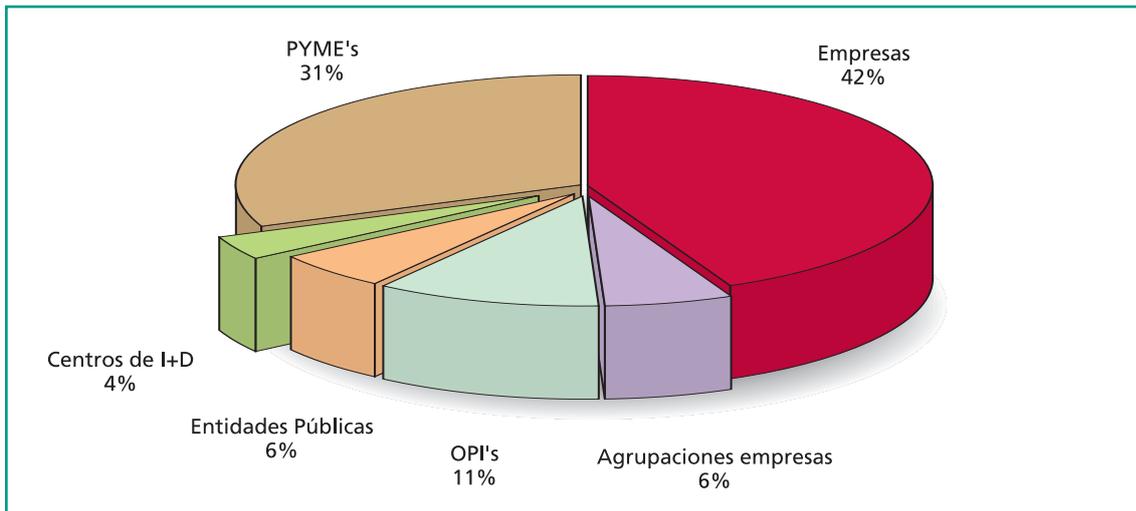
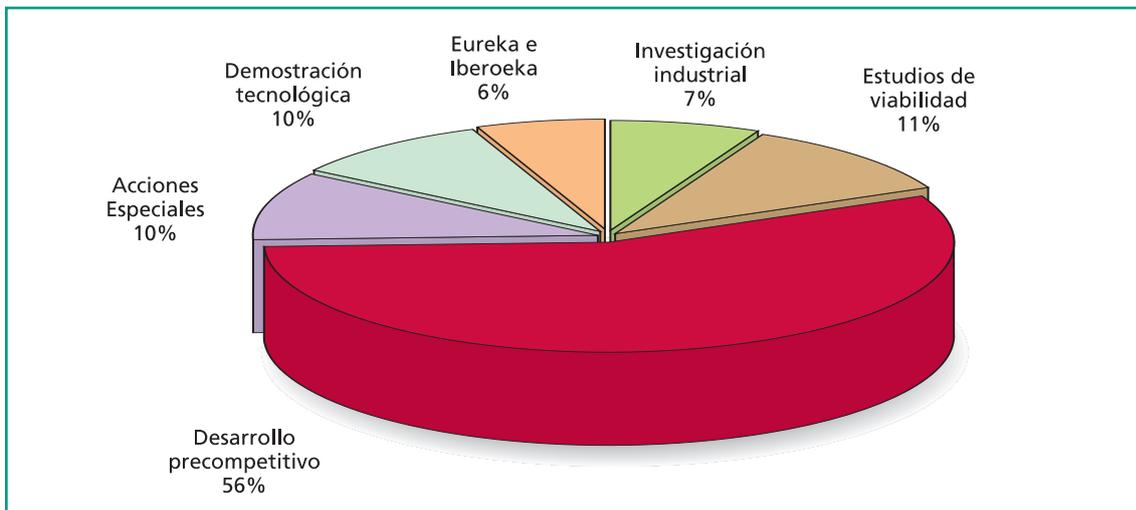


GRÁFICO 10.6

Distribución por tipos de proyectos presentados



el desarrollo de los 'combustibles solares'. Se han firmado acuerdos con Petróleos de Venezuela y el Instituto Mexicano del Petróleo para avanzar en este tema.

La OCEM-CIEMAT ha continuado el apoyo técnico al Ministerio de Economía sobre seguimiento y control in situ de los sistemas de medida de emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) del sector eléctrico, contribuyendo en la elaboración de la futura normativa estatal que desarrollará lo previsto en la última Directiva europea sobre limitación de las emisiones procedentes de las GIC.

En contaminación de suelos han concluido los estudios sobre los efectos del ozono troposférico y la competencia interespecífica sobre distintas especies de pastizales mediterráneos, y continúan los relacionados con la contaminación de suelos por mercurio y por hidrocarburos, así como su recuperación mediante técnicas de fito y biorremediación.

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 el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).

Dentro del área de Biomasa, han continuado los trabajos para la evaluación de recursos de la biomasa, la caracterización de los biocombustibles sólidos y las técnicas de pretratamiento necesarias para su utilización solos o en mezclas con otras corrientes de carbones o residuos. Se está realizando el balance energético de la primera cosecha de cultivo energético de Brassica carinata (1500 Ha), que supondrá la primera demostración comercial de un cultivo para la obtención de energía en nuestro país. Como soporte tecnológico a la industria, se han realizado los análisis de caracterización de 200 muestras procedentes de 19 empresas del sector. Asimismo, se ha participado en la elaboración de especificaciones técnicas y normativas, nacionales y europeas.

Ha continuado la investigación en la mejora de sistemas de generación de energía eólica con sistemas aislados de la red eléctrica. Se está completando la instrumentación para la caracterización de aerogeneradores de pequeña potencia en las plantas de ensayo ubicadas en el CEDER. Se está monitorizando la instalación de un híbrido eólico (10 KW)- fotovoltaico (5 KW)-diesel (10 KW) con almacenamiento de energía mediante baterías y dirigido por un sistema de control y gestión modular desarrollado por una empresa española.

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 la competitividad de este tipo de energía en sus diversas aplicaciones.

La Plataforma Solar de Almería (PSA) 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.

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.

En Tecnología de Receptor Central, se han producido importantes resultados científicos. Por primera vez se ha conseguido operar 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 700°C conectado a un circuito con almacenamiento térmico y generación de vapor sobrecalentado. Se ha culminado la transformación del campo de 93 helióstatos CRS de la PSA, en lo que es el primer campo de funcionamiento totalmente autónomo mediante el uso comunicación sin hilos y alimentación fotovoltaica, y se han desarrollado y patentado un nuevo tipo de helióstato cilíndrico con eje confinado y un nuevo concentrador monocéntrico.

OTRAS ACTIVIDADES

El CIEMAT ha continuado los trabajos de prospectiva tecnológica a través de su actuación en el Observatorio de Prospectiva Tecnológica e Industrial (OPTI), como centro responsable del sector de la energía. Se ha publicado el libro "Evolución Tecnológica 2002", primer informe de seguimiento de la evolución de las tecnologías detectadas en los estudios de prospectiva. Se ha iniciado el "Estudio de Prospectiva en Energía Nuclear", segunda fase de los estudios de prospectiva. Se continúan las actividades de Vigilancia Tecnológica mediante la participación en el Programa de Círculos de Innovación de la Comunidad de Madrid, como responsable y gestor del Círculo de Medio Ambiente y Energía.

Ha continuado la evaluación económica de externalidades ligadas a la generación y consumo de la energía eléctrica y al transporte, y se han iniciado actividades en el ámbito de la modelización energética. Se ha aplicado la metodología EXTERN'E a las futuras plantas de fusión termonuclear para la producción de energía eléctrica. También se ha llevado a cabo la evaluación, en términos monetarios, de los efectos medioambientales y sobre la salud de la contaminación atmosférica de origen urbano e industrial en Madrid y provincias limítrofes en diferentes escenarios. Se está llevando a cabo, en colaboración con el Ministerio de Medio Ambiente, el Análisis de Ciclo de Vida de los biocarburantes (bioetanol y biodiesel) en el que se cuantifican los impactos medioambientales de estos combustibles.

Se ha firmado un convenio de colaboración entre el Departamento de Universidades, Investigación y Sociedad de la Información de la Generalidad de Cataluña, el CIEMAT, la Universidad Autónoma de Barcelona y el IFAE de Barcelona, para la creación y mantenimiento del Centro de Competencia Científico-Tecnológica denominado Puerto de Información Científica (PIC), que ha comenzado ya sus actividades.

En este Capítulo se indican las inversiones realizadas en infraestructuras de transporte de electricidad y de gas en 2003, 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 2003

Las inversiones en ampliación y mejora de la Red de Transporte Eléctrica realizadas por RED ELÉCTRICA durante el ejercicio 2003 han ascendido a 215,3 millones de euros, con aumento del 5,9% respecto al año anterior. Esta cifra no incluye la adquisición de activos de transporte de otras empresas.

CUADRO 11.1

Inversiones en redes eléctricas

Miles de euros	1999	2000	2001	2002	2003	%2002/01
Inversiones en la red de transporte	34.480	78.300	129.885	203.396	215.347	5,9
– Líneas	14.647	47.600	70.971	106.442	137.645	29,3
– Subestaciones	19.833	30.700	58.914	96.954	77.702	-19,9
Otras inversiones	10.349	11.505	114.948	47.717	27.789	-41,8

NUEVAS INSTALACIONES EN SERVICIO

Durante el año 2003, 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 Madrid-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: Continúa la definición del eje de evacuación de energía entre las comunidades de Galicia, Castilla y León y Madrid.

- 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: Está en fase de tramitación administrativa la nueva interconexión con Portugal, entre las subestaciones de Balboa y Alqueva.
- Andalucía: Se están realizando los trabajos de la red de transporte para la evacuación de los nuevos ciclos combinados de Cádiz y de los parques eólicos de Tarifa.
- Levante: Están en construcción las instalaciones para el refuerzo de la alimentación eléctrica a Murcia y están en curso los trabajos de ingeniería de las instalaciones para la evacuación de energía de los nuevos parques eólicos.

INTEGRACIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSPORTE

En 2003 se han iniciado los trabajos para la integración y control de los activos de transporte adquiridos por REE a otras empresas eléctricas, en particular el nuevo sistema de control, la adecuación del telecontrol de 34 posiciones, telecomunicaciones y mantenimiento.

CUADRO 11.2

Nuevas líneas de transporte en operación

Zona de actuación	Km circuito 400 kV
E/S Fuentes de la Alcarria-L/Trillo-Loeches	60
Pinar-Tarifa (Estrecho) (2º C)	28,6
Puerto de la Cruz-L/Pinar-Estrecho	14,4
E/S Almazán-L/Mudarra-Escatrón	0,4
Litoral-Rocamora (2º C)	185,1
E/S N.Escombreras-L/Escombreras-Rocamora	0,8
Valdecaballeros-Guadame (2º C)	186,2
Cartelle-Lindoso (2º C)	47,1
E/S Virtus-L/Herrera-Güeñes	1,4
E/S Arcos de la Frontera-L/D.Rodrigo-Pinar	1,1
TOTAL	525,1
Zona de actuación	Km circuito 220 kV
Mudarra-La Olma (Subterránea)	2,7
Mudarra-La Olma	0,8
Fuencarral-Sanchinarro (adquirida a Iberdrola)	4,3
TOTAL	7,8
Aumento de capacidad	MVA
221 km de líneas de 400 kV	1724
110 km de líneas de 220 kV	184

CUADRO 11.3

Nueva transformación y posiciones en operación

Nueva transformación		MVA	
<i>Subestación</i>			
Muruarte		600	
Penagos		600	
Escombreras		450	
Fuendetodos		600	
Cartelle		600	
Begues		600	
Fuencarral		600	
Palos		600	
TOTAL		4.650	
Nuevas posiciones		400 kV	220 kv
<i>Subestación</i>			
Galapagar	1	–	
Cartelle	2	3	
Magallón	1	–	
Virtus	5	–	
Gurrea	–	4	
Arcos de la Frontera	16	–	
Almazán	6	–	
Puerto de la Cruz	8	–	
Guadame	2	–	
La Eliana	1	–	
Montearenas	–	1	
Fuencarral	2	1	
Rueda de Jalón	1	–	
Adquiridas a Iberdrola	–	15	
TOTAL	45	24	

RENOVACIÓN Y MEJORA DE LAS INSTALACIONES EN SERVICIO

Con objeto de asegurar la disponibilidad y fiabilidad de la red de transporte, el programa de renovación y mejora analiza la situación real de los equipos e instalaciones, actuando con criterios de seguridad, calidad y costes. Dentro de los trabajos realizados en 2003, destacan:

- Se han sustituido equipos de alta tensión en 19 subestaciones, destacando los de La Mudarra, Herrera, La Robla y Norte de Madrid. Se han adecuado y renovado equipos auxiliares en 24 instalaciones, destacando los de Bienvenida, Guillena y Monzón.
- Se han instalado y mejorado los sistemas de protecciones o teleprotecciones en 18 instalaciones, destacando los de Aldeadávila, Ascó y Saucelle.

CUADRO 11.4

Líneas en ejecución (31-12-2003)

Zona de actuación	Km circuito 400 kV
Eje Pamplona-Magallón	120
Eje Norte Oriental	150
Conexiones Internacionales	180
Eje Norte Occidental	60
Conexiones Parques Eólicos	60
Eje Levante	79
Alimentación Murcia	100
Conexiones Ciclos Combinados	255
TOTAL	1.004
Zona de actuación	Km circuito 220 kV
Anillo Pamplona	31
Aumento de capacidad	62
Mudarra-La Olma	24
TOTAL	117
Aumento de capacidad	160

CUADRO 11.5

Subestaciones en ejecución (31-12-2003)

400 kV	Posiciones		Transformador
	Transporte	Acceso	
Eje Pamplona-Magallón	10	–	600 MVA
Eje Norte Oriental	6	–	
Conexiones Internacionales	7	–	600 MVA
Conexiones Parques Eólicos	10	3	
Eje Levante	6	3	600 MVA
Alimentación Murcia	12	6	
Conexiones Ciclos Combinados	10	8	600 MVA
TOTAL	61	20	
220 kV			
Varias Subestaciones	5	4	

ACTUACIONES GENERALES DE EJECUCIÓN

- El refuerzo de la infraestructura de transporte en Andalucía y en Levante para incorporar a la red la nueva generación prevista.
- Las inversiones destinadas a desarrollar el Eje Norte que permitirán aumentar la capacidad de transporte.
- El refuerzo de la red de transporte en las zonas del noroeste y nordeste peninsular.
- El aumento de la capacidad de interconexión con la red de transporte portuguesa.

11.2 Redes gasistas. Realizaciones en 2003

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2003 los 1.010,1 millones de euros lo que supone un incremento del 29% sobre las inversiones del año anterior.

La red de gas natural se ha incrementado en 3.837 kilómetros, alcanzando en el año 2003 los 48.148 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
Inversiones (Millones de €)	265,59	376,25	566,87	626,17	499,63	614,08	758,58	911,71	800,5	781,21	1.010,1
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

Hay que destacar como hechos relevantes durante el año 2003 en lo que respecta a infraestructura gasista lo siguiente:

- La puesta en marcha durante el mes de agosto del año 2003 de la planta de recepción almacenamiento y regasificación de Bilbao, perteneciente a Bahía Bizkaia Gas, S.L., que inició su operación en fase de pruebas y durante el mes de diciembre su operación comercial. La nueva planta tiene una capacidad de emisión de 400.000 m³(n)/h y dos tanques de GNL de 150.000 m³.
- El nuevo atraque de la planta de Barcelona, con una capacidad para el atraque de barcos de 140.000 m³ de GNL.
- El tercer tanque de la planta de Cartagena se encuentra en un avanzado estado de construcción, estando previsto su puesta en marcha durante el año 2004.
- Durante el año 2004 se encuentra en 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.

- En noviembre de 2003, se inauguraron los primeros 62 kilómetros del nuevo gasoducto Huelva-Madrid, el cual incrementará significativamente la capacidad de transporte desde el gasoducto del Magreb y desde la Planta de GNL de Huelva a la zona centro. Durante el mes de diciembre se conectaron otros 45 kilómetros de este gasoducto.
- Gasoducto Getafe-Cuenca, de 61 Km. de longitud y 32 pulgadas de diámetro.
- Gasoducto Tarancón-Cuenca-Fuentes, de 108 Km. y 16 pulgadas de diámetro.

Cuenca y Málaga han quedado conectadas a la red nacional de gasoductos en este año. En Málaga ya existía suministro de gas desde una planta de GNL.

En cuanto a almacenamientos subterráneos, se continúan los trabajos destinados a aumentar la capacidad del de Serrablo y los de evaluación de la estructura del futuro almacenamiento de Santa Bárbara (Guadalajara).

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, 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 tres 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.

El PIB en los tres últimos años creció el 2,7%, 2% y 2,4%, sensiblemente por debajo de la previsión, debido a la ralentización económica internacional, sin embargo, el consumo eléctrico ha aumentado un 6%, 2,7% y 6,3%, lo que da lugar 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.

La elasticidad Consumo Eléctrico/PIB, ha vuelto a superar el valor de 2 que venía registrando en los últimos años, con la excepción de 2002 en que fue próximo al valor medio resultante de los Balances estimados hasta 2011 y que estaría más en línea con los valores habituales de países desarrollados.

En relación con el consumo de energía final, la tasa de variación en 2003 ha superado a la previsión de forma significativa, debido a las causas indicadas, mientras en 2002 estuvo por debajo y en 2001 fue similar.

Respecto al consumo de energía primaria, la tasa de variación en 2003 ha sido similar a la previsión, compensando el fuerte crecimiento de la energía final, con una hidraulicidad superior a la media, mientras en 2002 estuvo por encima, debido tanto a la evolución de la energía final como la irregularidad de la generación hidroeléctrica, con un año 2001 relativamente húmedo y 2002 muy seco.

GRÁFICO 11.1

Previsiones PIB y consumo eléctrico en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

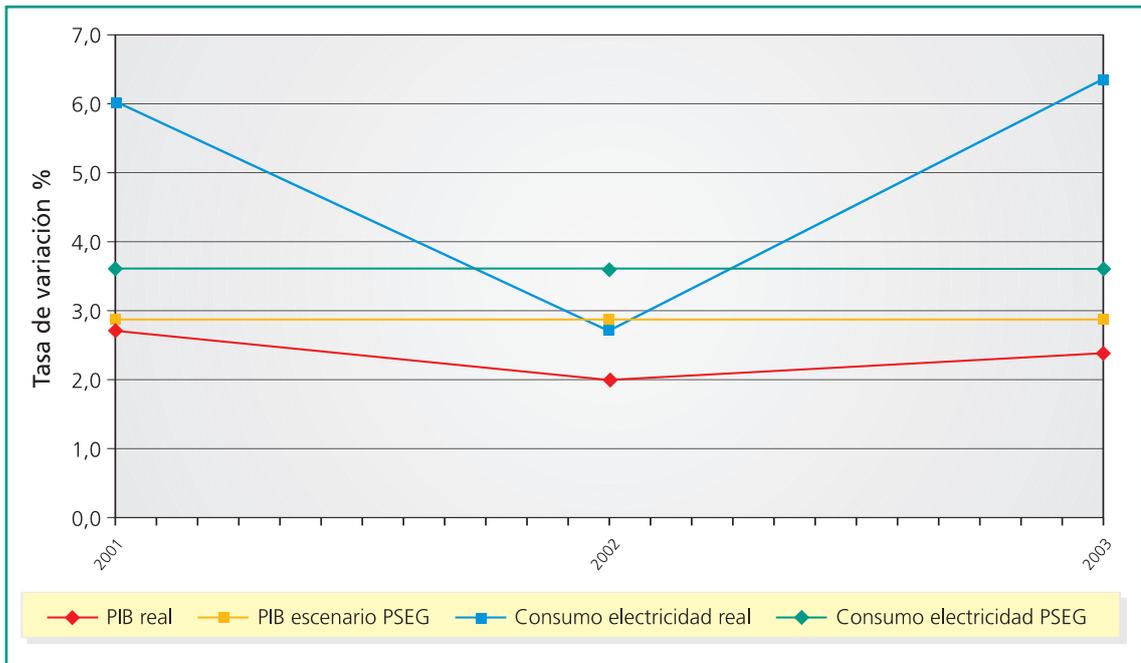


GRÁFICO 11.2

Elasticidades consumo eléctrico/PIB en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

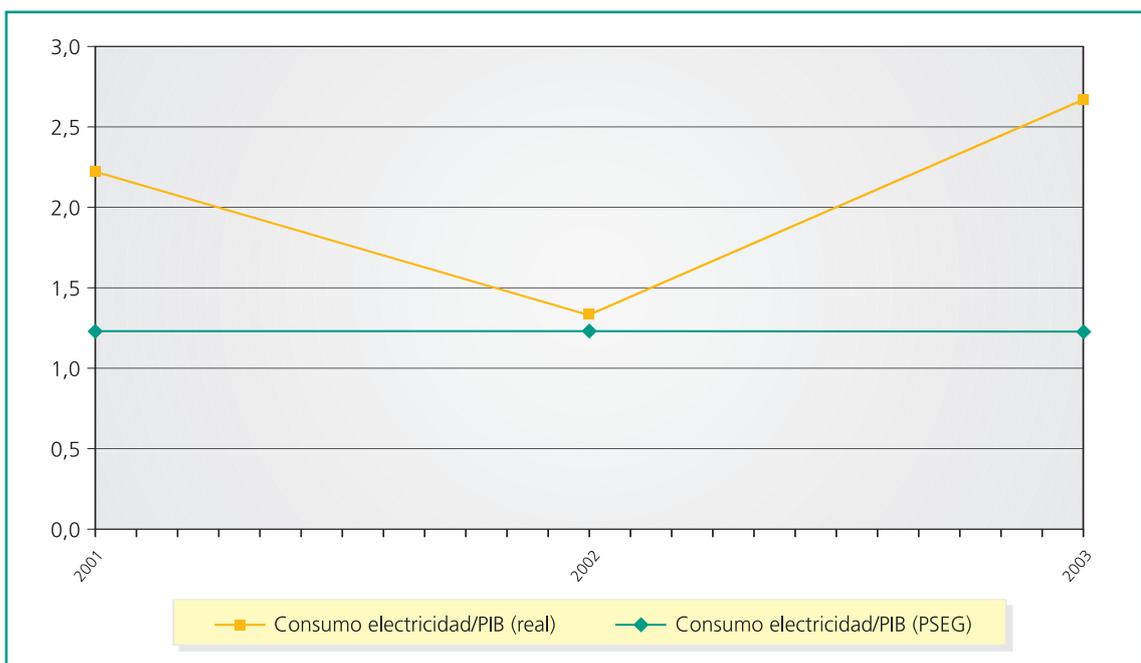


GRÁFICO 11.3

Previsiones PIB y consumo energía final en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real

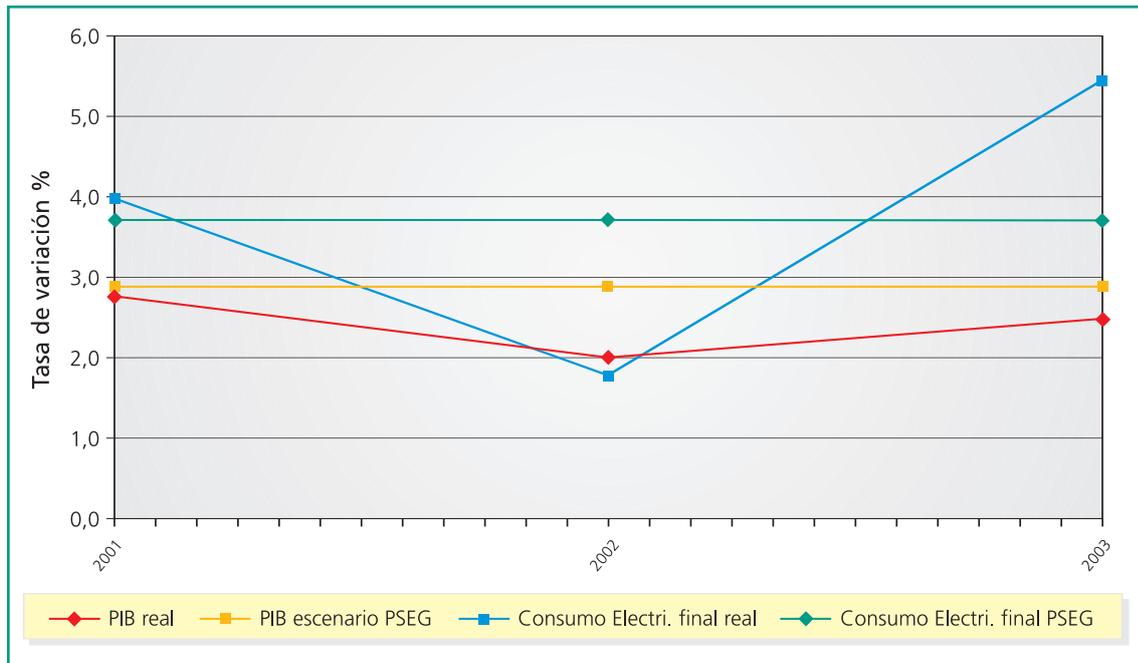
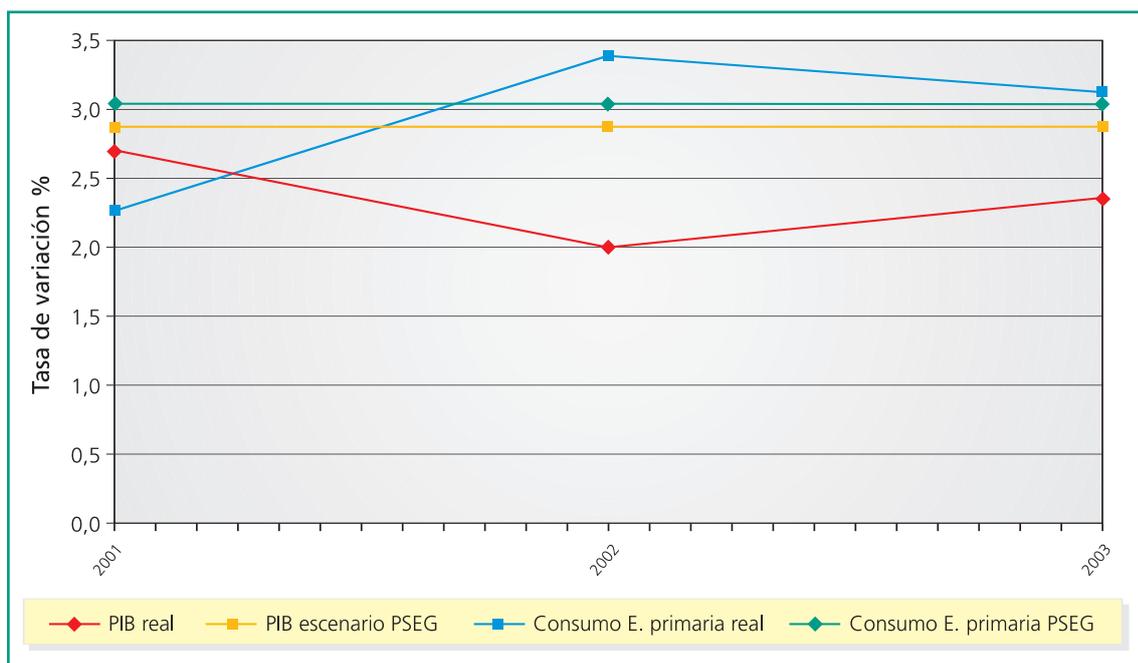


GRÁFICO 11.4

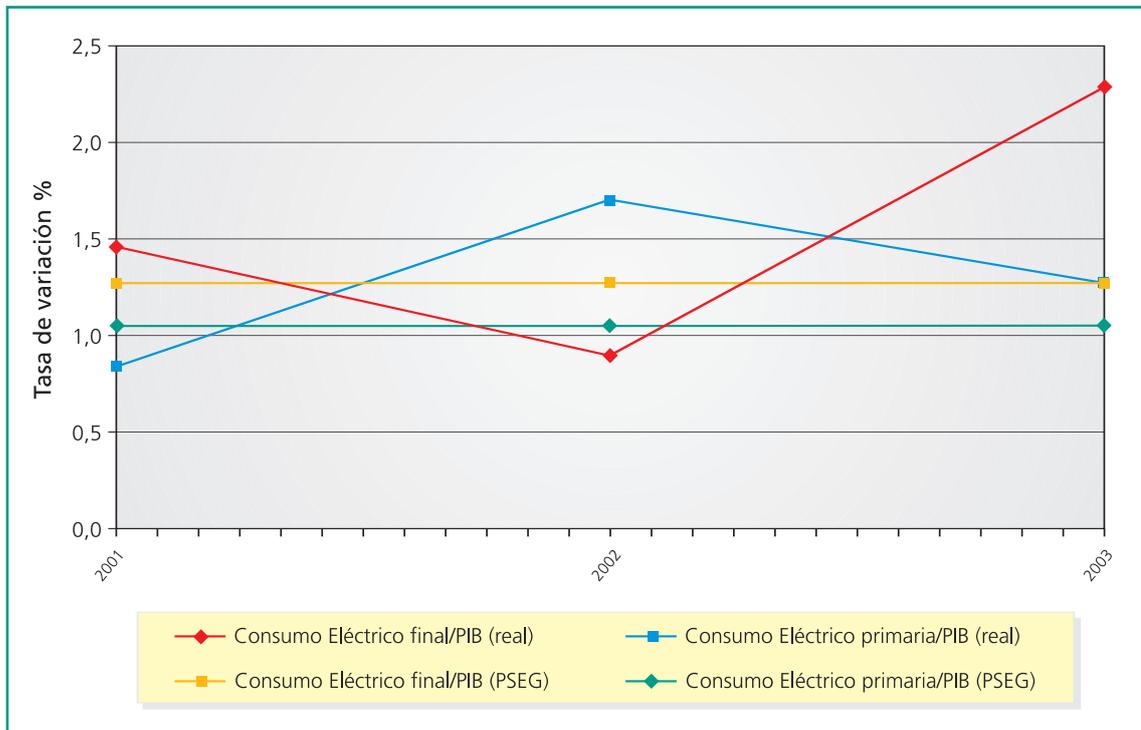
Previsiones PIB y consumo energía primaria en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real



Fruto de las evoluciones indicadas, los ratios de eficiencia energética final y primaria han evolucionado de forma dispar; mientras el consumo de energía final por unidad de PIB ha empeorado en 2003, el de consumo de energía primaria por unidad de PIB ha mejorado debido a una estructura de generación eléctrica real más eficiente que en el año anterior por causa de la alta generación hidroeléctrica, que ha permitido un menor recurso a las energías fósiles y la puesta en operación de los nuevos ciclos combina

GRÁFICO 11.5

Elasticidades consumo energía final/PIB y consumo energía primaria/PIB en la planificación de los sectores de electricidad y gas y evolución real



Anexo estadístico

CUADRO A.1

**Evolución del consumo de energía final en España
(1973-2003) (ktep)**

Año	Carbón		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		Total	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	4.029	10,0	30.333	75,4	763	1,9	5.124	12,7	40.249	100,0
1974	4.326	10,2	31.576	74,6	820	1,9	5.597	13,2	42.319	100,0
1975	3.955	9,5	30.993	74,4	901	2,2	5.784	13,9	41.633	100,0
1976	3.510	7,9	33.335	75,5	1.034	2,3	6.292	14,2	44.171	100,0
1977	3.522	7,5	35.916	76,2	1.136	2,4	6.557	13,9	47.131	100,0
1978	3.161	6,5	37.127	76,6	1.220	2,5	6.933	14,3	48.441	100,0
1979	3.196	6,3	39.240	76,8	1.252	2,5	7.402	14,5	51.090	100,0
1980	3.504	7,0	37.737	75,2	1.220	2,4	7.748	15,4	50.209	100,0
1981	4.550	9,3	35.252	72,2	1.184	2,4	7.806	16,0	48.792	100,0
1982	5.545	11,3	34.477	70,3	1.178	2,4	7.865	16,0	49.065	100,0
1983	5.315	10,9	33.882	69,8	1.110	2,3	8.245	17,0	48.552	100,0
1984	5.443	10,8	34.581	68,9	1.549	3,1	8.622	17,2	50.195	100,0
1985	5.030	10,1	34.110	68,5	1.768	3,6	8.858	17,8	49.766	100,0
1986	4.783	9,4	35.221	69,0	2.004	3,9	9.046	17,7	51.054	100,0
1987	4.212	7,9	37.017	69,7	2.463	4,6	9.427	17,7	53.119	100,0
1988	4.237	7,6	38.328	68,9	3.153	5,7	9.876	17,8	55.594	100,0
1989	4.353	7,4	39.587	67,7	4.116	7,0	10.410	17,8	58.466	100,0
1990	4.271	7,0	40.893	67,4	4.531	7,5	10.974	18,1	60.669	100,0
1991	4.135	6,6	42.240	67,3	4.999	8,0	11.372	18,1	62.746	100,0
1992	3.511	5,6	42.481	67,8	5.154	8,2	11.488	18,3	62.634	100,0
1993	3.131	5,0	42.998	68,4	5.130	8,2	11.569	18,4	62.828	100,0
1994	2.977	4,5	44.826	68,5	5.647	8,6	11.999	18,3	65.449	100,0
1995	2.702	3,9	46.952	68,4	6.550	9,5	12.462	18,1	68.666	100,0
1996	2.464	3,5	48.107	68,0	7.325	10,4	12.827	18,1	70.723	100,0
1997	2.334	3,2	50.108	67,8	8.162	11,0	13.331	18,0	73.935	100,0
1998	2.554	3,2	53.682	66,9	9.688	12,1	14.290	17,8	80.214	100,0
1999	2.573	3,1	53.766	65,1	10.934	13,2	15.364	18,6	82.638	100,0
2000	2.546	2,9	55.628	64,1	12.292	14,2	16.306	18,8	86.772	100,0
2001	2.544	2,8	57.255	63,4	13.208	14,6	17.292	19,1	90.298	100,0
2002	2.486	2,7	57.642	62,6	14.175	15,4	17.801	19,3	92.104	100,0
2003	2.436	2,5	60.034	61,8	15.793	16,3	18.919	19,5	97.183	100,0

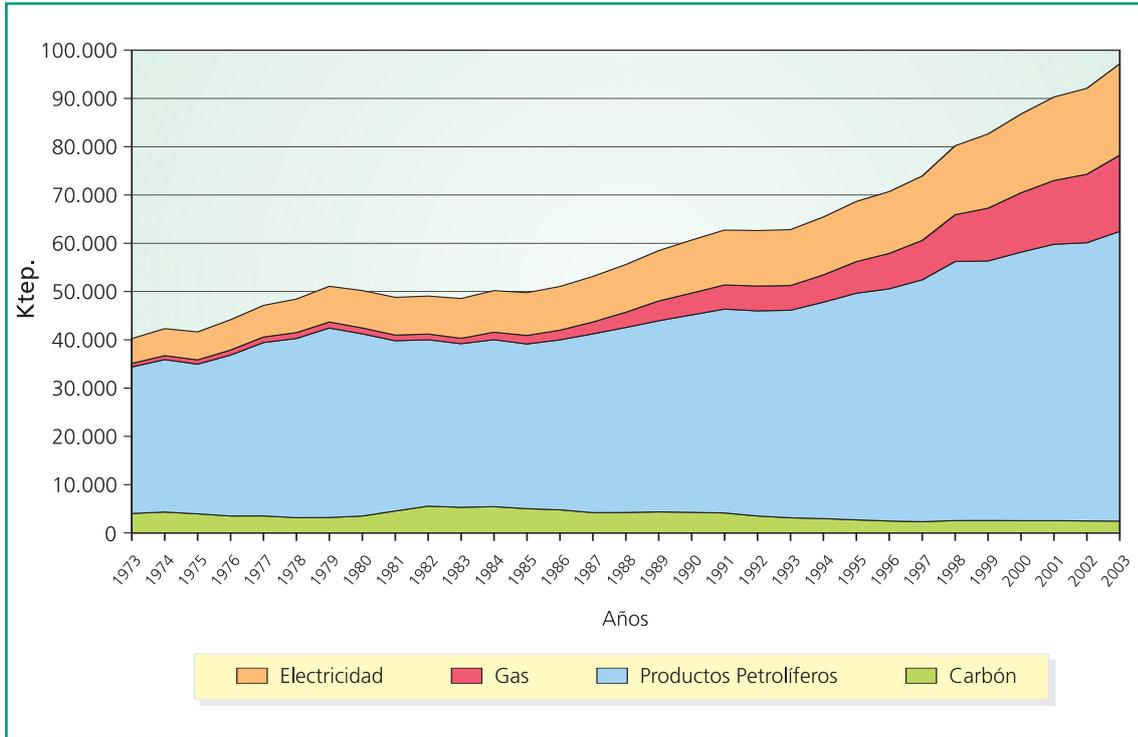
No incluye energías renovables.

Metodología: A.I.E.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.1

Evolución del consumo de energía final



CUADRO A.2
Evolución del consumo de energía primaria en España
(1973-2003) (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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
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
2002	22.640	17,6	67.607	52,5	18.757	14,6	2.821	2,2	16.422	12,8	458	0,4	128.704	100
2003	21.256	16,0	69.313	52,3	21.255	16,0	4.573	3,4	16.125	12,2	109	0,1	132.630	100

¹ Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.

² Incluye energía eólica y solar fotovoltaica.

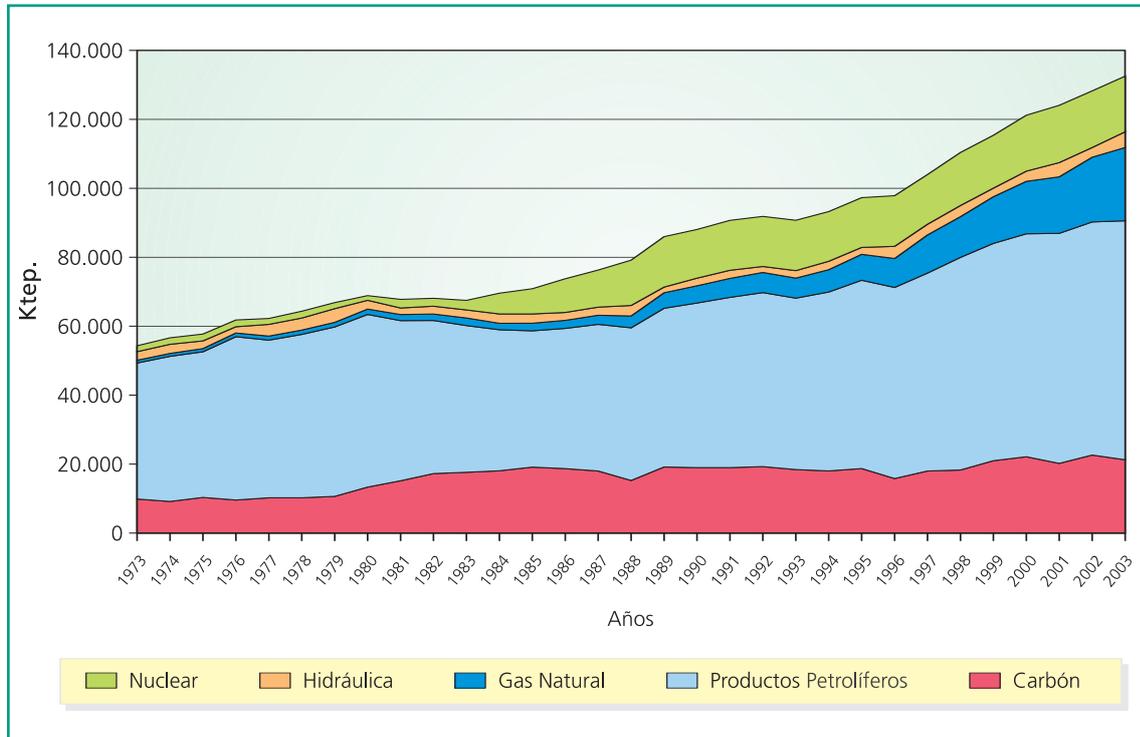
³ Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica.(Importación - Exportación)

Metodología: AIE

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.2

Evolución del consumo de energía primaria



CUADRO A.3

Evolución del consumo de energía final por sectores
(1980-2003) (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
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	33.555	35.732
Carbón	3.191	4.130	5.094	4.829	4.873	4.418	4.131	3.752	3.766	3.884	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
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	12.801
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	10.270	12.097
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	7.986	8.458
TRANSPORTE	14.570	14.488	14.929	14.077	15.663	15.542	16.365	17.499	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	36.188
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
P. Petrolíferos	14.414	14.328	14.769	13.907	15.486	15.345	16.168	17.296	19.333	21.325	22.478	22.953	23.643	23.493	24.967	26.316	27.166	28.791	29.981	31.176	31.913	33.392	33.964	35.748
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
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
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	24.174	25.262
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
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	11.486
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
Electricidad	2.938	3.034	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	9.403	10.021
TOTAL	50.208	48.792	49.065	48.552	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	92.104	97.183
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
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	60.034
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	14.175	15.793
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	17.801	18.919
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	37.92	37.07	37.83	36.94	36.43	36.77
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	37.32	37.24
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	26.25	25.99

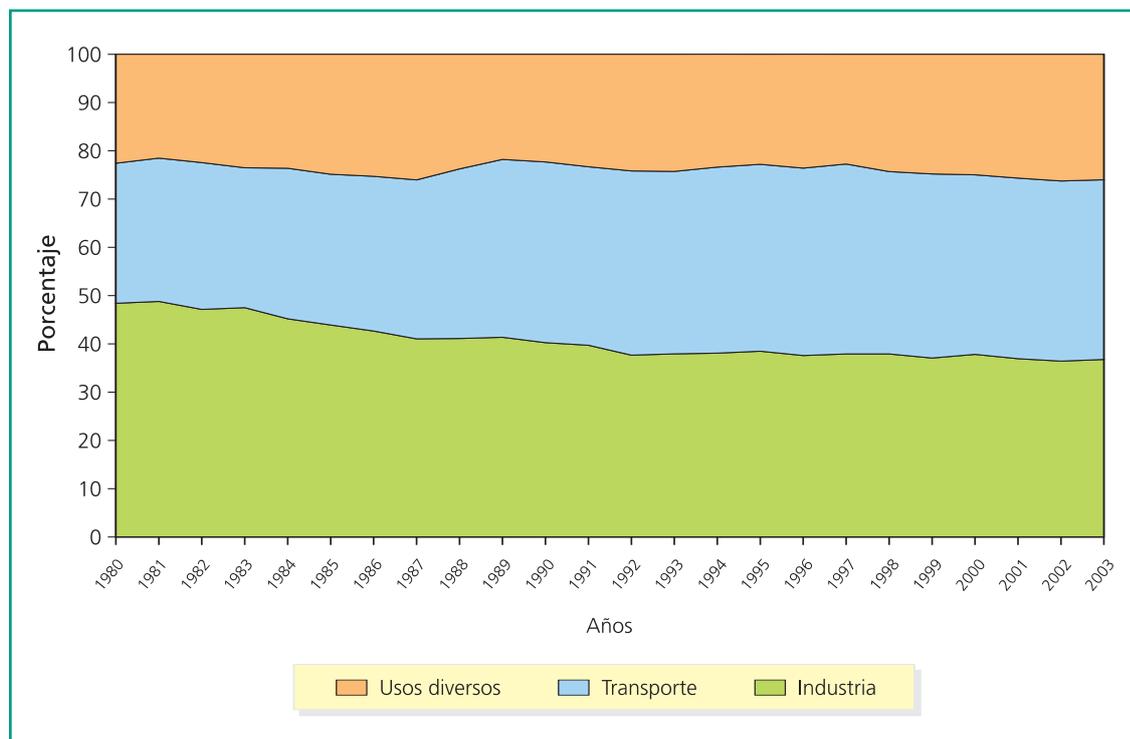
Metodología: AIE.

Nota: No incluye energías renovables.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.3

Evolución del consumo de energía primaria



CUADRO A.4
Evolución del consumo de energía final por unidad de PIB
(1980-2003) (tep/Millón de EURO)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PIB	304,23	303,82	307,61	313,05	318,64	326,03	336,64	355,32	373,41	391,45	406,25	416,58	420,46	416,12	426,04	437,79	448,46	466,51	486,79	507,34	528,71	543,75	554,85	568,31
Carbón/PIB	11,52	14,98	18,03	16,98	17,08	15,43	14,21	11,86	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	4,68	4,48	4,29
P. Petrolíferos/PIB	124,04	116,03	112,08	108,23	108,53	104,62	104,62	104,18	102,64	101,13	100,66	101,40	101,03	103,33	105,21	107,25	107,27	107,41	110,28	105,98	105,21	105,30	103,89	105,64
Gas/PIB	4,01	3,90	3,83	3,55	4,86	5,42	5,95	6,93	8,44	10,51	11,15	12,00	12,26	12,33	13,26	14,96	16,33	17,50	19,90	21,55	23,25	24,29	25,55	27,79
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	30,84	31,80	32,08	33,29
ENERGÍA 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	164,12	166,07	166,00	171,00
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,31	96,65	93,98	95,45	92,49	91,89	90,59	90,21	90,50	90,49	91,26	90,26	91,48	93,08	95,04	95,56	96,03	99,85	98,70	99,44	100,62	100,58	103,62

Metodología: AIE.

PIB en miles de millones de Euros a precios constantes de 1995.

Fuente: DGPEM.

CUADRO A.5
Evolución del consumo de energía final por habitante
(1980-2003) (tep/habitante)

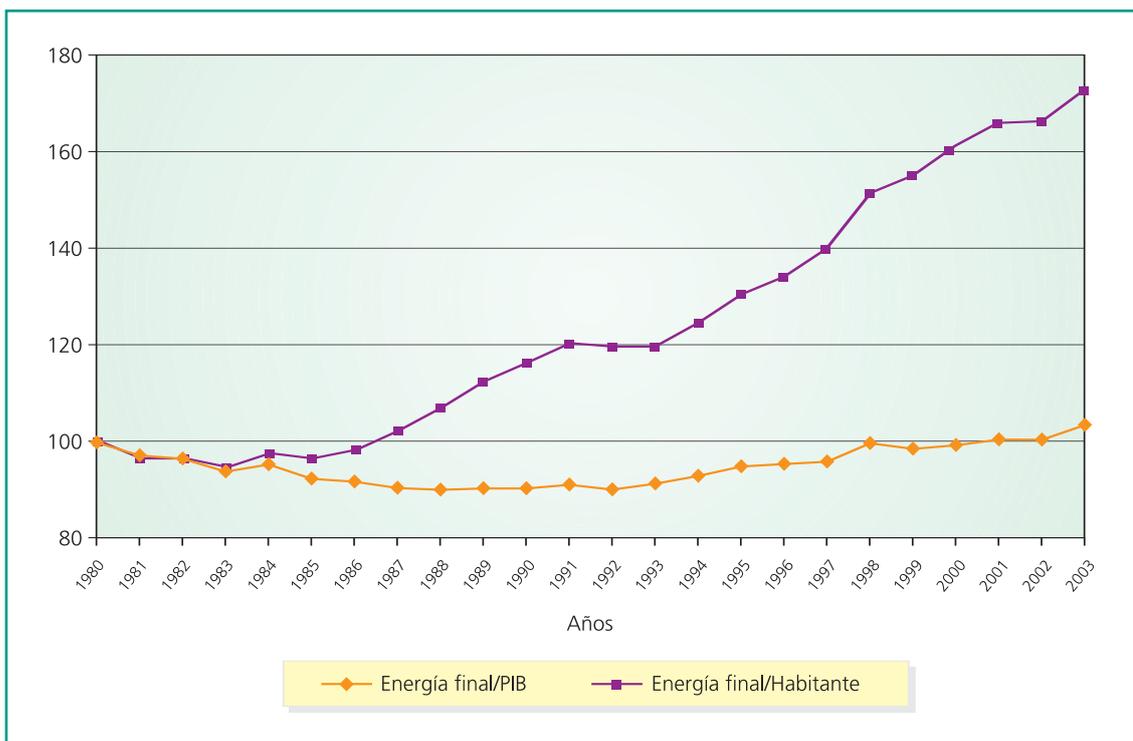
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,47	39,57	39,72	39,96	40,38	40,85	41,55	42,20
Carbón/hab.	0,09	0,12	0,15	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
P. Petrolíferos/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	1,39	1,42
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
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
ENERGÍA 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	2,21	2,22	2,30
ÍNDICE (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	164,61	165,07	171,51

Metodología: AIE.

Población en millones de habitantes.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.4

**Intensidad energética final
Índice 1980 = 100**

CUADRO A.6
Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB
(1980-2003) (tep/Millón de EURO)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
PIB	304,23	303,82	307,61	313,05	318,64	326,03	336,64	355,32	373,41	391,45	406,25	416,58	420,46	416,12	426,04	437,79	448,46	466,51	486,79	507,34	528,71	543,75	554,85	568,31
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	41,87	37,16	40,80	37,40
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	121,80	124,74	123,61	123,03	126,69	124,26	122,30	122,71	121,85	121,96
Gas natural/PIB	5,15	5,81	6,14	7,03	5,89	6,73	6,94	7,45	9,21	11,51	12,31	13,23	13,91	14,01	15,21	17,14	18,73	23,70	24,27	26,68	28,79	30,17	33,80	37,40
Nuclear/PIB	4,44	8,21	7,43	8,87	18,88	22,42	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	30,66	30,53	29,60	28,37
Hidráulica/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	5,57	7,59	5,08	8,05
Saldo internac/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	0,83	0,19
ENERGÍA PRIMARIA/PIB	225,98	222,65	220,50	215,58	218,98	217,07	218,75	214,32	211,67	219,22	216,67	217,59	218,59	218,27	219,20	223,10	218,38	222,34	227,36	228,38	229,91	228,71	231,96	233,38
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	98,52	97,57	95,40	96,90	96,05	96,80	94,84	93,67	97,00	95,88	96,29	96,73	96,59	97,00	98,72	96,64	98,39	100,61	101,06	101,74	101,21	102,64	103,27

Metodología: AIE.

PIB en miles de millones de Euros a precios constantes de 1995.

Fuente: DGPEM.

CUADRO A.7
Evolución del consumo de energía primaria por habitante
(1980-2003) (tep/habitante)

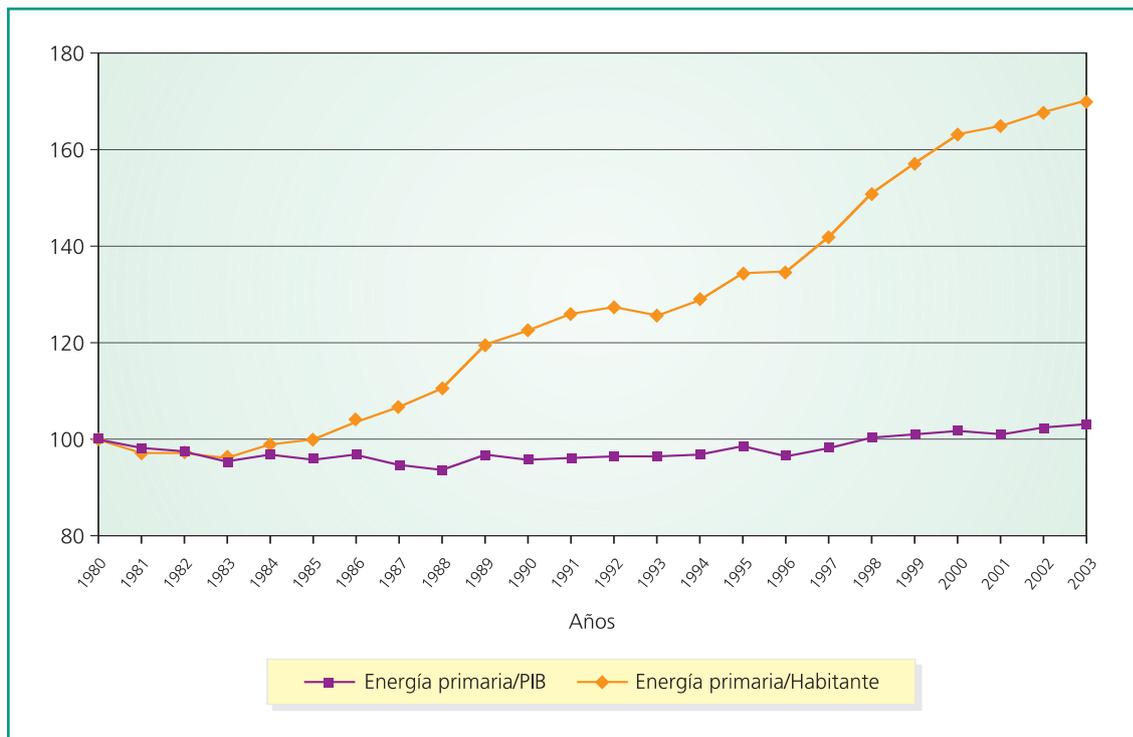
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,5	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22	39,31	39,38	39,47	39,57	39,72	39,96	40,38	40,85	41,55	42,20
Carbón/hab.	0,36	0,40	0,45	0,46	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	0,50
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	1,63	1,64
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
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	0,40	0,38
Hidráulica/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
Saldo internac/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	0,01	0,00
ENERGÍA 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	3,10	3,14
ÍNDICE (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	165,56	168,46	170,94

Metodología: AIE.

Población en millones de habitantes.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.5

Intensidad energética primaria
Índice 1980 = 100

CUADRO A.8

**Evolución de la producción nacional de carbón
(1980-2003) (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
Hulla +Antracita	13.293	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
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
Lignito pardo	11.410	14.650	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
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	23.486	22.685	22.035	20.548

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

CUADRO A.9

**Evolución de la producción nacional de carbón
(1980-2003) (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
Hulla +Antracita	6.939	7.646	7.951	7.993	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
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
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
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

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.6

Producción nacional de carbón

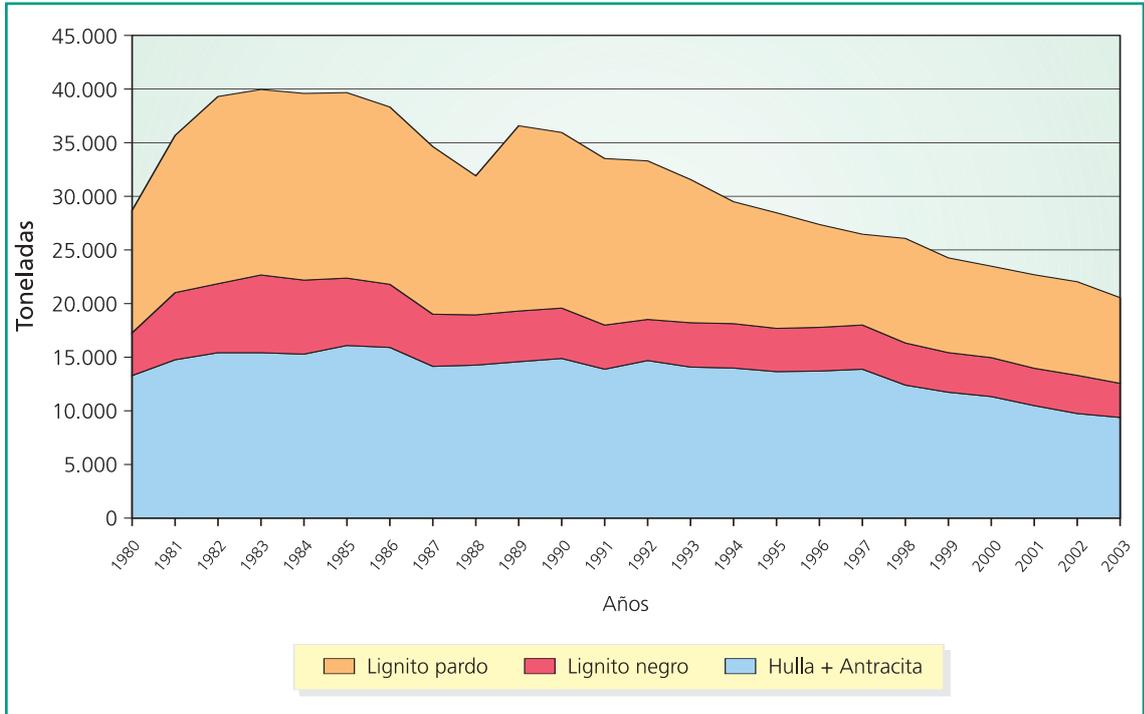
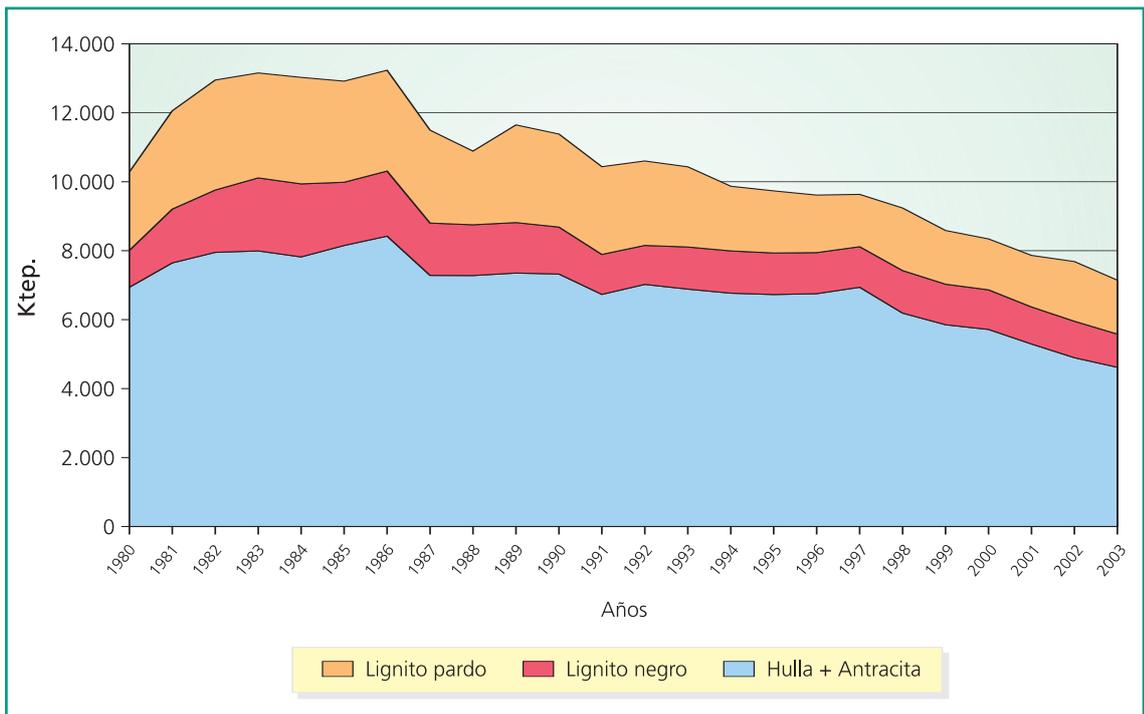


GRÁFICO A.7

Producción nacional de carbón



CUADRO A.10

**Evolución de la producción nacional de energía
(1980-2003) (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
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	8.586	8.341	7.863	7.685	7.144
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
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
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
Hidráulica	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	4.573
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	28.360

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

CUADRO A.11

**Evolución del grado de abastecimiento
(1980-2003) (%)**

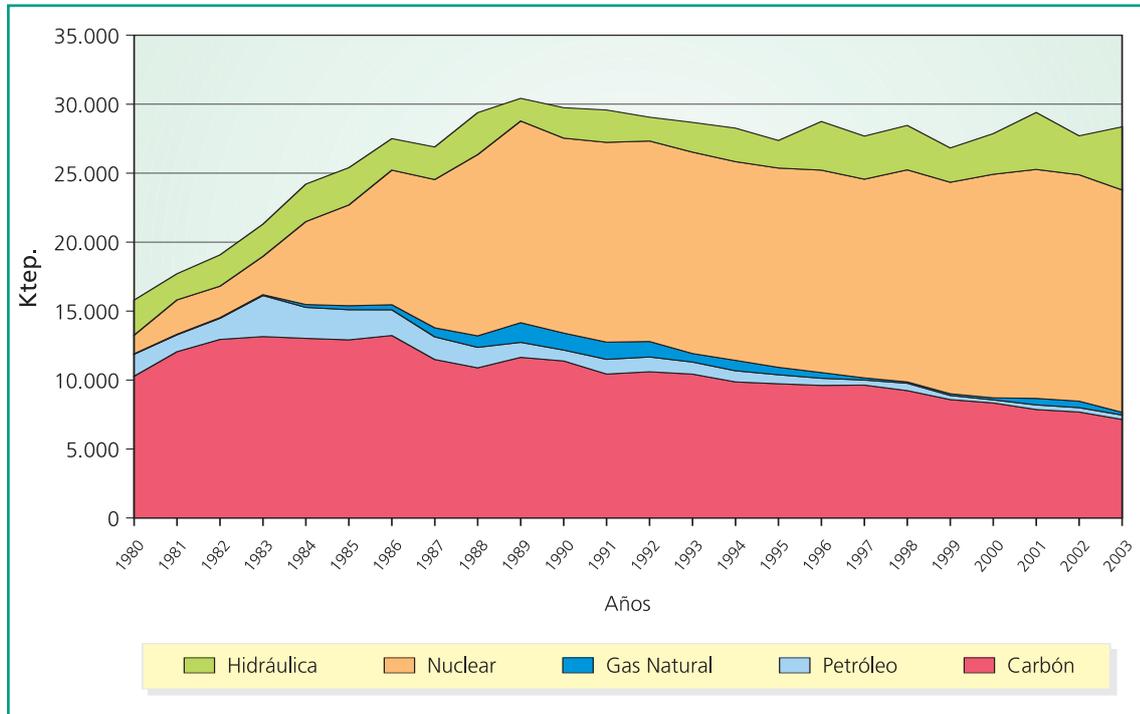
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Carbón	77,1	79,4	75,0	74,6	72,1	67,5	70,8	63,8	71,4	60,8	60,0	55,0	55,0	56,6	54,8	52,0	60,8	53,5	50,5	40,9	37,7	38,9	33,9	33,6
Petróleo	3,2	2,6	3,4	7,0	5,5	5,5	4,6	3,9	3,3	2,4	1,7	2,2	2,1	1,8	1,6	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5
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
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
Hidráulica	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

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.8

Producción nacional de energía



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 Mwh = 0,086 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 petróleo (tep)

Valores estimados	(Tep/TM)	Coeficientes recomendados por la IAE	(Tep/TM)
Carbón		Productos petrolíferos	
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
		– Gasolinas	1,070
Coquerías:		– Keroseno aviación	1,065
– Hulla	0,6915	– Keroseno agrícola y corriente	1,045
		– Gasóleos	1,035
Resto usos:		– Fuel-oil	0,960
– Hulla	0,6095	– Naftas	1,075
– Coque metalúrgico	0,7050	– Coque de petróleo	0,740
		– Otros productos	0,960
		Gas natural (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		Electricidad (Tep/Mwh)	0,086
		Hidráulica (Tep/Mwh)	0,086
		Nuclear (Tep/Mwh)	0,2606

➤ **Prefijos:** Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

➤ **Unidades y factores de conversión para energía**

	A:	Tj	Gcal	Mtep	Mtermias	GWh
De:	Multiplicar por:					
Tj		1	238.8	2.388×10^{-5}	0.2388	0.2778
Gcal		4.1868×10^{-3}	1	10^{-7}	10^{-3}	1.163×10^{-3}
Mtermias		4.1868	10^3	10^{-4}	1	1.163
Mtep		4.1868×10^4	10^7	1	10^4	11.630
GWh		3.6	860	8.6×10^{-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 = 10^9 m³
 1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias.

➤ Abreviaturas y símbolos

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
AEAT	Agencia Estatal de Administración Tributaria.
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.
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.