

La

energía

en

España

2

0

0

1

NIPO: 375-02-031-2
ISBN: 84-9720-029-2
Depósito legal: M. 28.646-2002

Elaboración y Coordinación: Dirección General de Política Energética y Minas
Subdirección General de Planificación Energética

Edita y Distribuye:
Centro de Publicaciones y Documentación
Ministerio de Hacienda
Plaza del Campillo del Mundo Nuevo, 3
28005 Madrid
Tel.: 91 506 37 40 – Fax: 91 527 39 51

Imprime:
Imprenta FARESO, S. A.
Paseo de la Dirección, 5
28039 Madrid
Tel.: 91 459 92 52

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	16
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
3.3 Estructura de tarifas	44
3.4 Regulación legal del sector	55
3.5 Evolución del mercado organizado de la electricidad en 2001	56
3.6 Evolución económica del sector eléctrico	58
4 Sector nuclear	65
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear	65
4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear	66
4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	66
4.4 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras	67
4.5 Normativa nacional y de la UE aprobada en el año y en negociación	69
4.6 Actividad de organismos internacionales	70
5 Sector carbón	75
5.1 Situación actual	75
5.1.1 Panorámica general del sector	75
5.1.2 Demanda interior	75



5.1.3	Características de la oferta y del proceso productivo	76
5.1.4	Comercio exterior	78
5.2	Estructura del sector	80
5.3	La política carbonera en 2001	80
6	Sector gas	85
6.1	Demanda	85
6.2	Oferta	86
6.3	Precios	88
6.4	Normativa	94
7	Sector petróleo	101
7.1	Demanda	101
7.2	Oferta	103
7.3	Precios de productos petrolíferos	106
7.4	Regulación legal del sector	109
8	Eficiencia energética, cogeneración y energías renovables	115
8.1	Eficiencia energética	115
8.2	Cogeneración	125
8.3	Energías renovables	128
9	Energía y medio ambiente	133
9.1	Ámbito internacional	133
9.2	Unión Europea	138
9.2.1	Estrategia de desarrollo sostenible	138
9.2.2	Estrategia de acidificación	142
9.2.3	Otras Directivas Comunitarias	146
9.3	Ámbito nacional	147
10	Investigación y desarrollo en el sector energético	153
10.1	El 4.º Plan Nacional I+D+I	153
10.2	Resultados del Programa Nacional de Energía en 2001	155
10.3	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT).	161
11	Redes de transporte y distribución eléctrico y gasista	165
11.1	Redes eléctricas. Realizaciones en 2001	165
11.2	Redes gasistas. Realizaciones en 2001	172
11.3	Proceso de planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista.	174
	Anexo estadístico	177

Introducción

Se presenta el informe anual del ejercicio 2001 de la energía en España, con el análisis pormenorizado de los Balances Energéticos y una visión de las disposiciones legales que inciden en el mercado energético, que en el caso de la electricidad, lleva cuatro años de experiencia de funcionamiento eficaz y que ha continuado progresando, plenamente imbricado, en el desarrollo de la liberalización.

El mercado energético español ha desarrollado en el año 2001 su actividad en un marco de significativa desaceleración de la economía internacional, especialmente intenso en los Estados Unidos, pero que afectó también de forma sustancial a los países europeos. Esta situación incidió muy desfavorablemente sobre la inversión y en menor medida sobre el consumo. El crecimiento de la economía española también fue inferior al año 2000, pero se situó en niveles todavía importantes, cercanos al 3% que superaban en más de un punto la media de la Unión Europea, y estaban sustentados por la fortaleza del consumo.

Desde el punto de vista cuantitativo, el consumo de energía en España y en el conjunto del año 2001 ha crecido a una tasa menor a la del año anterior, aunque en los últimos meses del año se registró una significativa aceleración. Esta evolución ha venido acompañada de un descenso de los precios del petróleo en los mercados internacionales, especialmente en el segundo semestre. Por sectores consumidores finales, se ha registrado un menor aumento de la demanda energética de la industria y del transporte, mientras en el sector doméstico y terciario han influido las condiciones climáticas ligeramente más severas que las del año anterior, especialmente en los últimos meses. Aún con esta moderación del crecimiento de la demanda, el ratio de intensidad energética final continúa creciendo.

En este contexto, la demanda de electricidad, siguiendo la pauta de los últimos cinco años, continuó expandiéndose a ritmos muy superiores a los del PIB e incluso a los del consumo privado, registrando en el 2001, un crecimiento del 5,8%. Por su parte, la producción de energía eléctrica aumentó el 5,6%, destacándose el fuerte incremento de las energías renovables, fundamentalmente la hidráulica y la eólica, que crecieron el 40,3% respecto del año anterior. La electricidad generada en régimen especial prosiguió aumentando su cuota de mercado, que alcanza ya el 17,7% del total. Es significativo indicar que el precio medio de la electricidad registró en el pasado ejercicio un nuevo descenso del 2%, equivalente al 4,6% en términos reales.

El año 2001 ha sido muy importante para el mercado de gas, en el que se ha mantenido el nivel de progreso en la creación de infraestructuras, incrementándose notablemente el consumo de gas, imbricándose de forma intensiva en la generación eléctrica, con la construcción de las nuevas centrales de ciclo combinado. La liberalización del



sector se está produciendo a una excelente velocidad, significándose que durante el año 2001, se ha establecido una nueva normativa sobre el régimen económico del sector que comporta un cambio importante en su regulación, la cual ha sido completada en febrero del presente año 2002, por medio de Órdenes Ministeriales, referidas a la retribución de las actividades del sector, de las tarifas de venta y de los peajes de acceso de terceros a las infraestructuras. Igualmente es de destacar que también se ha regulado el sistema de adjudicación al mercado de los comercializadores del 25% del contrato vigente de gas natural canalizado de Argelia.

En el sector carbón nacional, continúa desarrollándose el plan de reordenación del sector, de acuerdo a las directivas comunitarias y la actividad del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

En junio del año 2001, se inició por Órdenes Ministeriales, un proceso reglado de Planificación vinculante de redes de transporte, que, con carácter armonizador, integra a las eléctricas y las gasistas. La incorporación y elaboración de los datos suministrados por las CC.AA., Operadores de los Sistemas, empresas y agentes vinculados, ha dado lugar a un documento de trabajo, producto de una fase intermedia del proceso, denominado «Planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista» que contiene, con carácter indicativo, las previsiones de demanda y de cobertura, y con carácter vinculante las de instalaciones de transporte, incluyendo las conexiones internacionales. Se trata en definitiva de un proceso que tendrá un efecto positivo y beneficioso para el correcto funcionamiento del mercado energético, a corto y medio plazo.

El proceso de liberalización que se desarrolla en el sector energético en España, coincide con los objetivos de protección del medio ambiente en sus actividades. Las últimas Directivas aprobadas (sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión-GIC, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos-NEC, nuevas especificaciones de productos petrolíferos) inciden de forma significativa en el sector, implicando la realización de fuertes inversiones. A ello hay que añadir las futuras restricciones que se van a derivar del cumplimiento de los compromisos del Protocolo de Kioto.

Además de las cuestiones anteriores, el informe que se presenta recoge, por primera vez desde que se inició su elaboración, la identificación de las infraestructuras de transporte, eléctricas y gasistas, realizadas en el año 2001.

Finalmente, se desarrolla un aspecto importante de la política energética, como es el programa Tecnológico de I+D Energético, que refleja el apoyo de la Administración a la investigación y el desarrollo tecnológico en el sector energético, como una actividad clave a la que todo el sector debe prestar especial atención.

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 Economía por Real Decreto 557/2000 de 27 de abril de 2000, y cuya estructura orgánica básica se estableció por Real Decreto 689/2000 de 12 de mayo de 2000.

Dentro de éste, las competencias residen en la Secretaría de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, 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 Economía

A través de la la Secretaría de Estado de Economía, de la Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa:



- *Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.*
- *La Corporación de Reservas Estratégicas (CORES), como órgano de gestión y mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de petróleo y productos petrolíferos.*

A través de la Subsecretaría de Economía:

- *Comisión Nacional de la Energía.*

Finalmente, el *Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)*, dependiente del Parlamento e independiente de la Administración, se relaciona con el Gobierno a través del Ministro de Economía 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 y, especialmente, en la Unión Europea, de acuerdo con informes de la Comisión Europea y Agencia Internacional de la Energía.

1.1 Política energética

Los países desarrollados continúan desarrollando políticas energéticas orientadas al logro de tres objetivos básicos, que deben hacerse compatibles: aumento de la competitividad de la economía con mejora de la eficiencia energética, integración de los objetivos medioambientales y seguridad en el abastecimiento. Estos objetivos deben lograrse en un mercado energético internacional caracterizado en los últimos años por la abundancia de oferta de energía, aunque con tensiones de precios en 1999 y 2000, y crecimiento sostenido de la demanda.

Como instrumentos de política energética para lograr estos objetivos, se sigue tendiendo 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 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, aunque experiencias como la de California ha mostrado que los riesgos de desequilibrio son más elevados durante la transición a la liberalización, por lo que en algunos países se está desarrollando una segunda generación de reformas normativas en este campo.

Asimismo, la preocupación por minorar el impacto de las actividades energéticas sobre el medio ambiente, ha llevado al diseño de estrategias que permitan cumplir los acuerdos internacionales reguladores que afectan de modo directo al sector energético, en particular, los relativos a las emisiones de gases de efecto invernadero.

El desarrollo de las medidas tendentes a la consecución de estos dos 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 la competencia se pretende que logre precios energéticos más bajos. La mayor producción y desarrollo de energías limpias mediante el sistema de primas, hace gravar los precios que repercuten en la competitividad. Por otra parte, tecnologías de uso final o de transformación de la energía más eficientes suelen ser también más competitivas.

En la Unión Europea, la política energética en los últimos años tiene varias líneas de actuación:

- Impulso del mercado único de electricidad y gas a nivel de UE, tratando de lograr en 2005 un alto nivel de liberalización, armonizando la disparidad de legislaciones actual entre Estados Miembros.

- Armonización fiscal de los productos energéticos.
- Fomento de los intercambios energéticos intracomunitarios, mediante redes internacionales.
- Estrategia Europea de Seguridad de Suministro: Plasmada en el Libro Verde que se aprobó a finales de 2000 y cuyo debate ha continuado en 2001: apoyo a 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.
- Fomento de las energías renovables. Con el objetivo de lograr en 2010 que estas fuentes alcancen el 12% del consumo total de energía en el UE y que el 22% de la generación eléctrica emplee estas fuentes.
- 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 Kyoto.

1.2 Demanda, producción y comercio energético

MUNDO

La demanda energética entre 1990 y 1999 creció un 1,5% anual, con gran dispersión según áreas geográficas. Al contrario que en la década anterior, se caracterizó por un crecimiento más rápido en el área de países OCDE que en el área no-OCDE (0,7% anual). Este cambio de tendencia se ha 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 22,9% en 1999, desde el 15,8% en 1980. En el mismo período, la OCDE ha bajado del 52,9% al 50,5%. 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 8%, mientras que en los de Norteamérica y del Pacífico creció el 20% y 33% respectivamente.

La eficiencia energética mejoró en 1990-94, un 0,8% anual, se estabilizó en 1994-96 y mejoró un 2,4 en 1997, un 2% en 1998 y 2,2% en 1999, 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 0,7% anual en la OCDE y al 1,6% 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

CUADRO 1.1

Balance energético de la OCDE (Mtep)

	1990	1999	%99/90 anual
Producción de energía	3.410,6	3.790,3	1,3
Carbón	1.056,9	988,3	-0,8
Petróleo, GNL y feedstocks	924,3	1.017,0	1,2
Gas natural	717,1	883,5	2,6
Nuclear	450,0	577,5	3,2
Resto	262,2	324,1	2,7
Importaciones-exportaciones	1.224,1	1.463,7	2,3
Carbón	16,7	55,8	16,3
Petróleo	1.065,3	1.191,6	1,4
■ Petróleo crudo (incluye condensados de GNL y feedstocks)	941,7	1.110,1	2,1
■ Productos petrolíferos	123,6	81,5	-5,1
Gas natural	139,9	215,2	5,5
Electricidad	2,0	0,6	-13,7
Consumo de energía primaria	4.512,3	5.229,5	1,9
Carbón	1.056,3	1.063,5	0,1
Petróleo	1.863,7	2.137,1	1,7
Gas natural	840,1	1.102,0	3,5
Resto	752,2	926,8	2,6
Producción eléctrica (TWh)	7.559,8	9.332,9	2,7
Nuclear	1.724,8	2.215,9	3,2
Hidráulica, eólica y geotérmica	1.202,7	1.367,6	1,6
Térmica	4.529,2	5.607,1	2,7
Resto	103,0	142,4	
Consumo de combustibles en generación eléctrica	1.077,2	1.236,6	1,7
Carbón	727,5	849,7	2,0
Productos petrolíferos	128,4	130,1	0,2
Gas	171,0	301,5	7,3
Renovables y RSU	50,3	67,7	3,8
Usos no energéticos	115,8	128,5	1,3

CUADRO 1.1 (continuación)

Balance energético de la OCDE (Mtep)

	1990	1999	%99/90 anual
Consumo de energía final	3.130,4	3.552,6	1,6
Carbón	228,2	128,0	-7,0
Productos petrolíferos	1.636,4	1.897,0	1,9
Gas	590,4	688,5	1,9
Electricidad	548,2	682,9	2,8
Energías renovables	84,3	106,6	3,0
Consumo de energía final por sectores			
Industria	995,9	1.056,3	0,7
Transporte	988,8	1.203,5	2,5
Otros sectores	1.029,9	1.164,4	1,5
Emissiones de CO₂ (Mt)	11.011,9	12.152,4	1,2
PIB (billion \$ Usa 95 a PPC)	19.025,1	23.626,3	2,7
Consumo Energía Primaria/PIB (tep/M\$95)	237,2	221,3	-0,9
Emissiones CO ₂ /cápita (t. CO ₂ /habitante)	10,6	10,9	0,4

Fuente: AIE.

1988. Los consumos bajaron en el área OCDE un 0,9% anual desde 1980, mientras en el resto crecieron una media del 0,7% anual, alcanzando el 60% del total mundial. La industria en Asia, excluyendo Japón y Nueva Zelanda, consume un tercio del consumo de la industria mundial.

Sin embargo, en el *transporte*, el consumo energético continúa creciendo 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 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.

Por energías, el mix de combustibles está cambiando hacia el gas desde 1990. El petróleo sigue siendo la fuente predominante, con un estable 36% de la demanda total

mundial y fuerte crecimiento en áreas no-OCDE (alcanzan el 33% del consumo total en 1999), 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 alcanzaron el 13,5% del total en 1998, 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 2,7% 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.

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 1,5% anual desde 1990, especialmente en petróleo, gas y nuclear, mientras en los países no-OCDE crece en carbón y renovables y a tasa mucho menor. En este efecto ha tenido gran influencia la caída de la producción en los países del este de Europa y Rusia. La producción de petróleo de la OPEP se mantiene por encima del 40% del total.

La OCDE absorbe alrededor del 80% de los intercambios internacionales netos de energía, aunque éstos suponen sólo el 20% del consumo total mundial en 1998. 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 1999 un 6% superiores a las de 1990, beneficiándose del fuerte descenso en el área CIS en el período debido a la reducción del consumo por la crisis económica. En Europa no hubo aumento 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 1999, mientras en 1980 eran el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

UNIÓN EUROPEA

En el período 1990-99, el consumo total de energía aumentó el 1% anual, por debajo del 1,8% de crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una significativa mejora de la eficiencia energética, un descenso del 0,8% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.2). No obstante, en esta evolución está incluido el efecto de la reu-

CUADRO 1.2

Balance energético de la Unión Europea (Mtep)

	1990	1999	%99/90 anual
Producción de energía	708,3	770,5	0,9
Carbón	209,9	110,2	-6,9
Petróleo	117,0	167,8	4,1
Gas natural	132,9	185,5	3,8
Nuclear	181,4	220,5	2,2
Resto	67,2	86,6	2,9
Importaciones-exportaciones	644,0	705,5	1,0
Carbón	88,2	99,2	1,3
Petróleo	460,9	457,0	-0,1
■ Petróleo crudo	436,8	441,6	0,1
■ Productos petrolíferos	24,2	15,4	-4,9
Gas natural	92,5	147,3	5,3
Electricidad	2,3	2,0	-1,6
Consumo de energía primaria	1.319,2	1.442,4	1,0
Carbón	301,2	209,7	-3,9
Petróleo	545,8	595,3	1,0
Gas natural	222,1	328,3	4,4
Resto	250,2	309,1	2,4
Producción eléctrica (TWh)	2.155,7	2.531,3	1,8
Nuclear	720,1	868,2	2,1
Hidráulica y eólica	276,4	343,3	2,4
Térmica	1.159,2	1.319,8	1,5
Potencia eléctrica (GWe)	523,0	574,6	1,1
Nuclear	116,7	124,7	0,7
Hidráulica y eólica	111,7	127,2	1,5
Térmica	294,6	322,8	1,0
Consumo de combustibles en generación eléctrica	269,6	284,4	0,6
Carbón	182,2	144,8	-2,5
Prod. Petrolíferos	42,5	37,8	-1,3
Gas	36,6	86,4	10,0
Resto	8,2	15,4	7,2

CUADRO 1.1 (continuación)

Balance energético de la Unión Europea (Mtep)

	1990	1999	%99/90 anual
Usos no energéticos	85,2	92,4	0,9
Consumo de energía final	863,6	955,2	1,1
Carbón	80,6	40,5	-7,4
Productos petrolíferos	397,6	438,9	1,1
Gas	178,2	228,2	2,8
Electricidad	156,0	185,1	1,9
Calor	16,7	21,7	2,9
Energías Renovables	34,5	40,8	1,9
Consumo de energía final por sectores			
Industria	266,0	263,5	-0,1
Transporte	253,8	305,8	2,1
Doméstico y Terciario	343,4	385,6	1,3
Emisiones de CO₂ (Mt)	3.080,0	3.085,3	0,0
PIB (bill. EUR 1990)	5.315,0	6.237,4	1,8
Consumo Energía Primaria/PIB (tep/MEUR90)	248,2	231,3	-0,8
Emisiones CO ₂ /cápita (t. CO ₂ /habitante)	8,4	8,2	-0,3

Fuente: Comisión Europea.

nificación 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 4,4% anual, muy por encima de las demás energías. Esta aceleración se debe a la demanda en generación eléctrica (+159%), a la extensión de las redes de gasoductos que ha permitido el acceso del gas a nuevos mercados (+38% en el sector doméstico y terciario y +27% en la industria) y a la normativa de protección del medio ambiente. Desciende la demanda de carbón, a tasas del 3,9% anual, tanto a su uso en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a la progresiva supresión de las ayudas públicas, lo que ha permitido su sustitución por otras energías. Las energías renovables supusieron en 1999 el 5,7% 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 2,1% 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 supone el 32% de la demanda final total, frente



al 14,6% en 1985. Entre 1985 y 1999, el consumo del transporte aumentó un 50%, lo que supuso el 79% 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 1,3% 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, 1,9% anual desde 1990 frente al 1,1%, 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 1,1% desde 1990, debido a dos mercados que suponen el 64% del total en 1999 frente al 50% en 1985: la demanda de materias primas para petroquímica y los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehículos diesel.

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 1999 se registraron unas condiciones climáticas similares a las de 1990 y las emisiones de CO₂ fueron próximas, mientras la economía creció el 17%. 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.

Destacan las emisiones del transporte, que crecen de forma continua (29% del total en 1999), 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 52% desde 1990, debido a que el 40% del gas y el carbón consumidos se importan, así como el 79% del petróleo. En el período 1990-1999 aumentó significativamente la producción de todas las energías excepto de carbón.

1.3 Precios energéticos

En 1999 y 2000 se registró un fuerte crecimiento de precios del petróleo crudo, debido a menor producción junto con exceso de demanda por el crecimiento económico. Durante 2001 el crudo Brent Dated, utilizado como «marcador», conoció sucesi-

vos ascensos y descensos, que al final del año dejaron la cotización muy por debajo de donde se encontraba al principio. Comenzó enero con media de 25,7 \$/Bbl y finalizó en diciembre con una media de 18,7 \$/Bbl.

Brent Dated

Año	Dólares por barril			Media anual €/Bbl
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2001	24,448	18,68	19,01 (31/12/01)	27,35
2000	28,496	25,12	22,77 (29/12/00)	31,06
Dif. absoluta	-4,05	-6,44	-3,76	-3,71
Dif. %	-14,21	-25,63	-16,51	-11,94

El patrón de evolución de la cotización internacional de las gasolinas fue similar al del crudo, con un descenso de la cotización media de un 17,7% respecto a la del año anterior. El gasóleo de automoción redujo su cotización media en un 17,5%. También hay que notar que el dólar se apreció un 2,91% en el mismo período.

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

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2001	245,8	162,2	171 (31/12/01)
2000	298,8	225,7	208 (29/12/00)
Dif. absoluta	-53	-63,5	-26
Dif. %	-17,74	-28,13	-12,50

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

Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2001	220,54	176,88	170,5 (31/12/01)
2000	267,45	273,53	257,5 (29/12/00)
Dif. absoluta	-46,91	-96,65	-87
Dif. %	-17,54	-35,33	-33,79



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 carbón térmico importado en España desde 1990 se indican en el gráfico 1.3, observándose una tendencia alcista en los dos últimos años.

GRÁFICO 1.1

Precio del petróleo crudo Brent

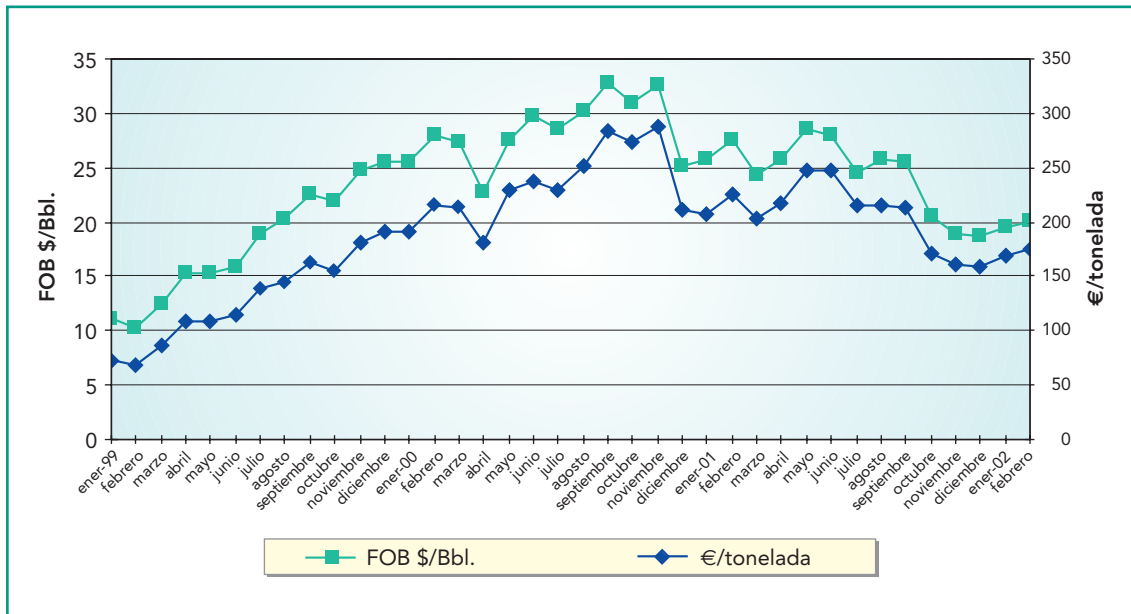


GRÁFICO 1.2

Precios de productos petrolíferos en Europa

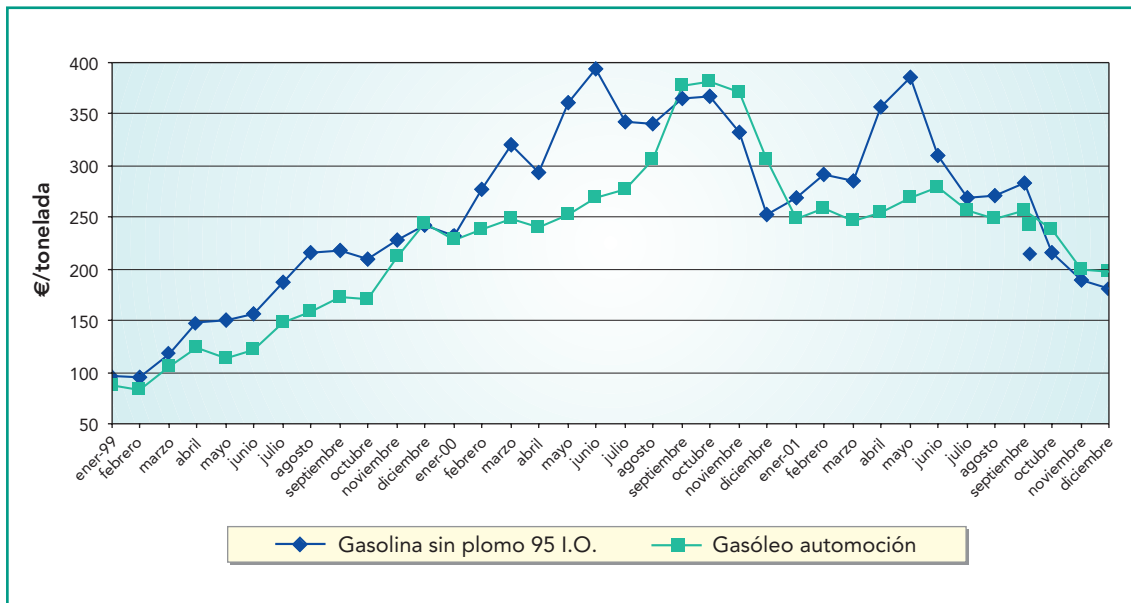
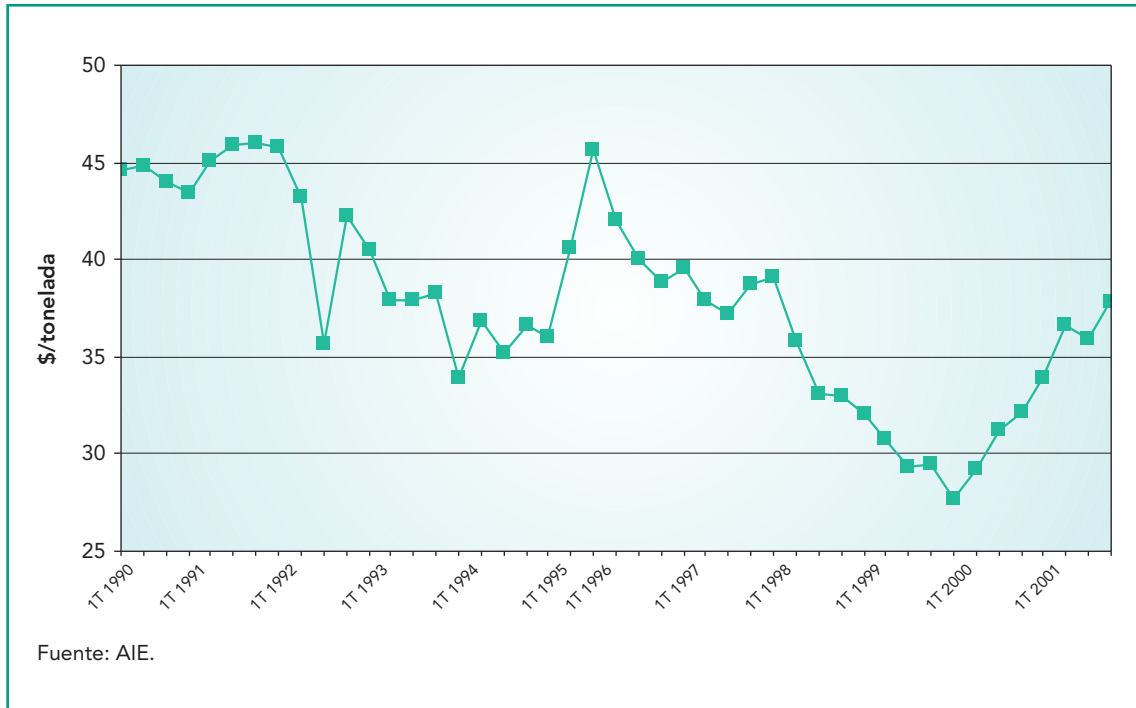


GRÁFICO 1.3

Precios del carbón térmico importado en España

2.1 Demanda de energía final

El consumo de energía final en España durante 2001, incluyendo el consumo final de energías renovables fue de 93.881 kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 4% superior al del año anterior. Esta tasa, ligeramente inferior a la registrada en 2000, se ha debido al menor crecimiento económico y a que las condiciones climáticas han sido más severas, especialmente en los últimos meses. La evolución en el año ha sido irregular, con descensos en el primer semestre e importante aceleración al final del año.

Por sectores, ha continuado aumentando la demanda energética del transporte, aunque en menor tasa que los años anteriores, también se ha moderado el crecimiento de la demanda industrial, tanto en combustibles como en materias primas. En el sector residencial y terciario la demanda también ha aumentado, favorecido por temperaturas medias más severas que las de 2000.

La demanda de energía eléctrica ha aumentado un 6% en 2001, tasa similar a la de años anteriores, debido al alto crecimiento del último trimestre. En relación con los combustibles, hay que destacar los crecimientos del 7,8% en el consumo total de gas natural y del 3% en consumos finales de productos petrolíferos. En el sector del transporte, destaca el bajo aumento del 1,7% en el consumo de querosenos de aviación, derivado de la ralentización del transporte aéreo desde septiembre y del 7,8% en gasóleos A y B, mientras la demanda de gasolinas ha bajado un 0,6%.

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

	2000		2001		2001/00
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	2.546	2,8	2.544	2,7	0,0
Productos petrolíferos	55.587	61,6	57.259	61,0	3,0
Gas	12.319	13,6	13.225	14,1	7,4
Electricidad	16.308	18,1	17.282	18,4	6,0
Renovables	3.545	3,9	3.571	3,8	0,8
TOTAL	90.305	100,0	93.881	100,0	4,0

Metodología: AIE.

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

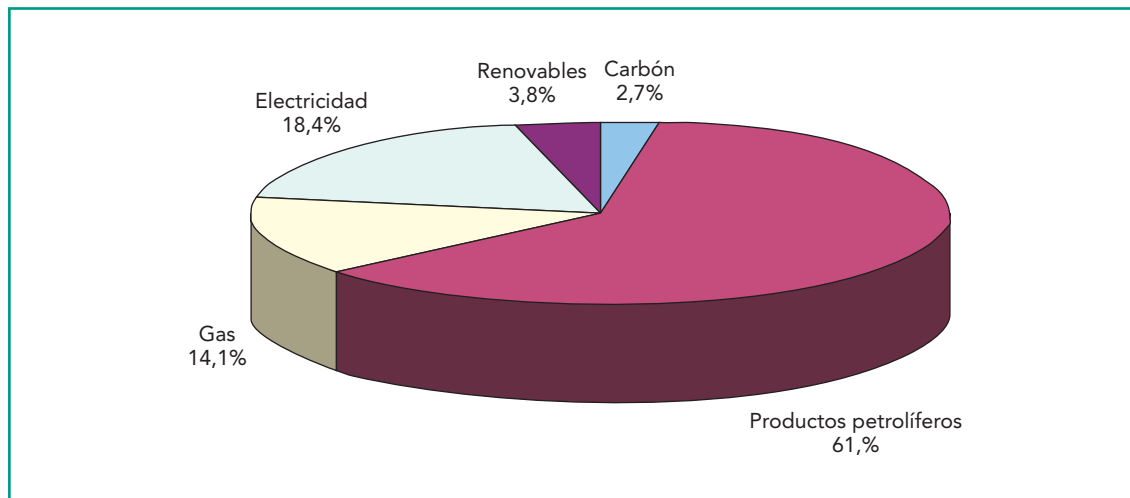
CUADRO 2.1.2

Consumo de energía final. Sectorización

	2000		2001		2001/00
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Industria	34.340	38,0	34.944	37,2	1,8
Transporte	32.276	35,7	33.786	36,0	4,7
Usos diversos	23.689	26,2	25.151	26,8	6,2
TOTAL	90.305	100,0	93.881	100,0	4,0

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.1

Consumo de energía final 2001**CARBÓN**

El consumo final de carbón fue de 2.544 Ktep (cuadro 2.1.3), similar al de 2000, continuando la tendencia decreciente de los últimos años. El consumo final de carbón se concentra fundamentalmente en el sector industrial de siderurgia, que consume más del 67% del total, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial, cuyo consumo está a extinguir debido a la sustitución por otros combustibles. En siderurgia la demanda de carbón aumentó un 1,3% y en cemento bajó un 3,6%.

CUADRO 2.1.3

Consumo final de carbón

	2000 ktep.	2001 ktep.	2001/00 %
Siderurgia	1.690	1.712	1,3
Cemento	191	184	-3,6
Resto de industria	586	584	-0,3
Usos domésticos	80	65	-18,4
TOTAL	2.546	2.544	0,0

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

PRODUCTOS PETROLÍFEROS

El consumo final de productos petrolíferos fue 57.259 Ktep, con un aumento del 3% respecto al de 2000 y el desglose por productos del cuadro 2.1.4. Por sectores, destaca la moderación del crecimiento de la demanda del transporte y también la de la industria.

CUADRO 2.1.4

Consumo final de productos petrolíferos

	2000 ktep.	2001 ktep.	2001/00 %
GLP	2.815	2.633	-6,5
Gasolinas	9.138	9.084	-0,6
— Sin plomo	5.795	6.671	15,1
— Resto	3.343	2.413	-27,8
Kerosenos	4.654	4.734	1,7
Gas-oil	25.867	27.882	7,8
— Gasoleo A+B	21.954	23.658	7,8
— Gasoleo C	3.913	4.224	7,9
Otros productos	13.113	12.926	-1,4
TOTAL	55.587	57.259	3,0

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.



En el sector del transporte continuó el fuerte crecimiento de la demanda de gasóleo auto, a pesar de la ralentización del aumento del tráfico de mercancías y debido a la dieselización del parque de turismos, que continúa creciendo de forma importante. La demanda de querosenos ha roto en 2001 su tendencia de fuerte aumento de años anteriores, debido a la menor demanda de movilidad aérea turística desde septiembre. En gasolinas, a pesar de la tendencia al alza en los niveles del consumo privado y del descenso de precio medio sobre el del año anterior, el cambio tecnológico indicado en los turismos nuevos ha provocado que la demanda se estanque, con un nuevo descenso del 0,6%. La gasolina con plomo ha sido sustituida en 2001 por un nuevo tipo de gasolina no plomada.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, bajó la demanda de productos petrolíferos para calefacción, a pesar de las condiciones climáticas del año y debido a la continua sustitución por gas natural.

GAS

Durante 2001 el consumo final de gas fue de 13.225 Ktep (cuadro 2.1.5), un 7,4% superior al de 2000, muy por encima de las demás energías aunque por debajo de las tasas de años anteriores, debido a la moderación del crecimiento de la demanda industrial final, mientras la del mercado doméstico-comercial vino afectada por la favorable climatología del primer trimestre, reactivándose en el último por las bajas temperaturas. El gas continúa ganando peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 14,1% en 2001.

ENERGÍA ELÉCTRICA

El consumo de electricidad para usos finales, en 2001 (cuadro 2.1.6), fue de 200.952 GWh, que equivalen a 17.282 Ktep con un incremento del 6% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el incremento de la demanda fue del 5,9%, mientras que

CUADRO 2.1.5
Consumo final de gas

	2000 ktep.	2001 ktep.	2001/00 %
Gas natural	12.287	13.192	7,4
Gas manufacturado	32	33	3,7
TOTAL	12.319	13.225	7,4

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO 2.1.6

Consumo final de electricidad

	2000 ktep.	2001 ktep.	2001/00 %
Peninsular	15.463	16.377	5,9
Extrapeeninsular	845	905	7,1
TOTAL	16.308	17.282	6,0

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

en los sistemas extrapeeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) creció el 7,1%. La continuidad de estas fuertes tasas de crecimiento son atribuibles a la actividad económica, junto con temperaturas medias más extremas. Continúa creciendo la aportación al sistema de los autoprodutores.

INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

El cuadro 2.1.7 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 1980. En los últimos años, se observa una tendencia de crecimiento de este ratio, que ya ha superado los niveles de 1980 (gráfico 2.2). En los cuadros de este Informe en los que, como en este caso, aparece una

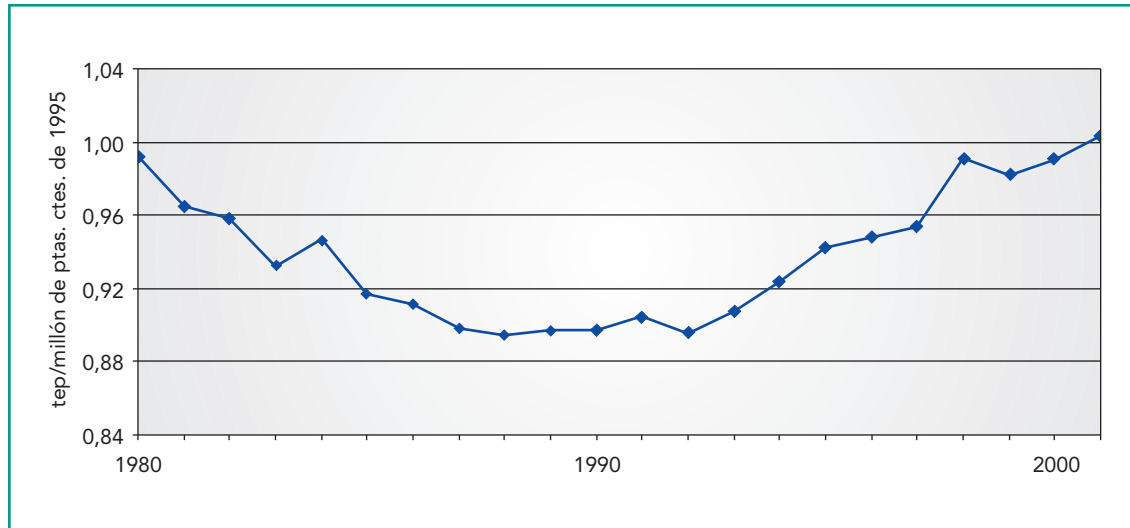
CUADRO 2.1.7

**Consumo de energía final por unidad de PIB
(tep/millón de ptas. ctes.)**

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
PIB	50.619	52.088	56.013	65.131	69.959	72.842	74.617	77.556	80.905	84.158	87.581	90.033
Carbón/PIB	0,07	0,10	0,09	0,07	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
P. petrolíferos/PIB	0,75	0,65	0,63	0,61	0,61	0,64	0,64	0,65	0,66	0,64	0,63	0,64
Gas/PIB	0,02	0,02	0,04	0,06	0,07	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15
Electricidad/PIB	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19
Energía final/PIB	0,99	0,93	0,91	0,90	0,90	0,94	0,95	0,95	0,99	0,98	0,99	1,00
TOTAL	0,99	0,93	0,91	0,90	0,90	0,94	0,95	0,95	0,99	0,98	0,99	1,00

Metodología: AIE.
No incluye energías renovables.
PIB en miles de millones de pesetas constantes de 1995.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.2

Intensidad energética (energía final/PIB)

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

2.2 Demanda de energía primaria

El consumo de energía primaria en España en 2001 fue de 127.929 Ktep (cuadro 2.2.1), con aumento del 2,3% sobre el de 2000. 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 2001 ha tenido relevancia la moderación del aumento de la producción termoeléctrica con carbón y demás combustibles fósiles, debido a la significativa recuperación de la generación hidroeléctrica en el conjunto del año. Destaca también el aumento de la generación eólica.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2001:

- El consumo total de carbón fue de 19.528 Ktep, con un descenso del 9,7% sobre el de 2000, correspondiendo cerca del 90% del consumo total al de centrales eléctricas. Este descenso se debe al menor uso en generación, dada la favorable hidraulicidad media del año.

CUADRO 2.2.1

Consumo de energía primaria

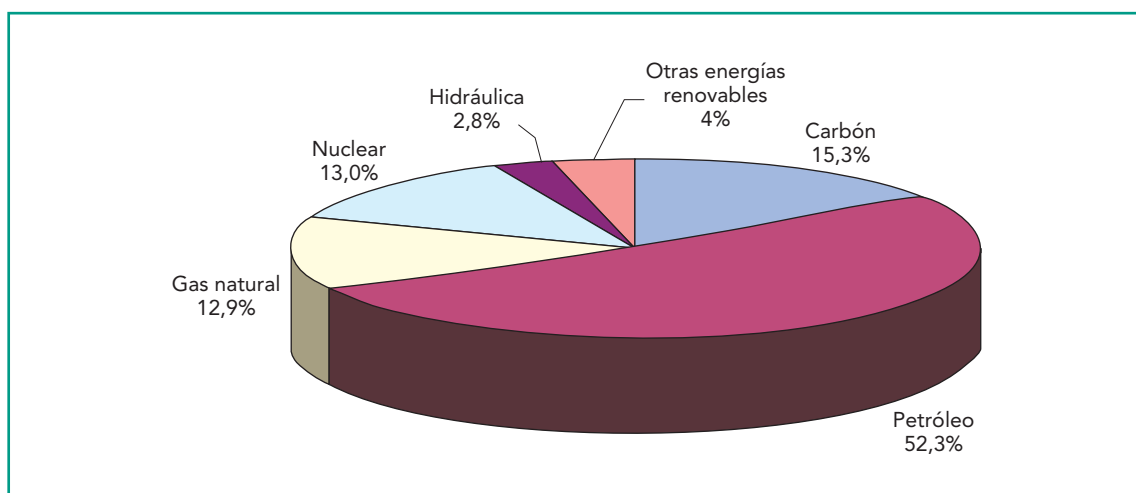
	2000		2001		2001/00
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	21.635	17,3	19.528	15,3	-9,7
Petróleo	64.663	51,7	66.721	52,2	3,2
Gas natural	15.223	12,2	16.405	12,8	7,8
Nuclear	16.211	13,0	16.602	13,0	2,4
Hidráulica	2.534	2,0	3.528	2,8	39,2
Otras energías renovables	4.456	3,6	4.847	3,8	8,8
Saldo eléct. (imp.-exp.)	382	0,3	297	0,2	
TOTAL	125.103	100,0	127.929	100,0	2,3

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

- El consumo total de petróleo fue de 66.721 Ktep, un 3,2% superior al del año anterior, tasa derivada de los consumos finales ya que su peso en la estructura de generación eléctrica es poco significativo.
- La demanda total de gas natural fue de 16.405 Ktep con un aumento del 7,8% respecto a 2000, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 12,8%, destacando el incremento de su uso en generación eléctrica, tanto en cogeneración como en centrales eléctricas convencionales.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 4847 Ktep, el 3,8% del total. La mayor parte se usa directamente en usos fina-

GRÁFICO 2.3

Consumo de energía primaria 2001



les, en especial la biomasa, que representa el 70%, correspondiendo el resto al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, RSU, solar, etc.

- La energía hidroeléctrica fue un 39,2% superior a la de 2000, aproximándose a los niveles considerados medios.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear aumentó un 2,4%, 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 ligero descenso en el último año, deriva-

CUADRO 2.2.2

Consumo de energía primaria por unidad de PIB
(tep/millón de ptas. ctes.)

	1980	1983	1986	1989	1992	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
PIB	50.619	52.088	56.013	65.131	69.959	72.842	74.617	77.556	80.905	84.158	87.581	90.033
Carbón/PIB	0,26	0,34	0,33	0,29	0,28	0,26	0,21	0,23	0,23	0,25	0,25	0,22
Petroleo/PIB	0,99	0,82	0,73	0,71	0,72	0,75	0,74	0,74	0,76	0,75	0,74	0,74
Gas natural/PIB	0,03	0,04	0,04	0,07	0,08	0,10	0,11	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18
Nuclear/PIB	0,03	0,05	0,17	0,22	0,21	0,20	0,20	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18
Hidráulica/PIB	0,05	0,04	0,04	0,03	0,02	0,03	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,05
Saldo eléct./PIB	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
Energía primaria/PIB	1,36	1,30	1,31	1,32	1,31	1,34	1,31	1,34	1,37	1,38	1,39	1,38

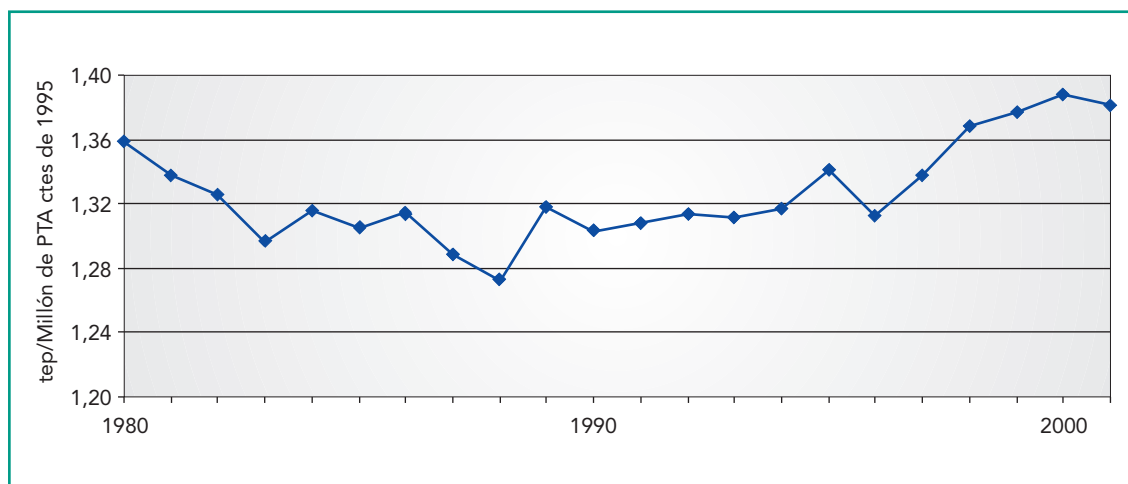
Metodología: AIE.

PIB en miles de millones de pesetas constantes de 1995.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.4

Intensidad energética (energía final/PIB)



do de la alta generación hidroeléctrica, que ha provocado una menor generación con carbón. No obstante, 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

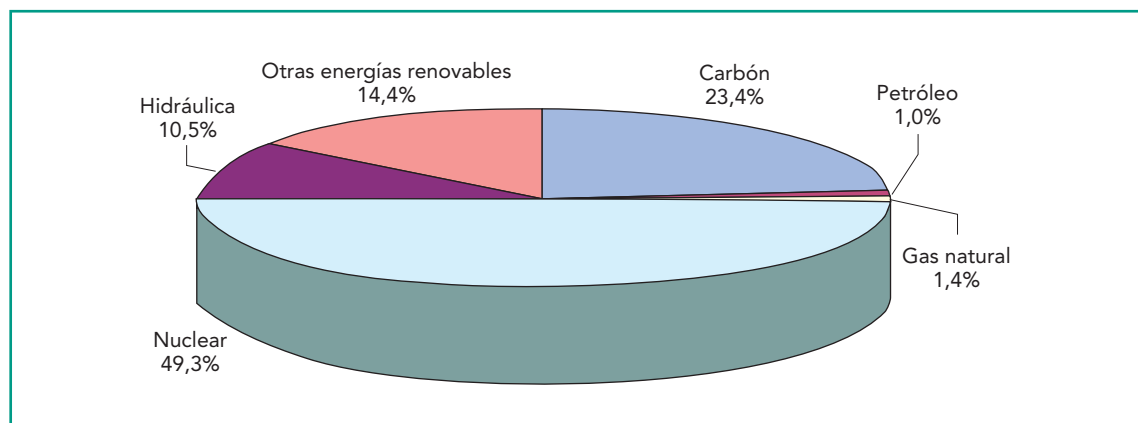
Como se indica en el cuadro 2.3.1 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2001 fue de 33.650 Ktep, un 5,4% superior a la del año anterior, con descenso en carbón y aumento en el resto de las fuentes.

CUADRO 2.3.1
Producción nacional de energía

	2000		2001		2001/00
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
Carbón	8.341	26,1	7.863	23,4	-5,7
Petróleo	224	0,7	338	1,0	50,9
Gas natural	148	0,5	471	1,4	217,8
Nuclear	16.211	50,8	16.602	49,3	2,4
Hidráulica	2.534	7,9	3.528	10,5	39,2
Otras energías renovables	4.456	14,0	4.847	14,4	8,8
TOTAL	31.915	100,0	33.650	100,0	5,4

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO 2.5
Producción nacional de energía 2001





La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, que representa el 23,4% del total, bajó un 5,7%. Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignito negro, aumentando la de lignito pardo, alcanzando 22,7 Mt en total (cuadro 2.3.2).

La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone menos del 2,5% de la producción nacional de energía, ha aumentado tanto en petróleo como en gas, aunque se mantienen en niveles muy bajos.

Como se ha indicado, la producción de energía hidráulica aumentó un 39,2%; también aumentó la producción de energía nuclear, 2,4% y la de otras energías renovables creció un 8,8%, debido a la generación eólica.

El aumento de la demanda menor que el de la producción interior, ha hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, haya aumentado hasta el 26,3%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

CUADRO 2.3.2

Producción nacional de carbón

	2000	2001	2001/00	2000	2001	2001/00
	Miles de toneladas			Miles de tep.		
			%			%
Hulla y antracita	11.334	10.491	-7,4	5.715	5.293	-7,4
Lignito negro	3.628	3.475	-4,2	1.149	1.075	-6,4
Lignito pardo	8.524	8.718	2,3	1.477	1.495	1,2
TOTAL	23.486	22.685	-3,4	8.341	7.863	-5,7

Fuente: DGPEM.

CUADRO 2.3.3

Grado de autoabastecimiento¹

	1999	2000
Carbón	38,6	40,3
Petróleo	0,3	0,5
Gas natural	1,0	2,9
Nuclear	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0
Energías renovables	100,0	100,0
TOTAL	25,5	26,3

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 2001 fue de 227.307 GWh, lo que supone un incremento del 5,8% respecto a la del año anterior (cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda creció un 5,8% en dicho año, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un crecimiento del 5,4%, y al Régimen Especial un 13,5%. Este último dato corresponde a estimaciones basadas en la nueva potencia entrada en servicio y en los datos de energía eléctrica cedida a la red por autoprodutores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda fue un 7% superior a la del año anterior.

Este fuerte crecimiento, es imputable tanto a la actividad económica como a que las temperaturas extremas han sido más severas que las del año anterior.

CUADRO 3.1.1

Demanda de energía eléctrica en barras de central

Sistema	2000 (Gwh)	2001 (Gwh)	2001/00 %
1. Peninsular	203.804	215.585	5,8
1.1 Sistema de REE	194.992	205.460	5,4
– Centrales propias	163.939	171.908	4,9
– Saldo de II *	4.440	3.458	
– Adquirida al régimen especial	26.613	30.094	13,1
1.2 Régimen especial	35.425	40.219	13,5
– Vendita a REE	26.613	30.094	13,1
– Autoconsumo régimen especial	8.812	10.125	14,9
2 Extrapeninsular	10.951	11.722	7,0
2.1 Canarias	6.415	6.818	6,3
– UNELCO	5.723	6.096	6,5
– Régimen especial	691	722	4,4
2.2 Baleares	4.265	4.624	8,4
– GESA	4.115	4.465	8,5
– Régimen especial	150	159	5,8
2.3 Ceuta y Melilla	271	281	3,5
3. Demanda total nacional (bc) (1 + 2)	214.754	227.307	5,8

* Import.-Export.

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



Partiendo de la demanda en barras de central y una vez deducidas las pérdidas en transporte y distribución y el consumo del sector energético, se llega a la demanda final de electricidad que aparece desglosada en el cuadro 3.1.2, donde se pone de manifiesto el aumento de la actividad económica en el año; el consumo industrial creció un 4,8%, el del transporte un 8,2% y el de los sectores doméstico y terciario, un 6,9%, incremento favorecido por las condiciones climáticas citadas y que refleja 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

CUADRO 3.1.2

Consumo final de electricidad

	2000 (Gwh)	2001 (Gwh)	2001/00 %
TOTAL NACIONAL	189.633	200.952	6,0
Peninsular	179.805	190.430	5,9
Extraperinsular	9.828	10.522	7,1
Industria	86.142	90.272	4,8
Transporte	4.210	4.556	8,2
Resto	99.281	106.124	6,9

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

CUADRO 3.1.3

Demanda eléctrica peninsular en b.c.¹

Mes	2000 (Gwh)	2001 (Gwh)	% 2001/00	
			Mensual	Acumulado
Enero	17.847	18.291	2,5	2,5
Febrero	15.690	16.494	5,1	3,7
Marzo	16.383	17.243	5,2	4,2
Abril	15.201	15.530	2,2	3,7
Mayo	15.563	16.691	7,2	4,4
Junio	16.092	17.084	6,2	4,7
Julio	16.575	17.644	6,4	5,0
Agosto	15.629	16.739	7,1	5,2
Septiembre	16.000	16.450	2,8	5,0
Octubre	15.962	16.645	4,3	4,9
Noviembre	16.920	17.602	4,0	4,8
Diciembre	17.130	19.047	11,2	5,4
TOTAL	194.992	205.460		5,4

¹ Incluye compras al régimen especial.

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

REE. En todos los meses creció la demanda, especialmente en el verano y diciembre por las condiciones climáticas.

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.1.4.

El cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que bajó un 1,1% respecto al del año anterior, con descenso en todos sus componentes y que se asocia a la ralentización del crecimiento de la demanda industrial antes citado.

CUADRO 3.1.4

Demanda eléctrica por zonas¹

	2000 (Gwh)	2001 (Gwh)	2001/00 %
Catalana	32.789	34.689	5,8
Centro-Levante	51.867	55.404	6,8
Centro-Norte	24.634	24.115	-2,1
Noroeste	26.927	28.111	4,4
Aragonesa	4.607	4.541	-1,4
Andaluza	27.555	28.506	3,5
TOTAL	168.379	175.366	4,1

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 1990)

	2000	2001	2001/00
Índice general	122,8	121,4	-1,1
1. Energía	117,9	121,4	3,0
2. Extracción y transf. miner. no energéticos	126,5	126,4	-0,1
3. Indust. transf. de metales	136,9	131,6	-3,8
4. Otras indust. manufact.	112,0	110,5	-1,3
Bienes de consumo	117,4	115,6	-1,5
Bienes de equipo	136,1	131,5	-3,4
Bienes intermedios	123,0	122,9	-0,1

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 31-12-2001, incluyendo autoprodutores, cuya potencia agregada continúa creciendo.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional ascendió en 2001 a 237782 GWh, un 5,6% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el cuadro 3.2.1.2, muestra una significativa recuperación de la producción hidroeléctrica, un 37,9%, alcanzando niveles próximos a los del año hidráulico medio.

La producción en centrales nucleares aumentó un 2,4%, continuando su elevada disponibilidad y utilización. Por lo que respecta a la producción con centrales de carbón, se produjo un descenso del 10,2%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional alcanzó el 30,4%.

La producción en centrales de fuel-oil ha aumentado un 5,3% y sigue teniendo un

CUADRO 3.2.1.1

Potencia instalada a 31-12-2001. Total nacional

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.008	31,4	18,4
– Convencional y mixta	15.462		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.816	13,6	26,8
Carbón	12.205	21,3	30,4
– Hulla y antracita nacional	6.147		
– Lignito negro	1.502		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.525		
Fuel oil-Gas oil	8.735	15,2	9,7
Gas natural	7.277	12,7	10,2
RSU y Biomasa	487	0,8	1,6
Eólica	2.884	5,0	2,9
Solar fotovoltaica	12	0,0	0,0
TOTAL	57.424	100,0	100,0

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

CUADRO 3.2.1.2

Balance eléctrico nacional según centrales

	2000		2001		2001/00 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	31.806	14,1	43.864	18,4	37,9
Nuclear	62.206	27,6	63.708	26,8	2,4
Carbón	80.524	35,8	72.272	30,4	-10,2
Fuel oil	21.869	9,7	23.022	9,7	5,3
Gas natural	21.808	9,7	24.192	10,2	10,9
Otros ¹	6.943	3,1	10.725	4,5	54,5
Producción bruta	225.156	100,0	237.782	100,0	5,6
Consumos en generación	9.937		9.803		-1,3
Producción neta	215.220		227.980		5,9
Consumo en bombeo	4.907		4.131		
Saldo de intercambios	4.441		3.458		
Demanda (bc)	214.754		227.307		5,8

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

peso bajo en la estructura de generación. El aumento en las de gas y en otros es debido especialmente a la entrada en operación de autoprodutores, en particular de energía eólica, aunque también ha aumentado el consumo en centrales convencionales de gas.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por combustibles, apreciándose que sube la producción en todos los tipos, excepto en carbón.

La producción eléctrica neta, en barras de central, total nacional fue, en 2001 de 227980 GWh, con un aumento del 5,9% en relación con dicho valor en 2000. Los consumos en generación han bajado un 1,3% y, finalmente, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado nacional aumentó un 5,8% en relación con 2000, debido especialmente al descenso de las importaciones.

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 9,7%, el de productos petrolíferos aumentó un 13,6%, mientras el de gas en tep aumentó un 12,3%.

Para generar la energía eléctrica producida en 2001 ha sido preciso consumir, en los diferentes tipos de instalaciones de generación eléctrica, 46016 Ktep, un 1,2% más que

CUADRO 3.2.1.3

Balance eléctrico nacional por fuentes de energía

	2000		2001		2001/00 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	31.806	14,1	43.864	18,4	37,9
Nuclear	62.206	27,6	63.708	26,8	2,4
Carbón	80.533	35,8	71.817	30,2	-10,8
Productos petrolíferos	22.623	10,0	24.560	10,3	8,6
Gas natural	21.045	9,3	23.109	9,7	9,8
Otros ¹	6.943	3,1	10.725	4,5	54,5
Producción bruta	225.156	100,0	237.782	100,0	5,6

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

CUADRO 3.2.1.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total nacional

	2000	2001	2001/00 %	2000	2001	2001/00 %
	Miles de toneladas ¹			Miles de tep		
Carbón	40.830	36.889	-9,7	18.252	16.138	-11,6
– Hulla+antracita nacional	12.199	11.082	-9,2	6.135	5.588	-8,9
– Carbón importado	15.846	13.710	-13,5	9.279	8.017	-13,6
– Lignito negro	4.384	3.325	-24,1	1.387	1.029	-25,8
– Lignito pardo	8.402	8.771	4,4	1.451	1.503	3,6
Productos petrolíferos	4.631	5.261	13,6	4.467	5.021	12,4
Gas natural	30.720	34.492	12,3	2.765	3.104	12,3
Gas siderúrgico	3.629	3.650	0,6	345	347	0,6
Otros combustibles sólidos	2.391	2.826	18,2	503	674	34,2
TOTAL				26.331	25.284	-4,0

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

el 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**

	2000		2001		2001/00 %
	ktep	%	ktep	%	
Hidroeléctrica	2.534	5,6	3.528	7,7	39,2
Nuclear	16.211	35,6	16.602	36,1	2,4
Carbón	18.597	40,9	16.485	35,8	-11,4
– Nacional	8.974	19,7	8.121	17,6	-9,5
– Importado	9.624	21,2	8.364	18,2	-13,1
Petróleo	4.467	9,8	5.021	10,9	12,4
Gas natural	2.765	6,1	3.104	6,7	12,3
Otros (1)	911	2,0	1.275	2,8	40,0
Total	45.485	100,0	46.016	100,0	1,2

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 2001, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las centrales integradas en el sistema de Red Eléctrica de España, S. A., así como por un conjunto variado de autoprodutores que se integran en el Régimen Especial.

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en 2001 a 225.180 GWh, un 5,5% superior a la producción de 2000.

Los consumos en generación bajaron un 1,9%, debido a la menor generación con carbón. La producción eléctrica neta aumentó un 5,9%, alcanzando 216.258 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo bajó en el año, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica resultó importador y con un volumen menor que el año anterior. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, creció un 5,8%. 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 10,9%, y con las



CUADRO 3.2.2.1

**Potencia instalada a 31-12-2001.
Total peninsular**

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
Hidráulica	18.007	33,2	19,5
– Convencional y mixta	15.461		
– Bombeo puro	2.546		
Nuclear	7.816	14,4	28,3
Carbón	11.695	21,6	30,5
– Hulla y antracita nacional	6.147		
– Lignito negro	1.502		
– Lignito pardo	2.031		
– Carbón importado	2.015		
Fuel oil-Gas oil	6.131	11,3	6,4
Gas natural	7.277	13,4	10,7
RSU y Biomasa	463	0,9	1,6
Eólica	2.767	5,1	2,9
Solar fotovoltaica	12	0,0	0,0
TOTAL	54.168	100,0	100,0

de gas aumentó un 10,9%. La producción eléctrica de origen nuclear experimentó un aumento del 2,4% en relación a la de 2000, con elevados grados de utilización de las plantas existentes. La producción en centrales con fuel aumentó el 4%.

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

ENERGÍA HIDROELÉCTRICA

La hidraulicidad tuvo, en 2001, una evolución decreciente y terminó el año ligeramente por encima del año hidráulico medio, destacando el segundo semestre, donde bajó fuertemente. Como consecuencia, el índice de energía producible acumulado al final del año 2000 fue de 1,13, superior al 0,9 del año anterior. Los índices mensuales y acumulados de la energía eléctrica producible de los años 2001 y 2000 se muestran en el cuadro 3.2.2.5.

CUADRO 3.2.2.2

Balance eléctrico peninsular según centrales

	2000		2001		2001/00 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	31.805	14,9	43.862	19,5	37,9
Nuclear	62.206	29,2	63.708	28,3	2,4
Carbón	77.041	36,1	68.673	30,5	-10,9
Fuel oil	13.964	6,5	14.524	6,4	4,0
Gas natural	21.808	10,2	24.192	10,7	10,9
Otros ¹	6.538	3,1	10.221	4,5	56,3
Producción bruta	213.360	100,0	225.180	100,0	5,5
Consumos en generación	9.092		8.922		-1,9
Producción neta	204.268		216.258		5,9
Consumo en bombeo	4.907		4.131		
Saldo de intercambios	4.441		3.458		
Demanda (bc)	203.802		215.585		5,8

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

CUADRO 3.2.2.3

Balance eléctrico peninsular por fuentes de energía

	2000		2001		2001/00 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	31.805	14,9	43.862	19,5	37,9
Nuclear	62.206	29,2	63.708	28,3	2,4
Carbón	77.146	36,2	68.316	30,3	-11,4
Productos petrolíferos	14.622	6,9	15.964	7,1	9,2
Gas natural	21.045	9,9	23.109	10,3	9,8
Otros ¹	6.538	3,1	10.221	4,5	56,3
– RSU	673		462		
– Biomasa	1.358		3.104		
– Eólica	4.485		6.627		
– Solar fotovoltaica	22		28		
Producción bruta	213.360	100,0	225.180	100,0	5,5

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

CUADRO 3.2.2.4

Consumo de combustibles en generación de electricidad. Total peninsular

	Miles de toneladas ¹		2001/00 %	Miles de tep		2001/00 %
	2000	2001		2000	2001	
Carbón	39.591	35.608	-10,1	17.496	15.356	-12,2
– Hulla+antracita nacional	12.199	11.082	-9,2	6.135	5.588	-8,9
– Carbón importado	14.606	12.429	-14,9	8.522	7.236	-15,1
– Lignito negro	4.384	3.325	-24,1	1.387	1.029	-25,8
– Lignito pardo	8.402	8.771	4,4	1.451	1.503	3,6
Productos petrolíferos	2.677	3.128	16,8	2.570	2.948	14,7
Gas natural	30.720	34.492	12,3	2.765	3.104	12,3
Gas siderúrgico	3.629	3.650	0,6	345	347	0,6
Otros combustibles sólidos	2.098	2.517	20,0	447	616	37,7
TOTAL				23.622	22.370	-5,3

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

CUADRO 3.2.2.5

Índice de energía hidroeléctrica producible

	2000		2001	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	0,44	0,44	1,97	1,97
Febrero	0,27	0,35	1,25	1,61
Marzo	0,27	0,33	2,20	1,79
Abril	1,35	0,55	1,14	1,65
Mayo	1,43	0,69	0,99	1,54
Junio	0,66	0,69	0,60	1,44
Julio	0,43	0,68	0,81	1,41
Agosto	0,42	0,67	0,68	1,39
Septiembre	0,59	0,67	0,64	1,37
Octubre	0,60	0,66	0,85	1,34
Noviembre	1,59	0,75	0,36	1,25
Diciembre	2,17	0,90	0,18	1,13

Fuente: Red Eléctrica de España, S. A.

La gestión de reservas, conjuntamente con la evolución, antes indicada, del producible hidráulico, dió como resultado una producción hidroeléctrica total en el sistema peninsular de 43.862 GWh, en borges de generador, un 37,9% superior a la del año 2000.

CARBÓN

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Sistema Peninsular fue, en 2001, de 68.673 GWh, siendo la participación en la producción total del 30,5%, peso inferior al del año anterior, como consecuencia de la mayor producción hidroeléctrica y nuclear.

El consumo de carbón alcanzó 35.608 Kt, inferior en un 10,1% al del año anterior, destacando el descenso del 9,2% en hulla y antracita nacional y el aumento del 14,9% en carbón importado, bajando en lignito negro y aumentando en lignito pardo, como se indica en el cuadro 3.2.2.4.

Las existencias de carbón en los parques de las centrales térmicas del Sistema Peninsular, a 31 de diciembre de 2001 (cuadro 3.2.2.6), ascendían a 6.961 Kt, un 10,3% inferior a las existencias al 31 de diciembre de 2000.

FUEL-OIL Y GAS NATURAL

En 2001, se generaron 14.524 GWh, en bornes de generador, en centrales de fuel-oil, con aumento del 4% y 24.192 GWh en centrales de gas natural, con aumento del 10,9%.

El consumo de productos petrolíferos en generación ascendió, en 2001, a 3.128 Kt, un 16,8% superior al de 2000. El de gas natural fue de 34.492 millones de termias PCS, un 12,3% superior al valor del año anterior.

OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES

Este apartado ha alcanzado en el año 10.221 GWh brutos, con aumento del 56,3% respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 6.627 GWh, un 48% superior a la del año anterior y debido a la entrada en servicio de nueva potencia.

CUADRO 3.2.2.6

Existencias de carbón en las centrales térmicas peninsulares

	Exist. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-2000	31-12-2001	Miles de t.	%
Hulla + Antracita nac.	2.623	2.105	-517	-19,7
Hulla importada	2.444	2.013	-430	-17,6
Lignito pardo	163	178	15	9,4
Lignito negro	2.532	2.664	132	5,2
TOTAL	7.761	6.961	-801	-10,3

Fuente: Red Eléctrica de España, S. A.

NUCLEAR

En el Capítulo 4 del presente Informe se efectúa un análisis detallado tanto de la explotación de las centrales nucleares en 2001 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 2001.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto del sistema extrapeninsular, en 2001, fue de 12.604 GWh, lo que representa un incremento del 6,9% en relación con 2000.

Los consumos en generación aumentaron un 4,3%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2001, de 11.729 GWh, un 7% superior al valor del año 2000.

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

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

CUADRO 3.2.3.1

Potencia instalada a 31-12-2001. Total extrapeninsular

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta y Melilla Mw	Total Mw
Hidráulica	0,0	0,8	0,0	0,8
Térmica	1.444,0	1.730,1	90,0	3.264,1
– Carbón	510,0	0,0	0,0	510,0
– Productos petrolíferos	901,0	1.613	90,0	2.604,1
– RSU	33,0	0,0	0,0	33,0
– Eólica	0,0	117,0	0,0	117,0
TOTAL	1.444,0	1.730,9	90,0	3.264,9

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

CUADRO 3.2.3.2

Balance eléctrico extrapeninsular según centrales

	2000		2001		2001/00 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	2	0,0	2	0,9	-5,9
Carbón	3.484	29,5	3.601	28,6	3,3
Fuel oil	7.905	67,0	8.498	67,4	7,5
Eólica	243	2,1	333	2,6	37,0
RSU	162	1,4	171	1,4	5,6
Producción bruta	11.796	100,0	12.604	100,0	6,9
Consumos en generación	839		876		4,3
Demanda (bc)	10.957		11.729		7,0

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.3.3

Balance eléctrico extrapeninsular por fuentes de energía

	2000		2001		2001/00 %
	Gwh	%	Gwh	%	
Hidroeléctrica	2	0,0	2	0,9	-5,9
Carbón	3.388	28,7	3.501	27,8	3,3
Productos petrolíferos	8.001	67,8	8.598	68,2	7,5
Eólica	243	2,1	333	2,6	37,0
RSU	162	1,4	171	1,4	5,6
Producción bruta	11.796	100,0	12.604	100,0	6,9

Fuente: DGPEM.

CUADRO 3.2.3.4

Consumo de combustibles en generación eléctrica. Total extrapeninsular

	2000	2001	2001/00 %	2000	2001	2001/00 %
	Miles de toneladas			Miles de tep		
Carbón importado	1.239	1.281	3,3	757	782	3,3
Productos petrolíferos	1.954	2.133	9,2	1.897	2.073	9,3
RSU	293	310	5,6	56	59	5,6
Producción bruta				2.654	2.855	7,6

Fuente: DGPEM.

RED DE TRANSPORTE

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2001 se indican en el Capítulo 11 de este Informe.

3.3 Estructura de tarifas

INCREMENTO MEDIO DE TARIFAS PARA 2002

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».

En el nuevo contexto normativo establecido por la Ley, y la normativa de desarrollo de la misma se ha aprobado para 2002, por Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, aplicable a partir del 1 de enero, un aumento en promedio global conjunto de todas las tarifas de un 0,412% de media sobre las aprobadas en 2001. Esta subida se distribuye concentrando en todas las tarifas salvo en la tarifa doméstica (2.0), como tarifa que es de aplicación fundamentalmente a los consumidores que no tienen la condición de cualificados en 2002 y que por tanto solo tienen la opción de adquirir su energía a tarifa regulada, un incremento del 1%.

Así para el 2002, teniendo en cuenta el calendario de liberalización del suministro, el incremento de tarifas y los diferentes costes, el incremento previsto de los ingresos medios del sector se cuantifica en un 0,32%.

DISTRIBUCIÓN DE LOS INCREMENTOS ENTRE LAS DIFERENTES TARIFAS

- a) Por suministro de energía eléctrica. Se mantienen las tarifas domésticas y el resto de tarifas, salvo las de los distribuidores, se incrementan en un 1%.
- b) Se regulan por primera vez 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 rebajan las tarifas un 10%. Los derechos de acometida, enganche y verificación, se modifican de acuerdo con la variación media de las tarifas incrementándose en un 0,41%.

d) Los precios de las tarifas por venta de energía de las instalaciones de producción en régimen especial varían, dependiendo del sistema al que se encuentran acogidos, de la forma siguiente:

➤ Instalaciones acogidas al nuevo régimen establecido en el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre:

Las primas y los precios se actualizan tomando como variación interanual del tipo de interés el $-33,86\%$, resultado de la variación del MIBOR a tres meses de noviembre de 2000 con respecto a noviembre de 2001. Como variación interanual del precio del gas se ha tomado la variación anual de los precios medios mensuales de un consumidor tipo de 40 millones de termias/año suministrado por canalización con carácter firme, resultando un valor del $-35,86\%$. La variación del precio medio de venta de la electricidad considerado resulta del $0,32\%$ y de las tarifas del $0,41\%$.

➤ Instalaciones acogidas al Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre:

Se modifican de acuerdo con la variación media de las tarifas incrementándose en un $0,41\%$.

Además se mantienen los coeficientes para cuantificar las pérdidas de transporte y distribución tanto en su estructura como en sus valores. Se fijan diferenciados por períodos horarios, tensiones y para cada una de las tarifas, acercando sus valores a los coeficientes reales de pérdidas de dichas redes.

e) Se fijan los precios de las tarifas de acceso regulados en el Real Decreto 1164/2001, manteniéndose para los consumidores que han ejercido la condición de cualificados los precios medios respecto a las tarifas que estaban en vigor.

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS

a) Evolución en España

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

- 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 2002 son los correspondientes a las últimas previsiones realizadas a finales de 2001.

CUADRO 3.3.1

Evolución de los precios

Año	Real Decreto tarifas núm.	Incremento anual	
		RD tarifas (%)	IPC (%)
1984	RD 774/84	8,75	9,0
1985	RD 153/85	6,80	8,2
1986	RD 441/86	7,25	8,3
1987	RD 162/87	4,01	4,6
1988	RD 36/88	5,50	5,8
1989	RD 61/89	4,10	6,9
1990	RD 58/90	5,50	6,5
1991	RD 1678/90	6,80	5,5
1992	RD 1821/91	3,20	5,3
1993	RD 1594/92	2,90	4,9
1994	RD 2320/93	2,06	4,3
1995	RD 2550/94	1,48	4,3
1996	RD 2204/95	0,00	3,2
1997	RD 2657/96	-3,00	2,0
1998	RD 2016/97	-3,63	1,4
1999	RD 2821/98 y RD Ley 6/99	-5,57	2,9
2000	RD 2066/99	-4,85	4,0
2001	RD 3490/00	-2,17	2,7
2002*	RD 1463/01	0,41	2,0

* IPC previsto.
Fuente: DGPEM.

b) Comparación con otros países

Para la comparación con otros países, se han utilizado los datos vigentes a 1 de enero de 2001 en los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo doméstico e industrial, así como el precio señal de un gran abonado industrial.

En los cuadros 3.3.3 a 3.3.5 se detallan estos precios, calculados en ptas/kWh aplicando el cambio oficial respecto al EURO.

Como se puede observar:

➤ En consumidores tipo domésticos:

Todos los precios en España se encuentran por debajo de la media comunitaria.

CUADRO 3.3.2

Evolución de índices de precios medios

Año	Términos monetarios			Términos reales		
	Baja tensión	Alta tensión	Total	Baja tensión	Alta tensión	Total
1984	100	100	100	100	100	100
1985	104	106	107	96	98	99
1986	108	116	112	92	99	96
1987	110	119	116	90	97	95
1988	116	122	120	89	94	93
1989	121	127	126	87	92	91
1990	126	131	132	85	89	89
1991	134	141	141	86	91	91
1992	137	144	146	84	88	89
1993	142	143	150	83	83	87
1994	146	141	152	82	79	85
1995	151	137	152	81	73	81
1996	149	136	152	77	70	78
1997	146	131	148	73	66	74
1998	134	116	134	66	57	66
1999	128	113	127	61	54	61
2000	124	96	120	57	44	55
2001	120	77	135	54	35	61
2002	121	81	133	54	36	59

En 1998 incluye el efecto del impuesto del carbón.

En 1999 incluye la rebaja adicional aprobada por RD-L 6/99.

Fuente: DGPEM.

➤ En consumidores tipo industrial:

A medida que aumenta el tamaño del consumidor, el precio medio disminuye, pero en menor medida que la media de la UE. De tal forma, que el precio del pequeño consumidor está por debajo de esta media y el del mediano consumidor ligeramente por encima.

➤ En los grandes consumidores, como es el correspondiente a un gran abonado de 25, 50 ó 75 MW, el precio señal resultante en España es el más bajo de todos los países de la Comunidad después de Noruega.

OTRAS ACTUACIONES DE INTERÉS DERIVADAS DE LA NORMATIVA DE TARIFAS

En el Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre por el que se establece la tarifa eléctrica para 2002, además se regula lo siguiente.

CUADRO 3.3.3

Precios consumidores tipo industriales con tasas (pts/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	25,61	25,53	22,07	17,65	15,14	13,86	11,51	10,15	8,79
Alemania	31,54	30,84	24,76	18,92	15,90	15,08	12,80	13,43	12,02
Dinamarca	18,19	18,13	17,43						
Grecia	14,83	15,26	14,09	11,22	10,39	10,39	8,73	8,16	7,16
España	19,82	19,82	13,99	12,33	10,44	10,44	9,91	9,75	9,48
Francia	17,97	17,09	15,84	12,57	10,70	10,35	7,01		
Irlanda	23,92	23,64	20,37	15,08	12,38	11,56	9,93	9,99	9,06
Italia	27,32	18,98	22,14	20,96	19,90	18,25	15,52	13,91	13,57
Luxemburgo	22,15	21,86	17,08	14,06	11,88	7,96	6,93	7,34	6,64
Austria	25,03	12,82	22,97						
Portugal	22,84	21,34	17,99	15,75	14,24	14,24	9,27	8,30	7,62
Finlandia	11,59	11,74	10,94	9,48	8,43	8,35	7,65	6,25	6,02
Suecia	8,34	8,39	9,63	7,71	6,52	5,82	5,05	5,19	4,84
Reino Unido		15,45	17,44	7,01	7,76				
Noruega	10,66	10,10	10,94	8,34	7,09	6,14	4,95	4,68	4,52
MEDIA	19,99	18,07	17,18	13,16	11,60	11,04	9,10	8,83	8,16

Precios vigentes a 1-1-01.
Fuente: Eurostat.

CUADRO 3.3.4

Precios señal más alto (pts/kWh)

País	Sin tasas			Con tasas			Tasas		
	25 MW	50 MW	75 MW	25 MW	50 MW	75 MW	25 MW	50 MW	75 MW
Bélgica	7,41	6,95	6,87	8,97	8,41	8,31	1,55	1,46	1,44
Alemania	10,21	9,09	8,91	11,38	11,14	10,93	1,17	2,05	2,02
Grecia	6,34	6,34	6,34	6,85	6,85	6,85	0,51	0,51	0,51
España	4,86	4,86	4,86	5,93	5,93	5,93	1,07	1,07	1,07
Italia	11,44	11,42	11,41	13,09	12,81	12,72	1,65	1,39	1,31
Portugal	7,98	7,48		8,38	7,85		0,40	0,37	
Reino Unido	7,81	7,74		9,18	9,09		1,37	1,35	
Noruega	4,38	4,34	4,32	5,43	5,39	5,37	1,05	1,05	1,05

Precios vigentes a 1-1-01.
Fuente: Eurostat.

CUADRO 3.3.5

Precios consumidores tipo domésticos con tasas (pts/kWh)

País	Da 3 kW 600 kW	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	30,85	29,99	24,13	22,56	14,56
Alemania	39,33	31,88	26,61	24,39	14,67
Dinamarca	50,70	40,71	34,39	32,35	29,60
Grecia	12,81	12,03	10,25	11,53	8,82
España	22,29	22,29	17,43	15,99	11,42
Francia	26,87	23,71	19,20	18,67	15,44
Irlanda	25,75	21,30	14,87	14,28	9,53
Italia	15,45	16,04	33,63	32,82	0,00
Luxemburgo	36,96	27,72	20,66	18,85	12,75
Austria	26,60	25,76	22,01	22,13	17,65
Portugal	21,49	24,59	21,01	18,62	13,63
Finlandia	25,51	18,56	14,35	12,27	8,90
Suecia	37,26	25,10	17,12	16,12	13,99
Reino Unido	33,86	25,36	15,29	15,14	10,35
Noruega	59,26	35,01	19,08	14,64	12,22
MEDIA	31,00	25,34	20,67	19,36	13,82

Precios vigentes a 1-1-01.
Fuente: Eurostat.

OTRAS ACTUACIONES DE INTERÉS DERIVADAS DE LA NORMATIVA DE TARIFAS

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.

Asimismo 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 artículo 107 de la Ley 50/1997, de 30 de diciembre, de medidas fiscales administrativas y del orden social, y posteriormente en la Ley 9/2001, de 4 de junio.

Con los criterios citados y teniendo en cuenta que se considera un incremento de demanda para 2002 del 3,30%, los costes a reconocer a las actividades reguladas de las empresas sujetas a liquidación, de acuerdo con lo establecido en el artículo 16 apartado 2, 3 y 4 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, son los siguientes:



— Costes de transporte:	634.965 miles de euros
— Costes de distribución:	2.700.773 miles de euros
— Costes de comercialización:	255.867 miles de euros
TOTAL:	3.591.605 miles de euros

La retribución fija a percibir en concepto de costes de transición a la competencia se cifra en 485.847 miles de euros, deduciendo los excesos de las primas por consumos de carbón autóctono y la cuantía de CTC imputada a la energía importada de años anteriores de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 9/2001.

Además, se establece en su Anexo VIII la distribución de los costes de distribución entre las empresas o agrupaciones de empresas.

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 los correspondientes a tarifas de acceso o peajes, con objeto de que se cubran los costes a que atienden los mismos.

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 A REALIZAR 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.

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

Se establecen 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, en las mismas cantidades que para 2001.

COSTE Y VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

Se fija en 91,05 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.

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 2002 es de 3,5460 cent. €/kWh a los efectos de determinar el derecho de cobro del incentivo de consumo del carbón autóctono.

OTRAS REVISIONES

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. Además se incluye 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 continua como en 2001 siendo a ser 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.

Para las instalaciones incluidas en el grupo d) del artículo 9 del Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, se posibilita acceder al mercado, en tanto se desarrolla el Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, para la venta de sus excedentes fijando el precio por garantía de potencia más el incentivo a percibir por los mismos.



TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES Y LIBERALIZACIÓN DEL SUMINISTRO

TARIFAS DE ACCESO A LAS REDES

Antes de la entrada en vigor de la Ley existía un único contrato de suministro a tarifa, que incluía el precio de la energía en sí, pero también llevaba implícito el pago por uso de las redes de transporte y distribución es decir, el contrato de acceso a las redes estaba incluido en el contrato de suministro de energía eléctrica.

Con la entrada en vigor de la Ley, se diferencian claramente estos dos contratos, el contrato de compra de energía eléctrica, que se convierte en un contrato libre entre las partes, y el contrato de acceso a las redes de transporte y distribución cuyo precio aprueba el Gobierno, al ser una contraprestación de actividades que siguen siendo reguladas, mediante tarifas máximas y únicas en todo el territorio nacional, tal como establece en su artículo 19 la Ley del Sector Eléctrico.

Por tanto, para posibilitar la liberalización del suministro, el 1 de enero de 1998, entraron en vigor las primeras tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución en España, reguladas mediante el Real Decreto 2016/1997, de 26 de diciembre.

Estas tarifas de acceso mantuvieron su estructura en línea con el régimen de tarifas integrales existentes, y en consecuencia en el Real Decreto solo se establecieron sus precios, remitiendo para aplicar sus condiciones a la normativa existente sobre tarifas de suministro. Sus precios incluyeron los costes de transporte y distribución, los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y todos los costes permanentes excepto en el caso de la moratoria nuclear, que solo incluía el porcentaje correspondiente al acceso el 3,54%, el resto se paga en la compra de energía. Con ello se evitó inicialmente que un cambio brusco de estructura de tarifas provocara una distorsión en la retribución de las actividades reguladas.

El primer adelanto del calendario de liberalización del suministro, que se establece progresivamente a lo largo de 1999, y la experiencia adquirida del nuevo modelo del sector eléctrico, hizo necesario adaptar las tarifas de acceso al nuevo marco normativo.

Por ello, se dictó el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, se establecieron nuevas tarifas de acceso, que entraron en vigor el 1 de enero de 1999. Las nuevas tarifas incluían una modificación de estructura y precios más en línea con la estructura del mercado de producción de energía eléctrica. La modificación afectó únicamente al colectivo de consumidores que adquirían la condición de cualificados en el primer adelanto del calendario de liberalización. En consecuencia, se estableció para los consumidores finales de alta tensión. Para los consumidores específicos de baja tensión se mantuvo la estructura y los precios.

El Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, ha efectuado un nuevo adelanto en la liberalización del suministro, reduciendo significativamente el período de libera-

lización total del mismo. La liberalización total que inicialmente se produce del 1 de enero de 2007 se adelanta al 1 de enero de 2003, fecha esta última en que todos los consumidores van a tener la condición de cualificados.

Paralelamente, establece el mandato de que «El Ministro de Economía elevará al Gobierno antes del 1 de enero de 2001 una propuesta de estructura y actualización de precios de tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 2820/1998, de 23 de diciembre, adaptándose al nuevo marco de liberalización del suministro que se producirá a partir del 1 de julio de 2000 y del 1 de enero de 2003».

Cumpliendo este mandato se aprobó el Real Decreto de tarifas de acceso a las redes, con el objetivo de lograr una estructura de tarifas de acceso para todos los consumidores que esté en línea con la estructura de los precios del mercado, que permanezca en el tiempo, dando seguridad jurídica tanto a los consumidores como a las empresas que realizan actividades reguladas.

En base a estos principios, los cambios de estructura se centran fundamentalmente en las tarifas de baja tensión, cuyo diseño específico todavía no se había realizado por no existir prácticamente consumidores que accedieran a las mismas, e introduciendo mejoras en las tarifas de alta tensión, sin que supongan cambios bruscos para el colectivo de consumidores que ya han accedido a estas modalidades de contratación y, en cualquier caso, con aplicación para estos últimos de un período transitorio de seis meses para que se adapten a la nueva normativa.

Se mantiene la estructura binomia actual de las tarifas de acceso formadas por un término de potencia y otro término de energía, introduciendo en este último término además del concepto de energía activa el concepto de energía reactiva en aquellas tarifas en que en la actualidad no existía, las tarifas de acceso de alta tensión. Se fijan los principios básicos del método para determinar las tarifas, de acuerdo con la Ley del Sector Eléctrico, recuperación de los costes de acceso, asignación eficiente entre los diferentes suministros y el principio de tarifas máximas y únicas en todo el territorio nacional. En los precios que fije el Ministerio de Economía no se incluyen los impuestos, tasas o gravámenes que existan o puedan existir sobre el consumo o la facturación.

La definición de tarifas se realiza, diferenciando inicialmente entre tarifas de baja tensión y tarifa de alta tensión. En baja tensión, se definen dos tarifas, la doméstica que se mantiene con su estructura actual y una de aplicación general cuyos precios básicos se definen para tres períodos tarifarios en que se dividen las 8.760 horas del año. Con ello se ha eliminado todas las tarifas que venían definidas por usos, tracción, riegos y alumbrado público, que carecen de justificación en la actualidad y que, en principio, la Unión Europea ha hecho la recomendación de no utilizar.

En alta tensión, se eliminan también las tarifas que venían definidas por usos, se introduce para los consumidores más pequeños, hasta 450 kW, una tarifa de acceso más sencilla de tres períodos tarifarios y se mantienen las tarifas generales para el resto de consumidores de seis períodos tarifarios, con las únicas novedades de que se unifican dos escalones de tensión de 1 a 14 kV y de 14 kV a 36 kV, que se



reducen al escalón de tensión de 1 a 36 kV y que se introduce el término de energía reactiva.

Los períodos tarifarios a aplicar en cada una de las tarifas, con los días y horarios prácticamente no se modifican en relación con los existentes, sin embargo se faculta al Ministro de Economía en la disposición final, para que pueda modificarlo, adaptándolo a la evolución de la curva de demanda.

Se establecen las fórmulas para determinar cada uno de los componentes de la facturación, término de potencia y términos de energía activa y reactiva. El primero se calcula, dependiendo de cada tarifa en función de la potencia contratada y de la realmente demandada en el período de facturación. El término de energía es función de la demanda de energía durante el período y el término de facturación de energía reactiva, aplicable a todas las tarifas salvo a la 2.0 (la tarifa doméstica), es función de los excesos de consumo de esta energía sobre la energía activa superiores al 33% durante los períodos de punta y llano.

LIBERALIZACIÓN DEL SUMINISTRO

El ritmo de liberalización alcanzado en los primeros meses de funcionamiento del modelo en 1998 fue más lento de lo esperado, por lo que a finales de año se aprobaron medidas que permitan impulsar esta liberalización. En concreto, la normativa aprobada a finales de 1998 incluye las medidas siguientes:

Adelantar en 1999 el calendario de liberalización del suministro hasta un consumo en octubre próximo de 1 GWh/año por Real Decreto 2820/1998, antes citado por el que se establecen tarifas de acceso a las redes.

Para 1999, se fijan los límites de consumo y plazos para los consumidores cualificados siguientes:

- 1-1-1999: Consumo \geq 5 GWh/año.
- 1-4-1999: Consumo \geq 3 GWh/año.
- 1-7-1999: Consumo \geq 2 GWh/año.
- 1-10-1999: Consumo \geq 1 GWh/año.

Este calendario se completó en el Real Decreto-ley 6/1999, que amplía la liberalización del suministro a partir del 1 de julio del 2000 a todos los consumidores en alta tensión.

Ello representa una evolución de demanda ya liberalizada desde el 1 de julio del 2000, es el 53,24% del mercado, lo que representa en torno a 61.000 clientes.

Por último destacar que el Real Decreto-ley 6/2000 adelanta de nuevo el calendario de liberalización, de tal forma que el 1 de enero de 2003 todos los consumidores pasan a ser cualificados.

3.4 Regulación legal del sector

Las principales disposiciones publicadas durante el año 2001, algunas ya citadas, son las siguientes:

- ORDEN de 28 de marzo de 2001 por la que se desarrolla la disposición final primera del Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las Normas de Adaptación del Plan General de Contabilidad a las Empresas del Sector Eléctrico, como consecuencia de los cambios operados en la normativa del sector eléctrico (BOE n.º 76 de 29 de marzo de 2001).
- RESOLUCIÓN de 5 de abril de 2001, de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se modifican las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se proroga la vigencia del Contrato de Adhesión a dichas Reglas (BOE n.º 95 de 20 de abril de 2001).
- RESOLUCIÓN de 10 de mayo de 2001, de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se complementa la de 5 de abril de 2001, por la que se modifican las Reglas de Funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica y se proroga la vigencia del contrato de adhesión a dichas Reglas (BOE n.º 114 de 12 de mayo de 2001).
- ORDEN de 25 de abril de 2001 por la que se establece para el año 2000 la prima al consumo de carbón autóctono (BOE n.º 116 de 15 de mayo de 2001).
- LEY 9/2001, de 4 de junio, por la que se modifica la disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, determinados artículos de la Ley 16/1989, de 17 de julio, de Defensa de la Competencia, y determinados artículos de la Ley 46/1998, de 17 de diciembre, sobre introducción del euro (BOE n.º 134 de 5 de junio de 2001).
- ORDEN de 30 de mayo de 2001 por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica (BOE n.º 146 de 19 de junio de 2001).
- RESOLUCIÓN de 31 de mayo de 2001. De la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión (BOE n.º 148 de 21 de junio de 2001).
- RESOLUCIÓN de 11 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, relativa a la recepción y tratamiento, en el concentrador principal de medidas eléctricas del operador del sistema de datos de medida agregados, relativo a consumidores cualificados con consumo interior a 750 MWh al año (BOE n.º 165 de 11 de julio de 2001).
- REAL DECRETO 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica (BOE n.º 268 de 8 de noviembre de 2001).

- ORDEN de 10 de octubre de 2001 por la que se establece un plan de financiación extraordinario con cargo a la asignación específica de los costes de transición a la competencia para «Elcogas, Sociedad Anónima» (BOE n.º 268 de 8 de noviembre de 2001).
- REAL DECRETO 1232/2001, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento del procedimiento de autorización previsto en el artículo 34 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios (BOE n.º 281 de 23 de noviembre de 2001).
- ORDEN de 26 de noviembre de 2001 por la que se establece para el año 2001 la prima al consumo de carbón autóctono (BOE n.º 302 de 18 de diciembre de 2001).
- REAL DECRETO 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002 (BOE n.º 311 de 28 de diciembre de 2001).
- RESOLUCIÓN de 20 de diciembre de 2001, de la Subsecretaría, por la que se da publicidad a la conversión a euros de los valores correspondientes a precios, baremos económicos, costes y tarifas en materia de hidrocarburos, fijados por el Ministerio de Economía (BOE n.º 311 de 28 de diciembre de 2001).
- RESOLUCIÓN de 20 de diciembre de 2001, de la Subsecretaría, por la que se da publicidad a la conversión a euros de los valores correspondientes a precios, baremos económicos, costes y tarifas en materia de energía eléctrica fijados por el Ministerio de Economía (BOE n.º 311 de 28 de diciembre de 2001).
- RESOLUCIÓN de 26 de diciembre de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija, para el año 2002, 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 (BOE n.º 3 de 3 de enero de 2002).

3.5 Evolución del mercado organizado de la electricidad en 2001

El contexto normativo del sector eléctrico que estableció la Ley y sus normas de desarrollo, ha supuesto un cambio profundo de criterios en los que basa su funcionamiento el mercado eléctrico para permitir uno de los principios básicos y comunes a todos los sistemas que tienen como propósito determinante introducir una fuerte competencia en el sector, como es el principio de libertad de contratación y con ello la libertad de elección de suministrador para los consumidores.

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.

El mercado ha funcionado desde el 1 de enero de 1998.

A partir de esa fecha todos los días se ha realizado 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 2001 han variado, desde el mayor correspondiente al mes de diciembre de 2001 (8,14 pta/kWh), al menor correspondiente al mes de marzo de 2001 (3,03 pta/kWh). Para el 25,8% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 1,66 y 3,33 pta/kWh. No obstante, en períodos de precios bajos, la diferencia entre precios máximos y mínimos es de menor entidad. El precio medio del período es de 5,013 pta/kWh y el precio medio ponderado de 5,241 pta/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 5,952 pta/kWh, precio ponderado y en 5,595 pta/kWh, precio sin ponderar.

El precio medio ponderado del mercado intradiario ha sido de 5,071 pta/kWh en este período y el precio medio sin ponderar ha sido de 4,933 pta/kWh.

El precio medio de venta de energía en el conjunto de los procesos de operación técnica ha sido de 10,936 pta/kWh frente a 8,153 pta/kWh del mismo período del año 2000.

En cuanto al precio medio horario final ponderado se ha situado en 6,420 pta/kWh.

Para el año 2001 la contratación de energía en el mercado diario en el período ha ascendido a 177.363 GWh y 929.586 Mpta, lo que supone un incremento del 2,30% y 3,39% respectivamente, respecto al mismo período del año anterior.

La contratación de energía en el mercado intradiario en el mismo período ha ascendido a 14.808 GWh y 75.087 Mpta., lo que supone un incremento del 28,91% y 28,93% 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 2001 en 7.092 GWh y 48.832 Mpta., lo que supone un aumento del 13,8% en energía y un aumento del 33,8% 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 183.446 GWh y 1.177.968 Mpta., lo que ha supuesto un incremento del 3,8% y 2,6%, con respecto al mismo período del año anterior.

Las adquisiciones correspondientes a comercializadores y consumidores cualificados en el mercado diario en diciembre de 2001 representan el 32,7% en energía, sobre el total adquirido en el mercado diario y el 28,36% en volumen económico de la demanda mensual en este mercado.

Las adquisiciones realizadas por los agentes externos en el mercado diario han sido de 46,5 GWh en el mes de diciembre de 2001.

3.6 Evolución económica del sector eléctrico

ESTADOS FINANCIEROS

En los cuadros 3.6.1 y 3.6.2 se presenta la información financiera correspondiente a los ejercicios 2000-2001, referida exclusivamente a las empresas que realicen actividades eléctricas nacionales integradas en los Grupos de sociedades: Grupo ENDESA, Grupo IBERDROLA, Grupo UNIÓN FENOSA, Grupo HIDROCANTÁBRICO, es decir, sin tener en consideración las actividades desarrolladas por estos Grupos no eléctricas, ni las desarrolladas en el exterior, ni tampoco la actividad de estructura que es desarrollada por las sociedades de cabecera de los grupos de empresas. Los Estados financieros que se presentan, son Agregados separados por actividades eléctricas.

COMENTARIOS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

En el año 2001 los grupos de empresas que integran el sector eléctrico, obtuvieron de sus actividades eléctricas nacionales un beneficio medio de 1.911 millones de euros, lo que significó un aumento del 9,3% sobre el obtenido el año anterior.

Este incremento ha sido consecuencia fundamentalmente de los siguientes factores:

- El menor coste de combustible, derivado del aumento de producción hidroeléctrica como consecuencia del mayor nivel de pluviosidad habido en el primer trimestre del año.
- La reducción de la cifra de dotaciones de amortización un 7,7%.
- La contención de los coste controlables en un 1,4%.

a) Cifra de negocios

La cifra de negocios de la actividad eléctrica nacional se situó en 13.408 millones de euros, lo que significa un aumento del 2% respecto a los datos registrados en el año

CUADRO 3.6.1

Cuentas de pérdidas y ganancias analítica

Unidad: millones de euros

Conceptos	Generación		Trans-dist.		Comercialización		Total eléctrico						
	2001	2000	%	2001	2000	%	2001	2000	%				
Ventas netas y prestaciones de servicios	403	709	-43,2	9.965	10.162	-1,9	3.040	2.273	33,7	13.408	13.144	2,0	
Ventas imputadas entre actividades	7.056	6.862	2,8	805	669	20,3	0	0		7.861	7.531	4,4	
Otros ingresos relacionados con la explotación	233	213	9,4	215	226	-4,9	33	26		481	465	3,4	
Valor de la producción	7.692	7.784	-1,2	10.985	11.057	-0,7	3.073	2.299	33,7	21.750	21.140	2,9	
Consumos	-2.307	-2.566	-10,1	-2.103	-1.815	15,9	56	-66		-4.466	-4.447	0,4	
Compras imputadas entre actividades	-422	-217	94,5	-4.702	-5.089	-7,6	-2.060	-1.472		-7.184	-6.778	6,0	
Gastos externos y de explotación	-715	-731	-2,2	-1.306	-1.356	-3,7	-83	-42		-2.104	-2.129	-1,2	
Otros gastos imputados entre actividades				-2	-3	-33,3	-798	-662		-800	-665	20,3	
Valor añadido de la empresa	4.248	4.270	-0,5	2.872	2.794	2,8	76	57	33,3	7.196	7.121	1,1	
Gastos de personal	-658	-671	-1,9	-778	-801	-2,9	-48	-37		-1.484	-1.509	-1,7	
Resultado bruto de explotación	3.590	3.599	-0,3	2.094	1.993	5,1	28	20	40,0	5.712	5.612	1,8	
Dotaciones amortiz. inmovilizado y prov. t.	-1.332	-1.494	-10,8	-696	-709	-1,8	-13	-9		-2.041	-2.212	-7,7	
Resultado neto de explotación	2.258	2.105	7,3	1.398	1.284	8,9	15	11	36,4	3.671	3.400	8,0	
Ingresos financieros	34	42	-19,0	26	34	-23,5	0	0		60	76	-21,1	
Gastos financieros	-468	-490	-4,5	-469	-419	11,9	-14	-9		-951	-918	3,6	
Resultado de las actividades ordinarias	1.824	1.657	10,1	955	899	6,2	1	2	-50,0	2.780	2.558	8,7	
Resultados extraordinarios	76	29	-362,1	-36	3	-1.300,0	-1	-8		-87,5	39	-214,7	
Resultados antes de impuestos	1.900	1.628	16,7	919	902	1,9	0	-6		-100,0	2.819	2.524	11,7
Impuesto sobre sociedades	-642	-550	16,7	-266	-228	16,7	0	2		-100,0	-908	-776	17,0
Resultado después de impuestos (B° o Pª)	1.258	1.078	16,7	653	674	3,1	0	-4	-100,0	1.911	1.748	9,3	

CUADRO 3.6.2

Balance por actividades agregado empresas eléctricas

Unidad: millones de euros

Activo	Generación		Transporte-distribución		Comercialización		Total actividad eléctrica			
	2001	2000	%	2001	2000	%	2001	2000	%	
Accionistas por desembolsos no exigidos	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	
Inmovilizado	20.219	20.504	-1,4	15.830	15.221	4,0	256	36.305	35.774	
Inmovilizaciones inmateriales	81	110	-26,4	144	135	6,7	38	263	265	
Inmovilizaciones materiales	19.241	19.357	-0,6	13.975	13.511	3,4	37	33.253	32.891	
Instalaciones técnicas de energía eléctrica	29.089	39.941	-27,2	18.797	22.580	-16,8	36	47.922	62.543	
Instalaciones técnicas de energía eléctrica en curso	536	738	-27,4	277	507	-45,4	0	813	1.245	
Otro inmovilizado material	130	1.369	-90,5	229	630	-63,7	1	360	2.001	
Anticipos y otros inmovil. materiales en curso	115	125	-8,0	67	67	0,0	0	182	192	
Amort. inst. técnicas de energía eléctrica	-10.566	-21.633	-51,2	-5.230	-9.930	-47,3	0	-194	-1.374	
Otras amortizaciones	-62	-1.089	-94,3	-132	-285	-53,7	0	-34	-152	
Provisiones	-1	-94	-98,9	-33	-58	-43,1	0	0,0	0,0	
Inmovilizaciones financieras	897	1.037	-13,5	1.711	1.575	8,6	181	2.789	2.618	
Acciones propias	0	0	0,0	0	0	0,0	0	0	0,0	
Gastos a distribuir en varios ejercicios	70	61	14,8	229	276	-17,0	2	301	339	
Fondo de comercio	0	1	-100,0	8	8	0,0	0	8	9	
Activo circulante	3.734	2.941	27,0	2.541	2.351	8,1	790	7.065	6.207	
Existencias	415	929	-55,3	2	34	-94,1	0	417	963	
Clientes	2.236	758	195,0	2.379	2.033	17,0	575	5.190	3.481	
Otro activo circulante	1.083	1.254	-13,6	160	284	-43,7	215	1.458	1.763	
TOTAL ACTIVO	24.023	23507	2,2	18.608	17.856	4,2	1.048	43.679	42.329	3,2
Pasivo	Generación		Transporte-distribución		Comercialización		Total actividad eléctrica			
	2001	2000	%	2001	2000	%	2001	2000	%	
Fondos propios	9.483	9.176	3,3	4.171	4.168	0,1	65	13.719	13.394	
Socios Externos	32	169	-81,1	42	3	1.300,0	0	74	172	
Diferencia Negativa de Consolidación	292	292	0,0	82	96	-14,6	0	374	388	
Ingresos a distribuir en varios ejercicios	166	173	-4,0	1.420	1.228	15,6	2	1.588	1.401	
Subvenciones de capital	131	14	835,7	997	87	1.046,0	2	1.130	101	
Otros	35	159	-78,0	423	1.141	-62,9	0	458	1.300	
Provisiones para riesgos y gastos	1.353	1.835	-26,3	2.152	3.102	-30,6	25	3.530	4.947	
Acreeedores a largo plazo	7.619	8.225	-7,4	6.129	6.198	-1,1	254	14.002	14.747	
Acreeedores a corto plazo	5.078	3.637	39,6	4.612	3.061	50,7	702	10.392	7.280	
TOTAL PASIVO	24.023	23507	2,2	18.608	17.856	4,2	1.048	43.679	42.329	3,2

2000. Cabe señalar que el incremento de energía, fue muy similar al de las compras de energía, por lo que en términos netos, los ingresos se mantuvieron prácticamente constantes respecto a los registrados en el año 2000.

Esto último fue debido al efecto neto del incremento de la demanda de energía que para el año 2001 se ha situado entorno al 5,8%, efecto que se ha visto atenuado por la disminución del precio de los suministros.

El margen bruto de explotación (EBITDA: Beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones) del conjunto de actividades, aumenta un 1,8%.

El margen neto de explotación de la actividad eléctrica, antes de intereses e impuestos, que asciende a 3.762 millones de euros, registró un aumento del 8,0%. Ello fue debido fundamentalmente a la mayor hidraulicidad del año que permitió reducir el coste de combustibles, así como a la reducción tanto de la cifra de costes controlables como a la de amortizaciones en un 7,7%.

El consumo de combustibles, importaciones de energía y compras al Régimen Especial han supuesto globalmente un aumento del 0,4% respecto al año anterior, puesto que la reducción de un 10,1% en el cotes de combustibles ha sido compensado por el mayor precio de las compras de energías al Régimen Especial que aumentaron un 14,1%. Los costes gestionables que ascendieron a 3.586 millones de euros, se redujeron un 1,4%.

Actividad de generación

La cifra de negocios de la actividad de generación eléctrica en el año 2001 fue de 7.459 millones de euros, un 1,5% inferior a la del año anterior. Ello es consecuencia de que a pesar de que la demanda ha aumentado en un 5,8%, se ha reducido el precio de mercado de producción de la energía en un 1,2% como consecuencia de la mayor hidraulicidad del periodo y la bajada del precio de los combustibles. Además de esto, hay que señalar que el abastecimiento de la mayor demanda han sido realizado en gran parte, por empresas de generación acogidas al Régimen Especial, que no están consideradas en este estudio.

Para el análisis de la cifra de negocios de la actividad de Generación que hay que tener en consideración que esta cifra está afectada por el volumen de ingresos por Costes de Transición a la Competencia (CTC), recogido en la partida de ventas que se ha visto reducida puesto que, durante el año 2001 se produjo un cambio en la normativa que afecta al proceso de recuperación de los CTC y por tanto al criterio contable a seguir para reflejar los ingresos del ejercicio, estableciendo el criterio de caja para esta anotación en vez del criterio de devengo que se seguía en el año 2000.

Las modificaciones introducidas por la Ley 9/2001, entre otras disposiciones amplió el período de cobro de CTC hasta el año 2010, y permitió a las empresas eléctricas cancelar contra reservas el importe de los activos pendientes de compensación a 31.12.2000, cuya recuperación, de acuerdo con una estimación razonable, no se consideraba asegurada a través de la retribución fija por tránsito a la competencia.



A pesar de la reducción de la cifra de negocios en la actividad de generación, el margen neto de explotación de generación aumentó un 7,2 %, como consecuencia de la reducción de costes de combustible y costes gestionables.

Actividad de transporte y distribución

En esta actividad se observa una disminución de la cifra de ventas de electricidad a tarifa, que se ha reducido un 1,9% como consecuencia del proceso de liberalización, y efecto del traslado de clientes a tarifa, a clientes con tarifas no reguladas. No obstante, ha sido menor, la disminución de la cifra de ventas en su conjunto, puesto que se ha reducido un 0,7%, debido en parte a los mayores ingresos por tarifas de acceso.

El margen neto de explotación de la actividad de Transporte y Distribución (EBIT: Beneficios antes de intereses e impuestos), mejora un 8,9%, debido a que el precio medio de la energía adquirida por los distribuidores en el mercado de producción, pasa de 4,151 cEur/kWh en el año 2000, a 4,096 cEur/kWh en 2001, así como de la disminución de gastos gestionables en un 3,4%.

La cifra de compras de energía se reducen en 99 millones de euros, un 1,4% ya que la demanda de energía fue cubierta por la generación de las empresas integradas en UNESA que constituyen el objeto de este estudio en un 83,5%, mientras que el 14,8% procede de energía adquirida al Régimen Especial y el 1,7% restante proviene del saldo importador de intercambios internacionales.

Actividad de comercialización

Las ventas de energía a clientes cualificados, junto con los suministros por contratos internacionales han alcanzado la cifra estimada de 3.040 millones de euros, por lo que la cifra de negocios ha aumentado un 33,8%.

El margen neto de explotación que asciende a 15 millones de euros aumentó un 36,36%. Las compras de energía aumentaron un 40%, siendo el coste medio del kWh adquirido en el mercado 3,577 cEur/kWh. Los costes gestionables se han incrementado un 65%, como consecuencia del mayor volumen que está adquiriendo esta actividad a medida que el mercado liberalizado aumenta su grado de madurez y tamaño.

b) Resultado del Ejercicio de la actividad eléctrica nacional

El resultado financiero aumenta su saldo negativo en 48 millones de euros, como consecuencia de la reducción de ingresos acompañado del aumento de gastos financieros en un 3,4% debido al aumento de 537 millones de euros en la cifra de deuda financiera. A pesar de la reducción del margen financiero en un 5,6% respecto al año ante-

rior, el resultado ordinario del negocio eléctrico nacional alcanza los 2.782 millones de euros, lo que supone un incremento del 8,8%.

Por otra parte los Grupos Eléctricos han llevado a cabo una serie de operaciones de enajenación de inmovilizado, gastos de carácter extraordinario ó provisiones para la cobertura de posibles pérdidas que han originado un resultado extraordinario positivo de 39 millones de euros, frente a los 33 millones de euros de saldo negativo del año anterior.

El *beneficio neto después de impuestos* del negocio eléctrico nacional se ha situado en 1,911 millones de euros, lo que supone un aumento del 9,3%.

c) Endeudamiento financiero

La deuda financiera imputada a las actividades eléctricas nacionales a 31.12.2001 asciende a 19.052 millones de euros, lo que supone un aumento de 2,9%, el 71% de la cuales son préstamos y créditos, con especial aumento de los concertados a tipo fijo. La tasa de coste en 2001 ha sido 4,84%, inferior a la del 2000 que fue de un 4,96%. La estructura de capitales de las eléctricas nacionales, Recurso Ajenos/Recursos Propios es del 121%.

Si tenemos en consideración la deuda de los grupos eléctricos destinada a financiar actividades internacionales y de diversificación, y la deuda corporativa, la cifra de deuda financiera a 31.12.2001, se eleva a 41.063 millones de euros, que es un 15,32% superior a la del año anterior, al tiempo que su tasa de coste un 6,34%, ha sido muy superior a la de las actividades nacionales. La razón de la mayor tasa de coste es el efecto sobre resultados de las diferencias de cambio negativas de la deuda de la filiales latinoamericanas.

La *rentabilidad del activo* de las actividades eléctricas en el ejercicio 2001 se sitúa en el 5,7%, alcanzando la cifra del 6% para las actividades liberalizadas (Generación y Comercialización) y del 5,3% para las actividades de Transporte y Distribución.

4.1 Generación eléctrica de origen nuclear

En España hay 9 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 7 emplazamientos, con una potencia instalada de 7.816 MWe, lo que representa el 13,6% de la potencia total de generación eléctrica instalada. La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2001 ha sido de 63.708 GWh, lo que ha supuesto una contribución del 26,8% al total de la producción nacional y un incremento del 2,4% respecto a la producción del año anterior.

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 el 2001 ha sido del 93,1%, y el Factor de Disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 94,8%, parámetros que se sitúan entre los más altos del mundo y que superan los del 2000, debido a un menor número de actuaciones programadas en las centrales.

Con fechas 20 de marzo de 2001 y 2 de octubre de 2001 se dictaron las Órdenes Ministeriales mediante las que se renovaron las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares de Cofrentes y Ascó I y II, por un período de 10 años.

CUADRO 4.1

Potencia eléctrica y producción de origen nuclear 2001

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conexión)	Potencia instalada (MWe)	Producción bruta (GWh)
José Cabrera	PWR	1968	160	1.124
Garaña	BWR	1971	466	3.574
Almaraz I	PWR	1981	974	8.458
Ascó I	PWR	1983	1.028	8.121
Almaraz II	PWR	1983	983	7.883
Cofrentes	BWR	1984	1.025	8.587
Ascó II	PWR	1985	1.027	8.159
Vandellós II	PWR	1987	1.087	9.375
Trillo	PWR	1988	1.066	8.424
TOTAL			7.816	63.708

PWR = reactor de agua a presión.

BWR = reactor de agua en ebullición.

Fuente: Ministerio de Economía. DGPEM.

4.2 Primera parte del ciclo del combustible nuclear

La producción de la Planta Quercus de concentrados de uranio de ENUSA Industrias Avanzadas, S. A., situada en Saelices el Chico (Salamanca), ha sido de 35,4 t de U_3O_8 , cantidad resultante de labores de producción residual, ya que a finales del año 2000 se dieron por finalizadas las actividades productivas de la mina situada en el mismo emplazamiento que la Planta Quercus, como consecuencia del agotamiento, a los actuales precios de mercado, de los recursos mineros económicamente explotables.

En la fábrica de elementos combustibles que dicha empresa posee en Juzbado (Salamanca), se han producido 703 elementos combustibles conteniendo 207 t de uranio. De ellos, 393 destinados a reactores de agua a presión (PWR) y 310 a reactores de agua en ebullición (BWR). Aproximadamente la mitad de la producción de elementos combustibles ha sido destinada a la exportación a países como Alemania, Suecia, Bélgica y Finlandia, habiéndose importado 96 elementos combustibles, 20 con destino a Trillo y 76 a Cofrentes.

En cuanto a las centrales nucleares españolas, ENUSA Industrias Avanzadas, S. A., ha gestionado y suministrado un total de 182 toneladas de uranio de distintos grados de enriquecimiento, lo que equivale a 2.052 toneladas de concentrado de uranio U_3O_8 , 1.586 toneladas de U en servicios de conversión y 1.038.000 UTS (Unidades Técnicas de Separación) en servicios de enriquecimiento. Las centrales a las que ha suministrado este año el combustible han sido: Zorita, Almaraz I y II, Cofrentes, Ascó I, Trillo y Vandellós II.

ENUSA tiene una participación del 10% en el capital de la empresa COMINAK, sociedad productora de concentrados de uranio en la República de Níger, de la que adquiere el 10% de su producción. Asimismo, tiene una participación del 11,11% en el capital de EURODIF, sociedad francesa de accionariado europeo que proporciona servicios de enriquecimiento de uranio.

4.3 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

Todas las actividades desarrolladas durante el año 2001, en relación con la gestión de residuos radiactivos y el desmantelamiento de instalaciones nucleares y radiactivas, han estado enmarcadas en el 5.º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), aprobado por el Gobierno, a propuesta del Ministerio de Economía, en julio de 1999. En dicho Plan se recogen las estrategias, actuaciones necesarias y soluciones técnicas a desarrollar, durante el período de vigencia del mismo, incluyendo un estudio económico-financiero del coste de dichas actuaciones.

Por lo que se refiere a los residuos radiactivos de baja y media actividad, por Orden Ministerial de 5 de octubre de 2001, se concedió a la instalación de almacenamiento de dichos residuos de El Cabril, de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A. (ENRESA), autorización de explotación hasta que se complete el volumen

de almacenamiento en las celdas existentes. Durante el 2001 se han recepcionado un total de 238 expediciones, siendo el número total de bultos y unidades de contención recibidos de 8.046, que se han almacenado en las plataformas en 402 contenedores. A 31 de diciembre de 2001 la ocupación de estas plataformas era del 41%, estando previsto que se sature la capacidad de la instalación hacia el año 2016. Por otra parte, han continuado los trabajos que se vienen desarrollando desde 1994, conjuntamente, entre ENRESA y las centrales nucleares con vistas a la reducción del volumen de sus residuos de baja y media actividad resultantes de la operación. Desde el comienzo de estos trabajos, el volumen anual de producción de estos residuos se ha reducido a una tercera parte.

En el 2001 se han concluido las pruebas en la factoría de Equipos Nucleares, S. A. (ENSA), en Maliaño (Cantabria), de los dos primeros contenedores metálicos de doble propósito; para el almacenamiento y transporte, de elementos combustibles gastados que se utilizarán en la central nuclear de Trillo, cuyo traslado a la central se llevará a cabo en los primeros meses de 2002. Cada uno de ellos es capaz de admitir 21 elementos combustibles de los utilizados en esta central. En dicha factoría se encuentran en proceso de fabricación otros seis contenedores, dos de los cuales está previsto que se entreguen también en 2002 y el resto a lo largo de 2003.

Respecto a la gestión final del combustible gastado y residuos de alta actividad, han continuado las actividades llevadas a cabo por ENRESA, reorientadas a la investigación en las tecnologías relacionadas con el almacén geológico profundo (AGP) y con la separación y transmutación, mediante el empleo de recursos proporcionados a los nuevos planteamientos estratégicos, que pasan por posponer cualquier decisión hasta el año 2010.

En cuanto al Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, su incremento durante el año 2001 fue de 39,22 M€ (6.526 MPts), alcanzando el Fondo la cifra de 1.707.330 M€ (284.076 MPts). ENRESA gestionó la Cartera de Inversiones Financieras Transitorias, con base a criterios de seguridad, rentabilidad y liquidez, según lo establecido en el R.D. 404/1996, alcanzándose durante dicho año un rendimiento acumulado de la Cartera del 5,67%.

4.4 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras

PARQUE NUCLEAR

La potencia nominal del parque nuclear español se ha incrementado durante el 2001 en 17,82 MWe, como consecuencia de ajustes realizados en el secundario de Ascó II y Vandellós II.

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 del año 2001 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 2001 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 2.752 M€ (457.894 MPts), de los que 1.434 M€ (238.597 MPts) correspondían a C.N. Lemóniz, 1.277 M€ (212.475 MPts) a C.N. Valdecaballeros y 41 M€ (6.822 MPts) a C.N. Trillo II.

SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Dado que la central nuclear de Trillo es la primera que saturará la capacidad de almacenamiento de combustible gastado de su piscina debido a las características de la misma, lo que está previsto para el principio del año 2003 (la saturación del resto de las piscinas se prevé a partir del 2013), en 1999 el Gobierno aprobó la construcción de un almacén temporal individualizado de combustible gastado en esta central, que albergará el combustible gastado de la central en contenedores metálicos. A finales de 2001 su construcción se encontraba en un estado muy avanzado, estando prevista su finalización en febrero de 2002.

DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

Prosiguen los trabajos de desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I. Estas actividades fueron autorizadas a principios de 1998 y concluirán a finales de 2002, en que se alcanzará el llamado nivel 2 y comenzará el período de espera cuya duración se estima en 30 años. Las labores autorizadas, hasta alcanzar el nivel 2, serán el desmantelamiento y demolición de los edificios y estructuras de la central, excepto el cajón del reactor, que quedará aislado con todas las penetraciones y canales de acceso taponados, manteniéndose sólo las funciones de vigilancia de las condiciones ambientales y radiológicas de su atmósfera interna. Una vez alcanzado el nivel 2, quedará disponible para otros usos aproximadamente el 80% del emplazamiento de la central. Transcurrido el período de espera, está previsto comenzar la segunda etapa, en la que se desmantelará el cajón, así como el propio reactor. Finalizada esta segunda fase, se alcanzará el llamado nivel 3 y quedará liberado totalmente el emplazamiento, permitiendo su utilización sin limitaciones.

Durante el 2001 los trabajos más importantes efectuados han consistido en desmantelamiento de partes activas, desclasificación de materiales, descontaminación de paramentos, reclasificación de zonas activas, demolición de edificios convencionales y montaje de nueva protección del edificio del reactor. A finales de este año, el proyecto estaba ejecutado en un 80%, con un ligero adelanto con respecto al programa inicialmente previsto.

En noviembre de 2001 comenzaron las labores de desmantelamiento del reactor experimental ARGOS, de la Universidad Politécnica de Cataluña, cuya finalización está prevista para finales de 2002. Este reactor estuvo operativo entre 1963 y 1977, habiendo sido retirado su combustible en 1992.

Por lo que se refiere a la Fábrica de Uranio de Andujar (Jaén) y la antigua mina de uranio de La Haba (Badajoz), una vez concluido su desmantelamiento y restauración de sus emplazamientos, han continuado las tareas de vigilancia de los mismos, de acuerdo con las condiciones establecidas en las autorizaciones correspondientes.

Asimismo, en enero de 2001 se autorizó el desmantelamiento de la Planta Elefante de fabricación de concentrados de uranio, situada en el mismo emplazamiento que la Planta Quercus, en Saelices el Chico (Salamanca), y que se encontraba en parada definitiva desde 1995. Este desmantelamiento finalizó en el mes de junio.

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

Mediante el Real Decreto 783/2001, de 6 de julio, se aprobó un nuevo Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes, que sustituye al Reglamento vigente hasta ahora en la materia que data del año 1992. Este Reglamento, junto con el nuevo Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado en 1999, transpone íntegramente la Directiva 96/29, de EURATOM, por la que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de la población y de los trabajadores contra las radiaciones ionizantes.

Asimismo, mediante la Disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2001, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, se ha llevado a cabo la modificación de la Disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, relativa al Fondo para la financiación de las actividades del Plan General de Residuos Radiactivos, con el objeto de precisar la denominación de este Fondo, especificar la condición de partida deducible del impuesto de sociedades de la dotación constituida por las distintas cantidades que forman parte del mismo, y determinar cuales son las cantidades que han de considerarse como coste de diversificación y seguridad de abastecimiento.

En el ámbito comunitario se encuentra en fase de elaboración una Directiva sobre fuentes radiactivas selladas de alta actividad, mediante la que se pretende completar la actual Directiva sobre normas básicas (96/29, EURATOM), con el fin de aumentar el control sobre las fuentes radiactivas que supongan un mayor peligro y de establecer la responsabilidad de los poseedores de estas fuentes.

Por otra parte, en este mismo ámbito se ha ido avanzando en los mecanismos de puesta en práctica del Protocolo Adicional al Acuerdo de Salvaguardias que nuestro país ratificó en diciembre de 1999 como Estado miembro de EURATOM. En él se establecen los compromisos adicionales que España asume en relación con la aplicación en nuestro país del Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares. La entrada en vigor



de este Protocolo Adicional, que tendrá lugar cuando lo hayan ratificado todos los Estados miembros de la UE, lo cual se espera para principios de 2003.

4.6 Actividad de organismos internacionales

La actividad nuclear en el ámbito internacional se centra, básicamente, en tres organizaciones internacionales: la Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE), la Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE) y el 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 el año 2001.

COMUNIDAD EUROPEA DE ENERGÍA ATÓMICA (EURATOM-UE)

- Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM.
Se aprobó el informe anual de 2000 y el presupuesto del año 2002, y en su seno se inició un proceso de reflexión en relación con el papel a desarrollar en el futuro por esta Agencia, cuya función es la de garantizar el suministro de combustible nuclear a los Estados miembros, a la vista de la evolución de las condiciones de mercado, caracterizado por un exceso de la oferta, la liberalización de los mercados energéticos y la próxima ampliación de la UE.
- Comité Consultivo del 5.º Programa Marco de I+D Comunitario sobre Fisión Nuclear (1998-2002).
Se hizo un seguimiento del estado de ejecución del 5.º Programa Marco, revisándose el Programa de Trabajo para el 2002 y, entre otras cosas, se elaboró un documento sobre educación, entrenamiento y competencia en materia de energía nuclear, se analizaron las posibilidades de cooperación entre los programas nacionales de I+D y el comunitario, se informó sobre los recientes desarrollos del JRC, se desarrolló una base de datos de Centros de Competencia Nuclear de los países miembros y se elaboró un documento como aportación del Comité con vistas a la elaboración del 6.º Programa Marco.
- Grupo de Expertos de los Programas Nucleares de PHARE y TACIS
Hasta ahora, dentro de la Comisión se realizaba una gestión integrada de los programas PHARE y TACIS de energía nuclear. A partir del año 2001 estos programas siguen caminos distintos, ya que TACIS sigue manteniendo su estructura tradicional de asistencia técnica, mientras que PHARE se orienta hacia la ampliación de la UE y se gestiona por otra Dirección General.

Dentro del programa TACIS, como hecho más significativo cabe señalar la elaboración del documento de estrategia (2002-2006) y del Programa indicativo (2002-2003). Entre otras cuestiones, se analizó la situación radiológica de noroeste de Rusia en relación con los residuos radiactivos allí depositados, así como diversos proyectos de apoyo a los organismos reguladores de Rusia y Ucrania.

AGENCIA DE ENERGÍA NUCLEAR (NEA-OCDE)

➤ Comité de Dirección.

Además de aprobar el programa de trabajo y el presupuesto de la NEA para el 2002, entre otras cuestiones, se debatió sobre la realización por esta Agencia de actividades destinadas a analizar las relaciones entre la energía nuclear y la sociedad civil, se estudió la actualización del régimen de responsabilidad civil por daños nucleares, se hizo un seguimiento de los trabajos de los Comités Técnicos de la Agencia, y se analizó la implicación de esta Agencia en el proyecto internacional «Generación IV», que tiene como objeto el desarrollo y demostración de uno o más sistemas de energía nuclear que ofrezcan ventajas sobre los actuales en los aspectos de economía, seguridad, fiabilidad y sostenibilidad.

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

Entre otras cuestiones, se analizó el estado de los trabajos incluidos en el Programa 2000-2001 para los distintos comités de la NEA, entre los que se encuentran los relativos al estudio de las externalidades de los distintos sistemas de generación eléctrica, así como la implicación de este Organismo en las actividades de otras organizaciones de la OCDE, especialmente la Agencia Internacional de la Energía.

➤ Grupo de Expertos sobre Cuestiones Jurídicas y Responsabilidad Civil en Materia de Energía Nuclear.

Entre las cuestiones tratadas cabe destacar: la situación de la revisión del Convenio de París y su Convenio Complementario de Bruselas, la responsabilidad civil del explotador de la instalación nuclear en el caso de actos de terrorismo y las novedades habidas en las legislaciones de los distintos países en relación con la responsabilidad civil.

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

En las reuniones celebradas durante este año se ha llegado a un consenso sobre las cuestiones más debatidas que eran: las cuantías establecidas como lími-



te mínimo a la responsabilidad del explotador, la unidad en que se expresaban, aceptándose el Euro, y algunas otras cuestiones como la reciprocidad, aunque sobre ésta no se alcanzó un acuerdo sobre la forma en que debía ser incluida en el Convenio de París. Se espera que la revisión de este Convenio quede ultimada durante el 2002.

➤ Tribunal Europeo de Energía Nuclear.

Este Tribunal, creado por la «Convención de 20 de diciembre de 1957 sobre el establecimiento de un control de seguridad en el campo de la energía nuclear» y cuya principal función en la actualidad es la interpretación de los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil, celebró la reunión inaugural de su nuevo mandato por cinco años. Los siete jueces de otros tantos países, entre ellos España, juraron sus cargos e intercambiaron ideas sobre posibles actuaciones futuras.

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

➤ Junta de Gobernadores.

Esta institución se reúne cinco veces al año y tiene la función, entre otras, de examinar y hacer recomendaciones a la Conferencia General en relación con las cuentas, programas y presupuesto del Organismo. En la actualidad, España es miembro de la Junta de Gobernadores, puesto para el que fue nombrado en septiembre de 2000, por un período de tres años.

➤ Conferencia General.

En el 2001 la Conferencia General anual de este Organismo, que tuvo lugar del 17 al 21 de septiembre, estuvo marcada por los acontecimientos acaecidos el día 11 de ese mismo mes en EEUU, poniéndose de manifiesto la preocupación de los participantes en dicha Conferencia en relación con el posible impacto de actividades terroristas sobre la seguridad de los materiales nucleares y radiactivos. En este sentido, la Conferencia requirió al Director General la realización de un análisis en profundidad de las actividades y programas del OIEA relacionados con estos materiales, con vistas a su reforzamiento para prevenir actos de terrorismo. Asimismo, se aprobaron, entre otros, el programa y el presupuesto del Organismo para el 2002, con una previsión de gastos de 245 M\$, el Informe anual correspondiente al año 2000 y las contribuciones al Fondo de Cooperación Técnica para el año 2002, para las que se estableció una cifra objetivo de 73 M\$.

- Grupo de Trabajo sobre la revisión de la Convención para la Protección Física de los Materiales Nucleares.

La revisión de esta Convención ya venía siendo objeto de análisis antes de que tuvieran lugar los atentados terroristas en EEUU. No obstante, estos acontecimientos han incrementado notablemente la sensibilidad de la comunidad internacional en relación con los temas relativos a la protección física de los materiales nucleares, dando un impulso adicional a dicha revisión.

Ya en mayo de 2001 un Grupo de Expertos reunido para tratar esta cuestión había llegado a la conclusión de que existía una necesidad clara de fortalecer el régimen de protección física, para lo que recomendó un conjunto de medidas, entre las que cabe señalar la aprobación por la Junta de Gobernadores de unos «Principios básicos de la seguridad física», la aprobación por la Conferencia General de una resolución que incluyera, específicamente, los «Objetivos y principios fundamentales de la protección física», la mejora en este aspecto de los programas del OIEA y el fortalecimiento de la Convención de Protección Física de los Materiales Nucleares.

En relación con esta última cuestión, el Director General del OIEA convocó a un grupo de expertos jurídicos y técnicos para preparar un borrador de enmienda, que celebró su primera reunión en noviembre de 2001.

En esta enmienda se contemplan, entre otros aspectos, la extensión del alcance de la Convención al uso, almacenamiento y transporte nacionales, la protección física del material nuclear y de las instalaciones nucleares contra el sabotaje, la importancia de la responsabilidad nacional de la protección física, y los objetivos y principios fundamentales de la protección física.

GRUPO DE SUMINISTRADORES NUCLEARES (GSN)

Se siguió debatiendo sobre la propuesta rusa de crear la figura de «País asociado» que finalmente no se consideró en el Plenario de este Grupo. No obstante, se creó un nuevo Grupo Consultivo, con un mandato claro de coordinar los dos regímenes (Parte 1 y Parte 2 del GSN), y facilitar, evitando la duplicidad, las presentaciones de los distintos grupos de trabajo al Plenario. Asimismo, se encargó a este Grupo seguir estudiando la conveniencia o no de acercamiento del GSN a los países no parte del mismo ni del Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares, pero que disponen de capacidad nuclear.

Este Grupo Consultivo tuvo su primera reunión en noviembre, donde, motivado sin duda por los sucesos del 11 de septiembre, surgió la idea de introducir de alguna forma en las Guías del GSN el tema del terrorismo. Este tema se tratará en el próximo Plenario siempre que el Grupo Consultivo elabore una propuesta en ese sentido en la reunión previa al mismo, aunque es muy posible que las discusiones sobre esta cuestión se prolonguen, por las implicaciones que la misma puede tener en el comercio internacional.



FONDOS GESTIONADOS POR EL BERD

España viene participando, en algunos casos como contribuyente y en otros hasta ahora como observador, en los siguientes foros encargados de supervisar fondos que gestiona el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD).

- Asamblea de contribuyentes al Fondo del nuevo confinamiento de seguridad de Chernóbil.

Durante el 2001 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 nuclear de Chernóbil. La nueva fecha prevista de acabado del proyecto es diciembre de 2007. España contribuyó a la primera fase de este proyecto con 3 M\$ y se encuentra en avanzado estado de tramitación una nueva aportación de 2 M€ para la segunda fase. En 2001, la UE aprobó una contribución a este Fondo de 100 M€, durante el período 2001-2004.

- Fondos internacionales de apoyo a la clausura de:

- Central nuclear de Ignalina (Lituania) (primera unidad).
- Central nuclear de Kozloduy (Bulgaria) (cuatro primeras unidades).
- Central nuclear de Bohunice (Eslovaquia) (dos primeras unidades).

En el marco de las negociaciones de adhesión a la UE, estos países aprobaron el desmantelamiento de estas unidades cuyos reactores no se consideran con un nivel de seguridad aceptable.

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

A finales de 2001 se encontraba en un estado avanzado de tramitación la aprobación de una contribución española a estos fondos de 1, 5 M€ para cada central.

5.1 Situación actual

5.1.1 PANORÁMICA GENERAL DEL SECTOR

Globalmente la producción en toneladas de hulla más antracita en 2001, disminuyó un 7,4% con respecto a 2000. Este hecho se debe a la menor producción en el año y a las reducciones estructurales de capacidad efectuadas por la industria. En lignitos negros la disminución de producción fue del 4,2%, en cambio, la producción de lignito pardo aumentó en un 2,3% en relación a la de 2000 (cuadro 5.1.1).

5.1.2 DEMANDA INTERIOR

La demanda de carbón ha tenido durante 2001 la distribución que proporciona el cuadro 5.1.2. La mejora de la hidráulidad del año ha hecho bajar el consumo de car-

CUADRO 5.1.1

Balance de carbón

	2000	2001	2001/00 %	2000	2001	2001/00 %
	Miles de toneladas			Miles de tec ¹		
+ Producción	23.486	22.685	-3,4	11.916	11.233	-5,7
Hulla y antracita	11.334	10.491	-7,4	8.165	7.562	-7,4
Lignito negro	3.628	3.475	-4,2	1.641	1.536	-6,4
Lignito pardo	8.524	8.718	2,3	2.110	2.135	1,2
+ Variación de stocks ²	633	779		224	659	
Hulla y antracita	-9	898		-91	722	
Lignito negro	764	-173		345	-76	
Lignito pardo	-122	53		-30	13	
+ Importación	21.786	19.060	-12,5	18.887	16.612	-12,0
Hulla coquizable	3.755	3.365	-10,4	3.739	3.364	-10,0
Hulla no coquizable	17.894	15.551	-13,1	15.011	13.104	-12,7
Coque	137	144	4,8	138	144	4,9
- Exportación	119	601	405,1	121	606	402,3
Coque	119	601	405,1	121	606	402,3
= Consumo interior bruto	45.786	41.922	-8,4	30.907	27.897	-9,7

¹ Toneladas equivalentes de carbón.

² Existencias iniciales – Existencias finales.

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

CUADRO 5.1.2

Sectorización del consumo de carbón

	2000	2001	2001/00 %	2000	2001	2001/00 %
	Miles de toneladas ¹	Miles de tec				
1. Generación eléctrica	40.829	36.889	-9,7	26.062	23.054	-11,5
1.1 Compañías eléctricas	40.682	36.791	-9,6	25.960	22.971	-11,5
Hulla y antracita	12.170	11.082	-8,9	8.751	7.983	-8,8
Lignito negro	4.384	3.325	-24,1	1.982	1.470	-25,8
Lignito pardo	8.402	8.771	4,4	2.073	2.148	3,6
Carbón importado	15.726	13.612	-13,4	13.153	11.370	-13,6
1.2 Autoproductores	147	98	-33,9	102	83	-18,5
2. Transf. en coquerías	3.580	3.794	6,0	3.686	3.783	2,6
3. Fábricas de cemento	310	299	-3,6	272	262	-3,6
4. Resto de industria	804	791	-1,6	707	695	-1,6
5. Usos domésticos	159	97	-39,0	114	70	-39,1
6. Cons. propios y pérdidas	104	52	-49,5	65	33	-49,5
TOTAL	45.786	41.922	-8,4	30.907	27.897	-9,7

Fuente: DGPEM.

bón para generación, a pesar del crecimiento de la demanda eléctrica. En generación eléctrica bajó el consumo en toneladas de hulla y antracita un 8,9% y el de lignito negro un 24,1%. Aumentó el consumo de lignito pardo un 4,4% y el de carbón importado un 13,4%.

En otros sectores, destaca el aumento del consumo del 6% en toneladas en siderurgia, el descenso del 3,6% en cementeras y del 1,6% en otras industrias. Continúa el descenso en usos domésticos.

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

A partir de enero de 1998 se liberaliza 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 fun-

ción del contratante. También se aplican criterios de revisión de precios diferentes según las distintas compañías eléctricas. En definitiva, por primera vez, aparece una amplia liberalización en el mercado carbonero español.

El precio en factura medio del carbón nacional en 1997 fue de 6.980,78 pta/t, para un PCS medio de 4.740 Kcal/kg, lo que equivale a 1,4727 pta/termia. Descontado el 10% de prima incluida en el precio el valor de la termia sería de 1,3388 pesetas. El precio medio de 1998 para un carbón de PCS medio de 4.646 Kcal/kg. fue de 5.979,73 pta/t o de 1,2871 pta/termia de PCS. Puede apreciarse que el efecto de la negociación ha sido una reducción media del precio del carbón de prácticamente un 3%. En 1999 el precio medio del carbón de 4.611 kcal/kg de PCS fue de 5.914,86 pta/t o de 1,2257 pta/termia.

La reducción media de los ingresos por termia vendida fue de 4,77%. Esta reducción se debió a la caída de los precios del carbón en el mercado internacional, que se aplicó a los precios españoles. En el año 2000 el precio medio de venta fue de 5.914,86 pta/t para un carbón con PCS medio de 4.601 kcal/kg, que equivale a 1,2856 pta/termia. El precio se incrementó un 4,88% reflejando la mejoría del precio en el mercado internacional. En el año 2001 el precio medio de venta fue de 6.240 pta/tonelada para un carbón de 4.550 kcal/kg de PCS medio, o en termias se pagaron a 1,3714 pta/termia de PCS. Por tanto en el año 2001 los precios se incrementaron un 6,67% sobre los del año 2001.

Por tanto el valor de la producción de carbón CECA es de 86.773 millones de pesetas. Hay que agregar otros 26.861 millones de pesetas, valor de venta de los lignitos pardos. Por tanto, el valor de la producción entregada al sector eléctrico fue de 113.634 millones de pesetas.

El ingreso por entregas de carbón a centrales eléctricas para las empresas mineras se obtiene sumando al valor de la producción, los 56.884 millones de pesetas de ayudas al funcionamiento, para empresas privadas y los 17.406 millones de pesetas para empresas públicas. Hubo además unos cobros por atrasos de percepciones de ayudas correspondientes a años anteriores y por ajuste de cálculo de ayudas iniciales valorados en 1.319 y 754 millones de pesetas respectivamente. Por tanto los ingresos para empresas que extraen carbón CECA en el año 2001 fueron de 163.137 millones de pesetas, superiores en 3.162 millones a los del año 2000. Es necesario estimar en otros 9.000 millones de pesetas los ingresos por ventas de granos de carbón a las calefacciones y otros usos domésticos. El sector, concretamente HUNOSA, percibirá además desde S.E.P.I. otros 36.106 millones de pesetas destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa.

5.1.3.2 EMPLEO EN EL SECTOR

La plantilla propia estimada en el subsector de carbones CECA a final del año 2001 era de 14.159 trabajadores, frente a los 15.681 del año 2000, lo que origina una dismi-

CUADRO 5.1.3

Mano de obra empleada en minería

	2000	2001	2001/00
Hulla	10.600	9.620	-9,2
Antracita	3.992	3.551	-11,0
Lignito negro	1.085	988	-8,9
Total carbón CECA	902	845	-6,3
Lignito pardo	16.579	15.004	-9,5
TOTAL	15.677	14.159	-9,7

Fuente: DGPEM.

nución de empleo del 9,50%. Teniendo en cuenta el empleo en los lignitos pardos, la mano de obra total empleada en el año 2001 ha sido de 15.004 trabajadores frente a 15.681 en el año 2000, lo que supone una disminución del 9,68%. Este incremento en las disminuciones de plantillas se debe a la introducción de la medida de reducción de la edad de jubilación, que se sitúa en 52 años equivalentes, desde 1998.

5.1.4 COMERCIO EXTERIOR

En el sector de la minería del carbón el saldo comercial es netamente importador, puesto que prácticamente no existe exportación de carbón español. La utilización fundamental del carbón importado tiene lugar en centrales térmicas, industria siderúrgica, e industria del cemento. Los orígenes de las importaciones, según datos de Aduanas, se indican en el cuadro 5.1.4, cuyas cuantías globales para 2001 no son comparables con lo indicado como Balance del comercio exterior en el Cuadro 5.1.1, debido al ámbito temporal de los datos de Aduanas.

En unidades físicas la importación de hulla más antracita, disminuyó en un 12,62% respecto al año 2000. En unidades monetarias la importación disminuyó un 3,88% en relación al mismo período. No obstante los precios unitarios se incrementaron desde un promedio de 6.494 pta/t a 7.144 pta/t.

La disminución de la importación es debida al comportamiento del año hidráulico que originó un menor consumo de carbón en centrales térmicas que el del año 2000.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2001, excluidos los procedentes de la UE, fue en situación CIF puerto español de 6.541 Pts/t, para un carbón con PCS medio de 6.074 Kcal/kg. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 9.544 Pts/t. (cuadro 5.1.5). El coste del carbón importado en el año 2001 puede estimarse en 135.101 millones de pesetas.

CUADRO 5.1.4

Importación de combustibles sólidos en 2001

Miles de toneladas

País	Hulla		Total hulla	Antracita	Coque
	Coquizable	Térmica			
Australia	2.667.864	657.815	3.325.679	172.055	
Canadá	173.145		173.145		60.271
China	113.591	158.604	272.195	326.925	41.572
Colombia		348.693	348.693	46.607	
EE.UU.	1.105.983	778.442	1.884.425		12.103
Indonesia		2.734.914	2.734.914		
Polonia	132.009	160.757	292.766		5.066
Rep. Sudáfrica		6.434.948	6.434.948	712.527	
Rusia		1.477.385	1.477.385	281.896	3.030
Venezuela	42.135	106.747	148.882		
Otros		81.709	81.709	201.417	21.509
TOTAL	4.234.727	12.940.014	17.174.741	1.741.427	143.551

Fuente: DGPEM.

CUADRO 5.1.5

Precio medio (CIF) de hulla importada para centrales térmicas

País	\$/tonelada			\$/termia		
	1999	2000	2001	1999	2000	2001
Rep. Sudáfrica	29,60	32,15	44,18	0,47	0,51	0,70
EE.UU.	30,85	31,66	44,12	0,49	0,50	0,70
Indonesia	27,31	28,54	35,94	0,43	0,46	0,57
Colombia	30,93	30,69	46,61	0,49	0,49	0,74
Rusia	32,42	36,11	48,26	0,51	0,58	0,76
Polonia	34,13	35,18	42,69	0,54	0,56	0,67
Venezuela	39,87	36,83	53,28	0,63	0,59	0,84
China	—	29,82	43,16	0,00	0,48	0,68
Australia	29,41	32,06	53,10	0,47	0,51	0,84
TOTAL (media)	29,57	31,90	45,44	0,47	0,51	0,72

Fuente: DGPEM.



5.2 Estructura del sector

La aplicación de las medidas de política carbonera en 1998 ha dado como resultado que 15 empresas han solicitado una reducción de capacidad total de 615.248 toneladas anuales. Asimismo se han dado diversos procesos de fusión de empresas que han modificado parcialmente la estructura del sector.

Actualmente existen 50 empresas que extraen carbón CECA y dos que extraen lignito pardo. Entre ellas 14 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 13 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 7 tienen entre 50 y 100, 10 empresas tienen entre 100 y 500 y 6 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción 13 empresas, con menos de 25 Kt de capacidad producen el 1,05% de la producción total (144 kt). 7 empresas con capacidades entre 25 y 50 kt producen el 1,51% de la producción total (209 kt). 12 empresas con capacidades entre 50 y 100 kt producen el 6,19% de la producción (855 kt). 10 empresas con capacidades entre 100 y 500 kt anuales producen el 12,40% de la producción (1.712 kt) y 9 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 78,85% de la producción (10.883 kt).

Desde 1996 no hubo disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que no están contempladas en la Decisión 3632/93/CECA. La inversión realizada en proyectos de extracción de carbón se estima en 2001 en 12.000 millones de pesetas.

5.3 La política carbonera en 2001

Las disposiciones normativas que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2001 fueron las siguientes:

Disposiciones básicas que existen desde 1998

- 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:

- Resolución del 15 de marzo de 2001, de la Presidencia del Instituto para la reestructuración de la Minería del Carbón y desarrollo Alternativo de las Comarcas

Mineras, por la que se ordena la publicación del Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de febrero de 2001 por el que se aprueban las ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad de las empresas mineras del carbón para 2001 por cuantía máxima de 75.203.889.380 pesetas.

- Resolución de 8 de octubre de 2001, 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 2001.
- Orden de 15 de octubre de 2001 por la que modifica la 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 2001.

Regulación existente en vigor para las cargas excepcionales de reestructuración:

- Orden de 18 de febrero de 1998 sobre ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización, reestructuración y racionalización de la actividad de las empresas mineras de carbón.

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras:

- Orden de 17 de diciembre de 2001 por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

En este conjunto de disposiciones ha permitido la gestión de las ayudas otorgadas a las empresas mineras de carbón, conjunto de ayudas aprobadas por la Comisión de la U.E. en virtud de la decisión 3632/93/CECA de 28 de diciembre. Esta gestión ha sido ejecutada por Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2001 se han firmado con la Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 375 proyectos de infraestructura con un coste de 1.159 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. Así como en el mismo período se han otorgado ayudas a 426 proyectos empresariales, que se esperan generen 6.685 empleos nuevos, con una inversión de 1.371 millones de euros y que percibieron ayudas por valor de 327 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: 50 empresas beneficiarias, con 73.364 millones de pesetas otorgadas, que incluyen reajustes efectuados en el año y atrasos.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 22.173 millones de pesetas a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: se han beneficiado 15 empresas, que han reducido 615.248 toneladas, con un coste de 6.149 millones de pesetas.
- Se han otorgado 617 millones de pesetas para ayudas a costes de transportes de carbón desde cuencas mineras a centrales alejadas de su zona de influencia.
- Se han otorgado 1.011 millones de pesetas 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 2002 totalizan 422,7 millones de euros, el 4% menos que las correspondientes al año 2001. Además se han presupuestado 155 millones de euros para costes sociales de reestructuración. A su vez se prevén otros 3 millones de euros para ayudas al transporte de carbón entre cuencas y 12 millones de euros para financiar almacenamientos superiores a 720 horas de funcionamiento en centrales térmicas.

Se presupuestan 270 millones de euros para financiar en el año 2002 el desarrollo alternativo de las Comarcas mineras del carbón.

Aunque la Seguridad Minera no es exclusiva del carbón es necesario resaltar que las actuaciones en esta materia se han regulado mediante la Resolución de 5 de abril de 2001, de la Secretaría de Estado de Economía, de Energía y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se efectúa la convocatoria para la concesión de ayudas derivadas del Plan de Seguridad Minera para el ejercicio 2001.

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*

- Equipos autorrescatadores de protección respiratoria para minería subterránea. Formación básica para los trabajadores. Valor 53 Mpta.
- Estudio para la definición y diseño de los procedimientos de ensayos no destructivos de cables de acero para minería. Valor 22 Mpta.
- Mejora de los sistemas de ventilación secundaria de los frentes de explotación en capas grisuosas de carbón. Valor 22 Mpta.

- Estudio de las condiciones de utilización de los sistemas de control ambiental en explotaciones subterráneas de carbón. Valor 11 Mpta.
- Estudio para la optimización del empleo de explosivos en la minería subterránea de carbón desde el punto de vista de la seguridad. Valor 44 Mpta.
- Definición de los procedimientos de evaluación de riesgo para la clasificación de labores mineras por explosividad de polvo de carbón. Valor 8 Mpta.

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

b) *Con el Instituto Nacional de la Silicosis*

Se han firmado tres convenios relativos a Seguridad Minera con este Instituto por valor total de 32 Mpta.

6.1 Demanda

Las ventas de gas natural en 2001, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 182279 millones de termias, con incremento del 8,3% respecto al año 2000 (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, 12,8% en el año 2001.

El gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural ha alcanzado 371 millones de termias, con descenso del 14,1% en 2001. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se ha distribuido en un 18,3% en el mercado doméstico-comercial y un 60% 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. Dentro del mercado industrial, un 18% corresponde a suministros interrumpibles, lo que contribuye a incrementar la seguridad del sistema gasista.

La demanda de gas natural para generación eléctrica en 2001 se estima en 34492 millones de termias, un 18,9% del total, de los que el 68,4% 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, pero aún supone el 6% de las ventas totales de gas. No obstante, la previsión para los próximos años es de un fuerte crecimiento de este mercado, por la

CUADRO 6.1

Demanda de gas (millones de termias PCS)¹

	2000	2001	Estructura %	%2001/00
Doméstico-comercial	29.893	33.398	18,3	11,7
– Gas natural	29.461	33.027	18,1	12,1
– Gas manufacturado ²	432	371	0,2	-14,1
Industrial	102.917	109.524	60,0	6,4
Materia prima amoniaco	5.273	5.236	2,9	-0,7
Cogeneración ³	21.912	23.602	12,9	7,7
Generación eléctrica convencional	8.808	10.890	6,0	23,6
Total gas natural	168.372	182.279	99,8	8,3
Total gas natural y manufacturado	168.804	182.650	100,0	8,2
Demanda de GLP (butano y propano)	2.491	2.330		-6,5

¹ No incluye consumos propios ni pérdidas.

² Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.

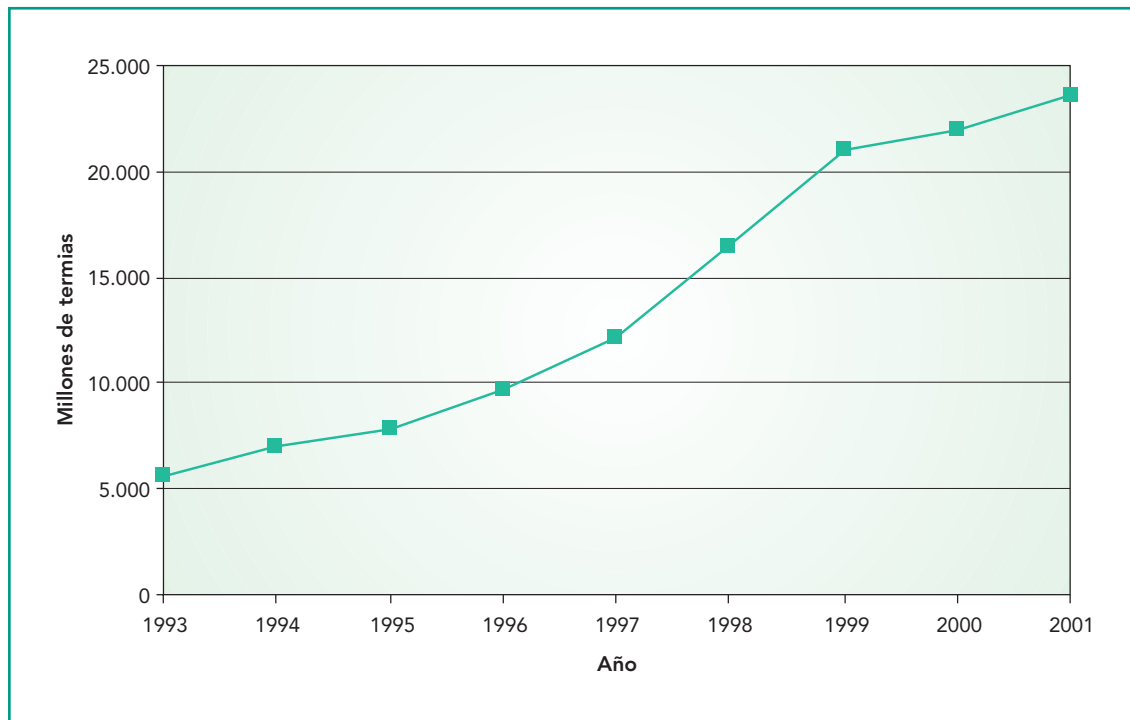
³ Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

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)



construcción de centrales de ciclo combinado. El gas natural permite aumentar la eficiencia energética en los procesos de generación de electricidad y en los de cogeneración con gas, reduce los efectos contaminantes de otros combustibles utilizados en la producción de electricidad y obtener rendimientos muy superiores a los de otras fuentes de energía.

6.2 Oferta

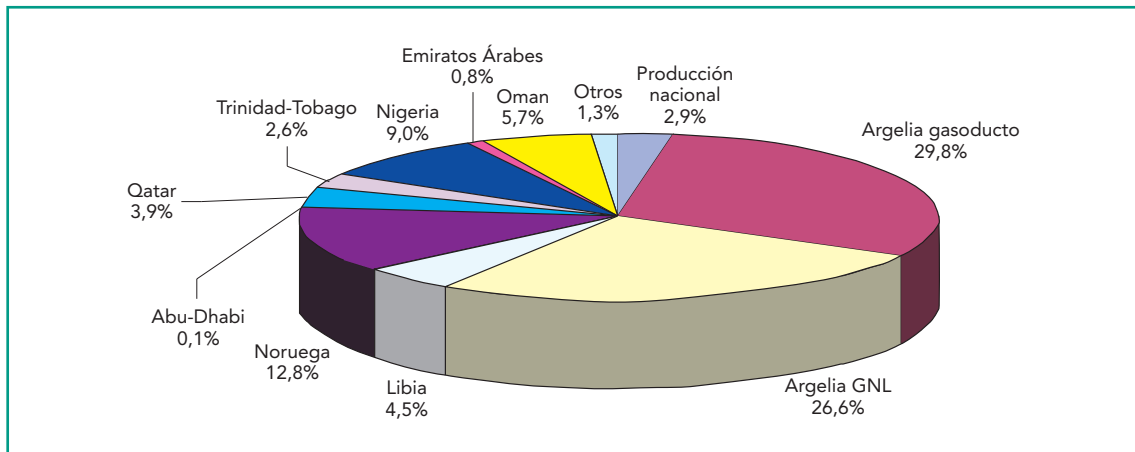
El 2,9% de los aprovisionamientos de gas natural en 2001 fue de producción nacional, que se mantiene en niveles muy bajos. Las importaciones totales de gas natural alcanzaron 175212 millones de termias, incrementándose en un 2,5% respecto a las de 2000.

Respecto a la procedencia de las importaciones (gráfico 6.2), el principal país suministrador sigue siendo Argelia, con un 58,1% del total de las importaciones, de los que el 53% se importan a través del gasoducto del Magreb.

El resto de las importaciones por importancia en volumen provienen de Noruega (13,2%), Nigeria (9,3%), Oman (5,9%), Libia (4,6%), Qatar (4%), Trinidad y Tobago (2,7%), Emiratos Arabes Unidos (0,8%) y Abu Dhabi (0,1%).

GRÁFICO 6.2

Procedencia de los aprovisionamientos de gas natural 2001



Del total de las importaciones, el 56% se ha realizado en forma de Gas Natural Licuado, al haberse incrementado las importaciones provenientes de otras fuentes de aprovisionamiento, sobre los aprovisionamientos de GN (gas procedente de Argelia a través del gasoducto del Magreb y gas proveniente de Noruega a través del gasoducto de conexión con Francia).

El Real Decreto Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios, modificó la disposición transitoria quinta de la Ley 34/1987, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, por lo que a partir de la entrada en vigor de la citada disposición, adquirirían la condición de consumidor cualificado, aquellos con un consumo anual igual o superior a 3.000.000 Nm³. En diciembre del año 2001, 28 empresas se encontraban inscritas en el Registro de empresas comercializadoras.

Si se analizan los suministros efectuados a través de empresas comercializadoras (mercado liberalizado) durante el año 2001 aproximadamente el 38% de los suministros ha sido realizada por las mismas, frente al 9,5% de los suministros realizados durante el año 2000. En lo que respecta a los suministros efectuados en el mercado industrial, aproximadamente el 50% de los mismos se ha realizado a través del mercado liberalizado frente al 12% alcanzado en el año 2000.

Se puede concluir que las medidas que se van adoptando para la liberalización del sector están dando resultados en el mismo.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS

Durante el año 2001 se ha constatado el relanzamiento en nuestro país de la actividad exploratoria iniciado a finales del año 2000 como consecuencia, entre otras razones, de los elevados precios del crudo y del creciente interés que España ha suscitado para las compañías que operan en el ámbito de la exploración e investigación de hidrocarburos.



En este contexto, cabe destacar el otorgamiento por Real Decreto 1097/2001, de 5 de octubre (BOE, de 19 de octubre), a la compañía CONOCO (U.K.) Limited de los permisos de investigación de hidrocarburos «ALBORANEO BRYCE», «ALBORANEO CRISTOBAL», «ALBORANEO DAVID» Y «ALBORANEO ERIC», situados en el Mar Mediterráneo frente a las costas de la provincia de Málaga, primeros permisos de investigación en el nuevo marco normativo del sector de hidrocarburos, desarrollado a partir de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Asimismo, por los Reales Decretos 1461/2001 y 1462/2001, de 21 de diciembre, publicados con fechas 18 de enero y 23 de enero de 2002 se otorgaron a la compañía Repsol Investigaciones Petrolíferas, Sociedad Anónima, los permisos de investigación de hidrocarburos denominados «CALYPSO ESTE» y «CALYPSO OESTE» situados en el Océano Atlántico frente a las costas de Cádiz y los permisos de investigación denominados «CANARIAS-1 a CANARIAS-9» frente a las Costas del Archipiélago Canario.

Esta actividad exploratoria se ha centrado en la realización de campañas de sismica marina completando un área de 640 km² de los cuales 611 son de campaña 3D y realizándose además más de 10.000 km de líneas sísmicas, aunque no se han llevado a cabo campañas de sismica terrestre. Asimismo se han efectuado 7 sondeos, dos en tierra con resultados negativos, en las provincias de La Rioja y Burgos y cinco en el mar Mediterráneo, con resultado positivo.

En términos económicos hay que destacar que en el ámbito de la exploración y la investigación las inversiones anuales realizadas, durante el ejercicio 2001, por la compañías que operan en nuestro país han superado los 84,14 millones de euros (14.000 millones de ptas).

En el año 2001 se produjeron 552.191.418 Nm³ de gas natural, que equivalen aproximadamente a 471 ktep. La producción se ha mantenido bastante constante a lo largo del año, y es más de tres veces superior a las producciones de los cuatro años anteriores. Así, en 2000 se produjeron 174.536.247 Nm³, lo cual supone un aumento para 2001 del 316%, debido a la producción de la Concesión Poseidón.

Por lo que se refiere a la actividad de explotación de yacimientos de hidrocarburos las inversiones realizadas por las compañías durante el año 2001 superan los 38 millones de euros.

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

6.3 Precios

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO ENVASADO

El precio final del GLP, de acuerdo con la fórmula de precios vigente sigue la marcha de las cotizaciones internacionales del propano, butano y flete. Estos tres factores, junto con la evolución del cambio del dólar explican la evolución del precio final del GLP en España.

Después de finalizar el período de un año en el que el precio máximo antes de impuestos del GLP envasado en envases de capacidad igual o superior a 8 kg se mantuvo congelado en 83,4 ptas/kg (50,17 cent/kg), la Orden Ministerial de 6 de octubre de 2000 restableció el sistema de revisión automático de los precios con periodicidad semestral y con entrada en vigor los meses de abril y octubre.

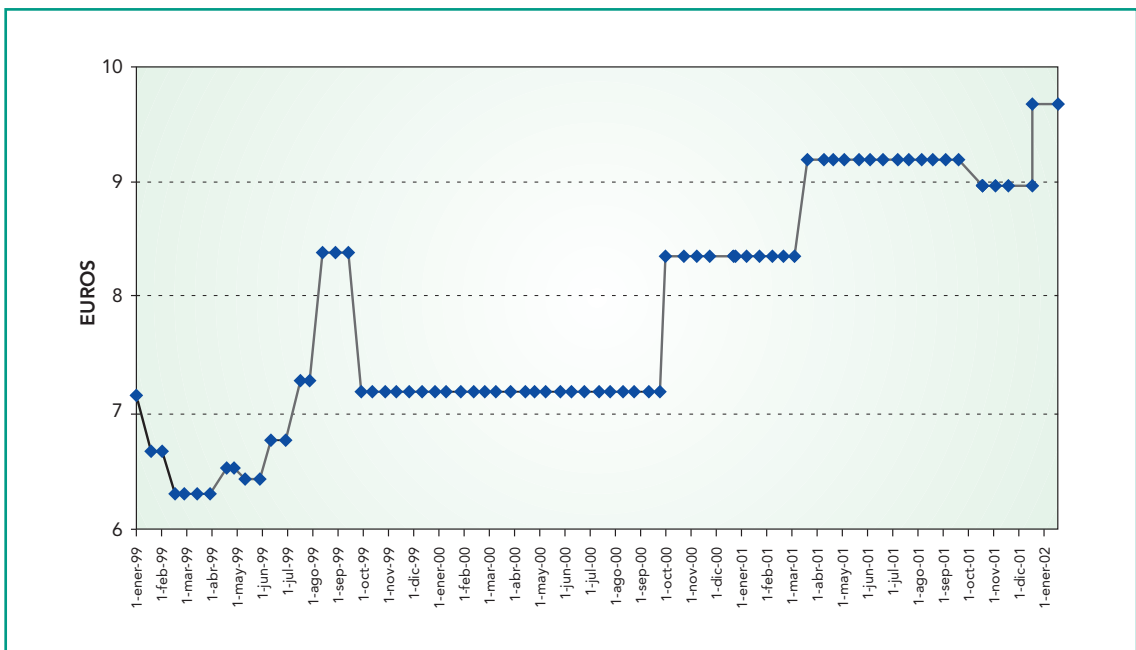
De acuerdo con lo anterior, durante el 2001 se produjeron sendas revisiones del precio de la botella de butano. La primera de ellas entró en vigor el 1 de abril e incremento el precio de venta (impuestos incluidos) de la botella de 7,87 € a 8,71 € y la segunda, que entró en vigor en septiembre la rebajó hasta 8,47 €.

Posteriormente el 1 de enero de 2002 se procedió a restablecer el IVA del GLP envasado al 16%, lo que implicó que la botella pasara a costar 9,18 €. El IVA se había rebajado al 7% y se había eliminado el impuesto especial de este producto en el Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprobaban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competencia en el sector de hidrocarburos.

A fecha de 1 de enero de 2002, el precio español antes de impuestos de 0,73 €/kg es el más bajo de toda la Unión Europea. El país que más aproxima su precio de los estudiados es Luxemburgo con 0,83 €/kg, Para el resto de los países estudiados la diferencia es mucho mayor, por ejemplo, el precio medio de venta en Francia es de 1,60 €/kg, un 118% superior al precio español, el de Italia es un 104% superior y el de Alemania un 88% más alto.

GRÁFICO 6.3

Precio máximo de venta de la botella de butano de 12,5 kg



te el año 2001 se superó el umbral del variación del 2% en el precio de referencia únicamente en los meses de mayo y agosto, lo que se tradujo en la publicación de las correspondientes Resoluciones de actualización de tarifas, aparte de la revisión producida al publicar la anteriormente citada Orden de 12 de febrero de 2001.

En el año 2001 y a diferencia de las variaciones al alza que se produjeron durante el año 2000, todas las revisiones producidas implicaron descensos, en un movimiento semejante al que ha ocurrido en el mercado industrial, aunque mucho menos acentuado debido al importante peso que en el Precio Medio de Referencia tiene el coste de transporte primario (K1) y el coste de transporte secundario (K2).

Fecha de entrada en vigor	Precio medio de referencia (ptas/te)	Precio medio de referencia (cent/kWh)	Variación (%)
15/02/00	7,3377	3,7920	6,42
16/05/00	7,7224	3,9908	5,24
15/08/00	7,9997	4,1341	3,59
21/11/00	8,3313	4,3054	4,15
20/02/01	8,4711	4,3777	1,68
15/05/01	8,1854	4,2300	-3,37
21/08/01	7,8845	4,0745	-3,68

Si comparamos el precio español con el aplicable en el resto de los países europeos de acuerdo con los datos proporcionados por EUROSTAT, nos encontramos que en el 1 de julio de 2001 y para consumidores pequeños (consumidor «D1» de 8,37 GJ/año, equivalente a 2.325 Kwh/año), el precio de venta en España (impuestos incluidos) es el cuarto mas bajo de los doce incluidos en el estudio. Los países con precios inferiores son Holanda, Reino Unido, Italia (Turín), Luxemburgo y Francia. Entre los países con precios superiores se encuentran Austria, Bélgica, Irlanda, Suecia y Alemania.

Para consumidores de tamaño medio (consumidor «D2» de 16,74 GJ/año, equivalente a 4.652 Kwh/año), el precio español es el séptimo del total de doce países considerados. Teniendo precios inferiores al español Holanda, Reino Unido, Italia (Turín), Luxemburgo, Austria y Francia.

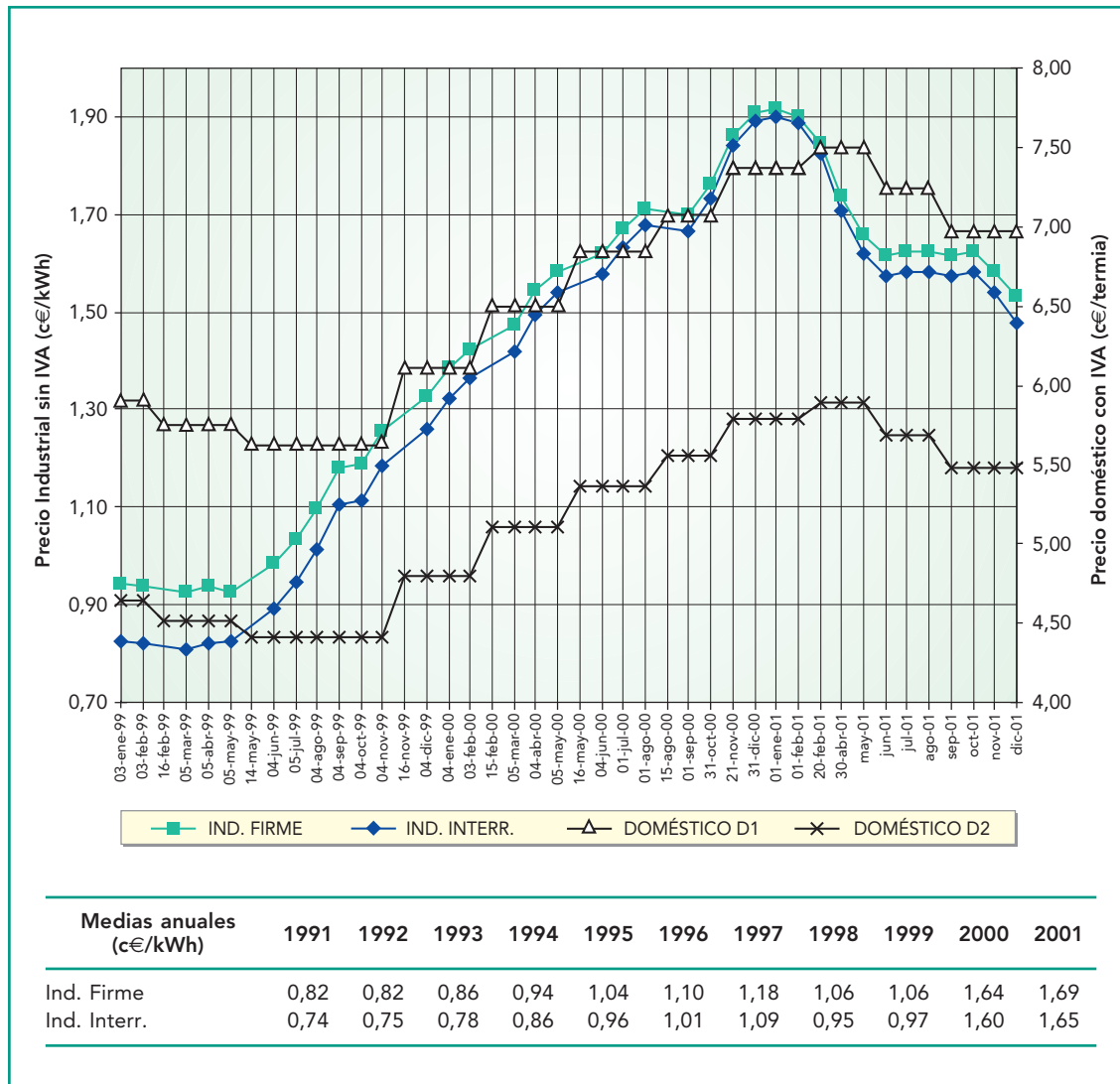
GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES

Durante el año 2001, el precio en España del gas natural para usos industriales siguió una tendencia opuesta a la del año anterior, en el que se habían registrado importantes incrementos en el precio.

Después de alcanzar en enero de 2001 un precio máximo de 1,9195 cent/kWh (38% superior al de enero de 2000) para un consumidor de 50 millones de kWh/año, 175.000 kWh/día de caudal y presión de suministro entre 4 y 60 bares, se empezó una

GRÁFICO 6.5

Tarifas y precios máximos del gas natural



Nota: Consumidor Industrial firme de 40 MTe/año en 282 días. Consumidor D1 de 2.500 Te/año. Consumidor D2 de 10.000 Te/año. El precio industrial no incluye el IVA.

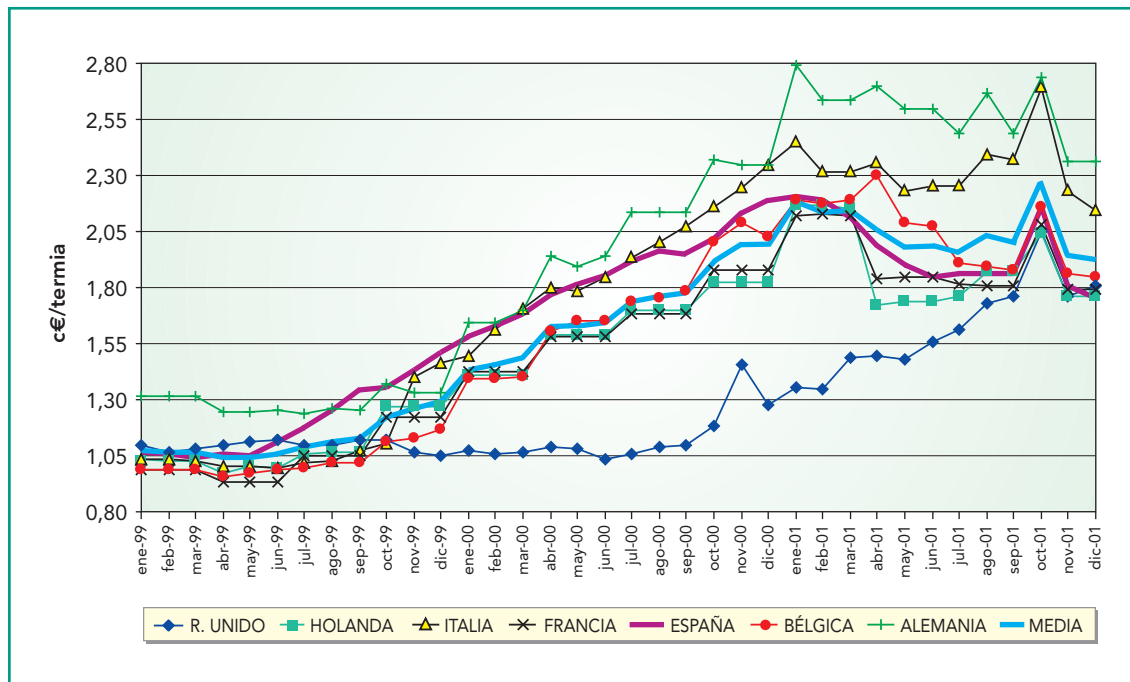
senda descendente que llegó a 1,6105 cent/kWh en junio y alcanzó 1,4860 cent/kWh en enero del 2002 (22% inferior al que estaba en vigor en el mismo mes del año anterior). Posteriormente, con la aprobación de la nueva Orden de tarifas ECO/302/2002 se produjo una nueva disminución de un 2,23% respecto a las tarifas vigentes.

El consumidor tipo utilizado de 50 millones de kWh/año es equivalente a uno de 43 millones de termias/año y 286 días de consumo.

Todos los países con la excepción del Reino Unido han tenido un comportamiento semejante aunque en el caso de España las variaciones son más acusadas. Se puede apre-

GRÁFICO 6.7

Precio del gas natural para usos industriales, impuestos no incluidos, consumidor de 100 Mte/año, factor de carga 0,9



6.4 Normativa

En el sector del gas natural, durante el año 2001, se han publicado las siguientes disposiciones:

Orden de 29 de junio de 2001, sobre aplicación del gas natural procedente del contrato de Argelia

Establece el procedimiento de adjudicación del 25% del gas natural procedente de Argelia y suministrado a través del gasoducto del Magreb, a las empresas comercializadoras para su venta a consumidores cualificados, con el fin de facilitar la entrada a nuevos comercializadoras.

NORMATIVA DE PRECIOS

La Ley 34/1998 mantiene el principio de precios máximos y únicos en todo el territorio para el gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canali-

zación. Asimismo, el gas licuado del petróleo envasado, que seguirá sometido al sistema de precios máximos mientras no se den unas condiciones suficientes de concurrencia y competencia del mercado.

GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES

Tanto el sistema de precios máximos de gas natural para usos industriales como el aplicable a los usos doméstico-comerciales han experimentado profundos cambios con la publicación el 18 de febrero de 2002 de la Orden ECO/302/2002 de 15 de febrero, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores.

Sin embargo durante el año 2001 el precio máximo del gas natural para usos industriales se ha mantenido regulado por la Orden Ministerial de 30 de septiembre de 1999, posteriormente modificada por la Orden del Ministerio de Economía de 13 de abril de 2000 (BOE de 28 de abril), por la que se actualizaban los parámetros del sistema de precios máximos de los suministros de gas natural para usos industriales. En dicha Orden se procedió a actualizar de 8 a 9 \$/Tm el valor del flete empleado para estimar el coste de los fuelóleos empleados como combustible alternativo en la fórmula de precios.

La Orden de 30 de septiembre de 1999 mantenía un sistema de cálculo de precios máximos basado en el coste de los combustibles alternativos, revisable mensualmente de acuerdo con el promedio de las cotizaciones internacionales FOB en los mercados de Rotterdam e Italia durante los cinco meses anteriores al de aplicación. A este coste se le adiciona 9 \$/Tm en concepto de flete, se convierte a ptas/Tm y se le suman unas cantidades en concepto de ventaja tecnológica del gas natural (Lo: 2.310 ptas/Tm) y coste de transporte capilar (L2: 2.720 ptas/Tm). Este sistema de precios contemplaba tres tarifas diferentes para el consumidor final: la tarifa firme, la tarifa interrumpible y la de gas natural licuado a usuarios finales. El suministro de gas natural para su uso en centrales térmicas está liberalizado.

El 30 de mayo de 2001 fue publicada una Orden del Ministerio de Economía regulando el precio máximo del gas natural para su uso como materia prima con el objetivo de mantener a la industria española de fertilizantes con un nivel adecuado de competencia en relación a la europea, habida cuenta de que en el resto de Europa el precio del gas destinado a este sector seguía una evolución claramente diferenciada del precio del gas para el resto de usos industriales. La Orden publica una fórmula basada en las cotizaciones internacionales de los fuelóleos en el mercado FOB Barges Róterdam, con revisión trimestral los meses de enero, abril, julio y octubre para su aplicación durante los tres meses siguientes.

En el Real Decreto 949/2001, antes citado, se establecen las bases para una nueva Orden Ministerial de tarifas que fue publicada el 18 de febrero de 2002.

GAS NATURAL Y GAS MANUFACTURADO POR CANALIZACIÓN PARA USOS DOMÉSTICO-COMERCIALES

El 18 de febrero de 2002 fue publicada la Orden ECO/302/2002, por la que se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores.

Hasta dicha fecha se mantuvo en vigor la Orden del Ministerio de Economía, de 12 de febrero de 2001 (BOE, de 19 de febrero) que actualizó la fórmula de cálculo del Coste de la Materia Prima (Cmp) como consecuencia del alza de las cotizaciones internacionales del crudo y derivados y las importantes variaciones en la cesta de países exportadores. Esta Orden a su vez modificaba la anterior del Ministerio de Industria y Energía de 10 de mayo de 1999.

Hasta el 18 de febrero de 2002 se mantuvo el sistema de precios máximos basado en costes que se recogen en un Precio Medio de Referencia que a su vez se descompone en el Coste Medio de Adquisición de la Materia prima (Cmp), el coste de transporte a alta presión (K1), el coste de distribución a baja presión (K2) y el coste diferencial de otras materias primas diferentes al gas natural.

El Coste Medio de Adquisición de la Materia Prima (Cmp) se evalúa trimestralmente mediante una expresión que engloba las diferentes fórmulas contractuales firmadas entre los transportistas y sus suministradores para el gas a destinado al mercado a tarifas. En el caso de que la variación del Cmp provoque una variación en el Precio Medio de Referencia superior al $\pm 2\%$ se dicta una Resolución que actualiza los términos de las tarifas en vigor de acuerdo a dicho incremento producido en el Precio Medio de Referencia.

En la aplicación de la Orden anterior se llevaron a cabo durante el año 2001 dos revisiones de precios mediante las correspondientes Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas de 3 de mayo (BOE, de 11 de mayo) y de 3 de agosto (BOE, de 18 de agosto). Dichas Resoluciones implicaron unas disminuciones en el precio de referencia de un 3,37% y un 3,67% respectivamente.

Posteriormente se publicó el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto (BOE, de 7 de septiembre de 2001), por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasis-tas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. En este Real Decreto se establecen las bases para una nueva Orden Ministerial de tarifas que fue posteriormente publicada el 18 de febrero de 2002. Dicho Real Decreto se describe en detalle mas adelante.

GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO

Durante el año 2001 se mantuvo en vigor la Orden Ministerial de 6 de octubre de 2000, por la que el Ministerio de Economía estableció un sistema de determinación automática de los precios para el gas licuado del petróleo envasado en recipientes de capa-

cidad de igual o superior a 8 kg. Dicha fórmula tenía importantes variaciones respecto a la última que se encontraba en vigor antes del Real Decreto 15/99, que aprobó una congelación del precio del GLP envasado durante un año:

- Para calcular el coste internacional de la materia prima emplea la media de los doce meses anteriores al mes de aplicación, en lugar de emplear la cotización del mes anterior.
- El precio calculado tiene una vigencia de seis meses, con revisiones en los meses de octubre y abril.

El objetivo final de esta nueva fórmula era amortiguar el efecto de las bruscas oscilaciones de la materia prima (como consecuencia de un mercado internacional caracterizado por una alta volatilidad) en el precio final pagado por el consumidor, al mismo tiempo que se garantizaba el equilibrio económico de las empresas distribuidoras.

Los mercados empleados para el cálculo del coste internacional de la materia prima permanecen invariables: Mar del Norte y Golfo Pérsico, lo mismo que el flete (Ras Tanura-Mediterráneo, buques de 54.000-75.000 Tm).

Posteriormente por Orden de ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002, se procedió a actualizar en un 12,9% los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios (BOE, de 26 de marzo de 2002). Con esta Orden se redujo el precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg de capacidad en 62 céntimos situándose a partir de enero de 2002 el nuevo precio (impuestos incluidos) en 8,57 €. Este nuevo precio responde a un descenso de un 22,3% de la materia prima y de un 22,4% el flete que superan el incremento de los costes de comercialización.

Los costes de comercialización recogen los de distribución del producto hasta el consumidor e incluyen los correspondientes al reparto domiciliario.

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.

NUEVO SISTEMA ECONÓMICO INTEGRADO DEL GAS NATURAL

El artículo 6 del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas Urgentes de Intensificación de la Competencia en Mercados de Bienes y Servicios (BOE, de 24 de junio de 2000), instaba al Gobierno a aprobar un nuevo sistema económico integrado para el sistema del gas natural que incluyese tarifas, peajes por el uso por terceros de las instalaciones gasistas y un procedimiento para la determinación de la retribución de los titulares de las instalaciones.

En cumplimiento de lo anterior, el 7 de septiembre de 2001 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 949/2001 por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural. Este Real Decreto pretende alcanzar tres objetivos: Garantizar un desarrollo adecuado de las infraestructuras gasistas mediante un sistema de retribuciones que proporcione una retribución adecuada a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes 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 de forma que su aplicación sea objetiva, transparente y no discriminatoria.

Se regulan todos los aspectos 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 actual, las causas posibles de denegación del acceso y los derechos y obligaciones tanto de los que acceden como de los titulares de las instalaciones.

En relación a la retribución de las actividades reguladas, se establece un sistema individualizado para cada una de las instalaciones de transporte y almacenamiento, mientras que a nivel de distribución la retribución se realizará por compañía distribuidora.

En lo que respecta a las tarifas, el Real Decreto establece las bases de un sistema basado en costes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.º del Real Decreto-Ley 6/2000, eliminándose la diferenciación de tarifas por usos y su sustitución por una estructura de precios según la presión de suministro y el volumen de gas consumido.

Se establece un paralelismo entre los peajes y las tarifas, se incluye la carga de las cisternas dentro del peaje de regasificación y se establece un nuevo peaje de almacenamiento de gas natural licuado (GNL).

El Real Decreto tiene carácter básico y fue desarrollado posteriormente por las órdenes ministeriales publicadas el 18 de febrero de 2002: ECO/302/2002, ECO/303/2002 y ECO/301/2002.

En la Orden ECO/302/2002 de 15 de febrero, se establecen las tarifas de gas natural y gases manufacturados por canalización y alquiler de contadores. Esta Orden engloba en una única estructura las anteriores tarifas para usos doméstico/comerciales e industriales (con la excepción de la tarifa para usos como materia prima) y desaparece por lo tanto la diferenciación por usos que se daba hasta la fecha. El sistema se basa en una tarifa media con un sistema de actualización trimestral del coste de la materia prima mediante una fórmula que incluye las cotizaciones internacionales en el mercado Génova-Lavera y ARA de fuelóleo y gasóleo de calefacción. Para el mercado firme se establecen tres grupos de tarifas por presiones de suministros (menos de 4 bares, entre 4 y 60 y un tercero por encima de 60 bares) y cada uno de los grupos se divide por volúmenes de consumo. Para los consumidores interrumpibles se crean dos tramos: El primero correspondiente a presiones entre 4 y 60 bares y el segundo a presiones superiores a 60 bares.

La Orden incluye la cuota de la Comisión Nacional de la Energía y expresa las tarifas en euros/kWh.

Tarifas y precios de gas natural y manufacturado¹

	Término fijo		Término variable Euros/kWh
	(Euros/cliente)/Mes	(Euros/kWh/día/mes)	
GRUPO 1 (Consumidor. con Gasod. Pres. Diseño P > 60 bar)			
- Tarifa 1.1 (Consumo ≤ 200 millones kWh/año)		0,039855	0,012527
- Tarifa 1.2 (Consumo > 200 millones kWh/año y ≤ 1 millón kWh/año)		0,036709	0,012416
- Tarifa 1.3 (Consumo > 1.000 millones de kWh/año)		0,034611	0,012416
GRUPO 2 (4 bar < P y ≤ 60 bar)			
- Tarifa 2.1 (Consumo ≤ 500.000 kWh/año)	125,73	0,034873	0,013036
- Tarifa 2.2 (Consumo > 500.000 y ≤ a 5 millones kWh/año)	125,73	0,034873	0,013025
- Tarifa 2.3 (Consumo > 5 millones y ≤ 30 millones kWh/año)		0,044837	0,012822
- Tarifa 2.4 (Consumo > 30 millones y ≤ 100 millones kWh/año)		0,042346	0,012735
- Tarifa 2.5 (Consumo > 100 millones y ≤ 500 millones kWh/año)		0,039855	0,012637
- Tarifa 2.6 (Consumo > 500 millones kWh/año)		0,037863	0,012550
GRUPO 3 (P ≤ 4 bar)			
- Tarifa 3.1 (Consumo ≤ 5.000 kWh/año)	2,34		0,039966
- Tarifa 3.2 (Consumo > 5.000 y ≤ a 50.000 kWh/año)	5,22		0,033039
- Tarifa 3.3 (Consumo > 50.000 y ≤ 100.000 kWh/año)	40,47		0,024580
- Tarifa 3.4 (Consumo > 100.000 kWh/año)	60,39		0,022190
Tarifa interrumpible para consumos industriales²			
- Tarifa I.1 (P ≤ 60 y > 4 bar)			0,014113
- Tarifa I.2 (P > 60 bar)			0,013533

¹ No incluyen el IVA.

BOE del 18 de febrero de 2002.

² Para consumos superiores a 8,6 millones kWh/año o 26.000 kWh/día.

PEAJES Y CÁNONES DE ACCESO DE TERCEROS A LA RED GASISTA

Durante todo el año 2001 se ha mantenido en vigor la Orden Ministerial publicada el 30 de agosto de 2000 publicada en cumplimiento del mandato establecido en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de Medidas

Urgentes de Intensificación de la Competencia en los Mercados de Bienes y Servicios. Dicha disposición establecía que en el plazo de un mes el Ministerio de Economía elevaría a la Comisión Delegada para Asuntos Económicos una Orden que reduciría en un 8% los peajes y cánones aprobados en la Orden de 9 de marzo de 2000.

El 18 de febrero de 2002 se ha publicado 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 gasistas desarrollando el Real Decreto 949/2001. Dicha Orden incluye importantes modificaciones respecto a la que estaba en vigor.

Como peajes diferenciados se incluye:

- Peaje de regasificación que incluye el almacenamiento operativo recogido en el Real Decreto 949/2001 y como novedad comprende también la carga de sistemas de GNL
- 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 de reserva de capacidad establecido en 0,006868 euros/kWh/día/mes y un término de conducción dividido en tres tramos, idénticos a los correspondientes a las tarifas.
- 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.

7.1 Demanda

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo el de la navegación de altura, consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó 61,4 millones de toneladas en 2001, con un aumento del 3,8% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

Esta tasa es superior a la de 2000 y supone una aceleración respecto a los años anteriores. Ha crecido la demanda en el transporte, aunque a menor tasa que en años anteriores, mientras el consumo en usos finales de la industria ha crecido por la mayor demanda de combustibles y algunos productos petroquímicos, de acuerdo al crecimiento de 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, aunque a menor tasa que la del año anterior, derivado de la mayor actividad del trans-

CUADRO 7.1

Consumo de productos petrolíferos¹

Unidad: miles de toneladas

	2000	2001	%2001/00
GLP	2.523	2.369	-6,1
Gasolinas	8.540	8.489	-0,6
- Sin plomo	5.416	6.234	15,1
- Resto	3.124	2.255	-27,8
Querosenos	4.370	4.445	1,7
Gas-oil	24.992	26.939	7,8
- Gasóleo A + B	21.212	22.858	7,8
- Gasóleo C	3.781	4.081	7,9
Fuel oil	6.759	6.805	0,7
Naftas	4.195	4.347	3,6
Coque de petróleo	3.931	4.264	8,5
Otros productos	3.811	3.736	-2,0
TOTAL	59.123	61.394	3,8

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

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

porte de mercancías y del crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido una fuerte ralentización del crecimiento, debido a la menor actividad turística en el último trimestre del año.

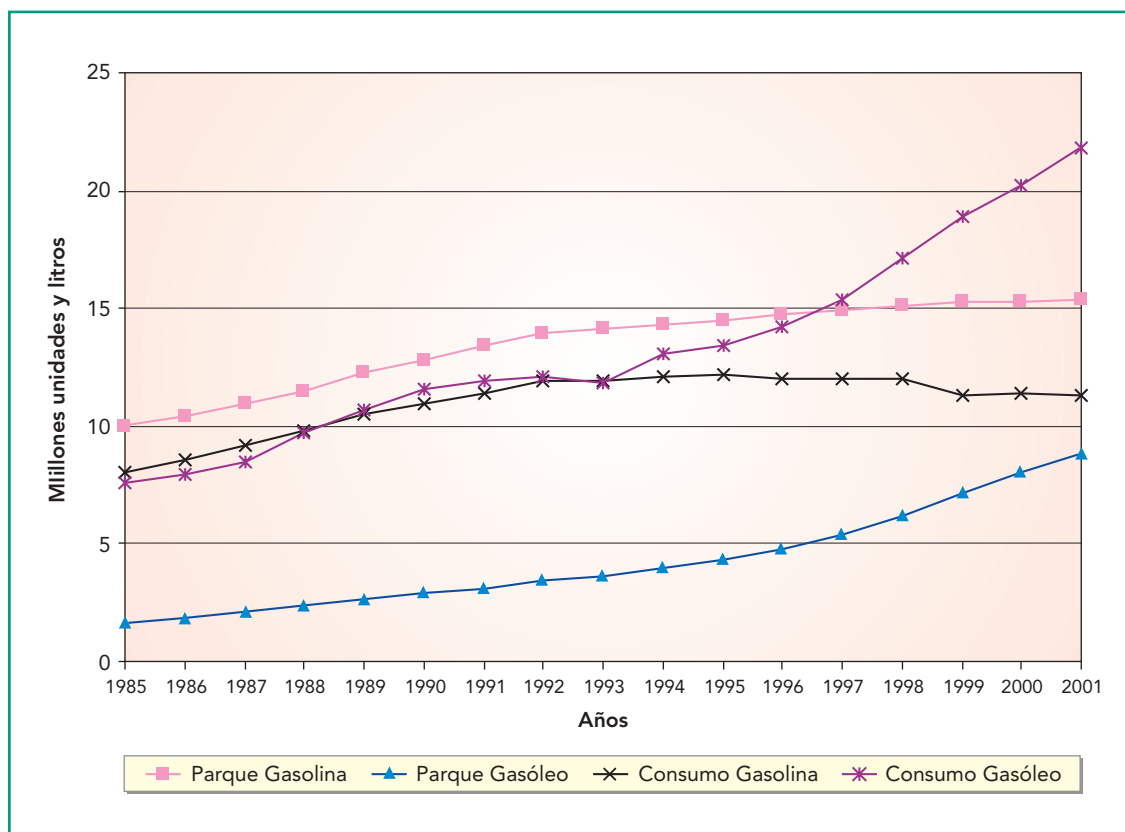
En gasolinas, la demanda ha continuado bajando, a pesar de la tendencia al alza en los niveles del consumo privado y la favorable evolución de precios en el segundo semestre, incidiendo la dieselización citada de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó finalmente un 4,4%. La gasolina con plomo dejó de comercializarse en el segundo semestre, siendo sustituida por un tipo con otros aditivos.

Los datos disponibles sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2001, siguió la tendencia creciente de los últimos años, aunque el parque de automóviles de gasolina sólo tuvo un ligero crecimiento tras el descenso del año anterior. Continúa el importante aumento, 10,9% 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

GRÁFICO 7.1

Parque y consumo de combustibles



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, aumentó 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 peor hidraulicidad 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 aumento del 0,7%, compensando su uso en generación eléctrica el descenso en usos finales. Crece el consumo de coque de petróleo, un 8,5%, en usos finales y también en generación eléctrica. El consumo de nafta para materia prima ha crecido un 3,6%.

7.2 Oferta

COMERCIO EXTERIOR

Durante el año 2001 las refinerías españolas importaron 57.007 millones de Tm de petróleo crudo lo que supone una disminución del 0,78% respecto a las importaciones del año 2000 (57.456 millones de Tm), variación del mismo orden (-1%) que la experimentada el año 2000 respecto al año 1999.

Por áreas geográficas el origen de las importaciones de crudo del año 2001 es el siguiente: África 23.874 Tm (41,88%) con Nigeria y Libia como principales suministradores, Oriente Medio 14.247 Tm (24,99%) siendo Arabia Saudí, Irak e Irán los principales suministradores, América 10.466 (18,36%) siendo México y Venezuela los principales suministradores y Europa 8.420 (14,77%), siendo Rusia el principal suministrador.

Por lo que respecta a la variación de suministradores respecto al año 2000, en esta distribución destaca la disminución de nuestra dependencia de Oriente Medio que suministraba casi el 30% del crudo en el año 2000 y el aumento de las cantidades de crudo procedentes de África, América, y Europa que en dicho año se situaban en torno al 40%, 16% y el 14%, respectivamente del total.

En el año 2001 el saldo neto del comercio exterior de productos petrolíferos fue importador, con cuantía de 14, 97 millones de Tm, 2,4 millones de Tm más que en el 2000, como consecuencia de un incremento del 6,1% de las importaciones de productos petrolíferos (21,194 millones de Tm) y una disminución del 15,7% de las exportaciones (6,221 millones de Tm).

Por lo que se refiere a las importaciones de productos hay que señalar el aumento de querosenos (48,2%), gasóleos (11,2%) y fuelóleos (19,6%) y la disminución de GLP, gasóleos y otros productos. En relación con las exportaciones hay que señalar su fuerte disminución en casi todos los productos GLP (-28,4%), querosenos (-25,6%), gasóleos (-32,5%), fuelóleos (-16,9%), otros productos (-19,3%) y gasolinas (3,5%).

CUADRO 7.2

**Comercio exterior de petróleo y productos petrolíferos.
Importaciones de crudo por países**

Áreas geográficas	Países	2001	2000	% 2000/01	Estructura
África	Angola	651	644		
	Argelia	1.570	1.476		
	Camerún	1.171	381		
	Egipto	137	274		
	Gabón	186	273		
	Guinea	276	0		
	Libia	7.303	6.901		
	Nigeria	8.805	9.165		
	Túnez	712	772		
	Otros África	3.063	2.918		
	Total África	23.874	22.804	4,69	41,88
América	Argentina	92	0		
	Brasil	30	30		
	México	7.736	7.622		
	Venezuela	2.608	1.562		
		Total América	10.466	9.214	13,59
Europa y Antigua URSS	Azerbaiyán	363	138		
	Estonia	479	197		
	Italia	127	104		
	Noruega	420	249		
	Reino Unido	1.829	2.039		
	Rusia	5.202	5.141		
	Otros Europa		141		
		Total Europa	8.420	8.282	1,67
Oriente Medio	Arabia Saudí	6.291	6.628		
	Irak	2.568	5.995		
	Irán	4.097	3.880		
	Siria	1.291	654		
		Total Oriente Medio	14.247	17.157	-16,96
TOTAL ÁREAS GEOGRÁFICAS		57.007	57.456	-0,78	100,00

CUADRO 7.3

Importaciones de productos petrolíferos (kt)

Productos	2001	2000	Variación
GLP	894	1.224	-27,0%
Gasolinas	933	938	-0,5%
Gasóleos	8.055	7.244	11,2%
Querosenos	815	550	48,2%
Fuelóleos	3.297	2.756	19,6%
Otros productos	7.200	6.969	-0,9%
TOTAL PRODUCTOS	21.194	19.681	6,1%

Exportaciones de productos petrolíferos (kt)

Productos	2001	2000	Variación
GLP	83	116	-28,4%
Gasolinas	2.291	2.374	-3,5%
Gasóleos	572	848	32,5%
Querosenos	134	180	25,6%
Fuelóleos	876	1.054	16,9%
Otros productos	2.265	2.794	-19,3%
TOTAL PRODUCTOS	6.221	7.366	-15,7%

PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO

En el año 2001 la producción interior de crudo fue de 2,55 millones de barriles, equivalentes a 337,6 Kt, un 47,6% superior a la del año anterior, debido a que, durante este año, se ha puesto en producción un nuevo campo del área de «Casablanca» en las costas de Tarragona.

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

OFERTA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS POR EL SECTOR DE REFINO

El cuadro 7.4 recoge los principales productos obtenidos por las refinerías españolas en los dos últimos años. La actividad de las refinerías ha bajado ligeramente en cuanto a destilación de crudo, un 0,3% menos, con aumento de las producciones de GLP,

CUADRO 7.4

Producción de las refinerías españolas

Kt	2000	2001	% 2001/00
Crudos destilados	56.559	56.412	-0,3
GLP	1.508	1.564	3,7
Gasolinas	9.772	9.543	-2,3
Naftas	3.315	3.099	-6,5
Querosenos	4.274	4.227	-1,1
Gasóleos A y B	15.971	17.179	7,6
Gasóleo C	2.869	2.633	-8,2
Fuel-oil BIA	2.123	2.244	5,7
Fuel-oil 1	3.292	2.892	-12,2
Fuel-oil 2	4.867	4.242	-12,8
Aceites base	377	340	-9,8
Asfaltos	2.282	2.500	9,6
Coque de petróleo	1.024	1.045	2,1

Fuente: Secretaría General Técnica (Ministerio de Ciencia y Tecnología).

gasóleos A y B, asfaltos y coque, mientras descienden significativamente las de gasolinas, naftas, querosenos, fuelóleos y gasóleo C.

7.3 Precios de productos petrolíferos

La evolución en 2001 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 (gráficos 7.2 a 7.6), el precio medio de la gasolina sin plomo se redujo en 1,3 céntimos de euro por litro en 2001 (-1,63%) pasando de 81,9 cent/litro en 2000 a 80,6 cent/litro en 2001. El precio medio de la gasolina súper descendió 1,2 cent/litro (-1,33%), pasando de 87,5 cent/litro en 2000 a 86,3 cent/litro en 2001. Por último, el precio medio del gasóleo auto en estaciones de servicio bajó 0,3 cent /litro (0,41%) pasando de 70,2 cent/litro en 2000 a 69,9 cent/litro en 2001.

En cuanto a evolución de precios de venta en la UE, se puede apreciar en los gráficos que en las gasolinas y gasóleo de automoción el precio es comparativamente bajo, junto a Portugal, Grecia y Luxemburgo. El gasóleo de calefacción muestra una evolución sustancialmente paralela a la de la UE.

Los fuelóleos muestran un comportamiento muy distinto al de años anteriores: en vez de una subida moderada y continua, o fuertes oscilaciones, permanecen estables de febrero a septiembre para empezar a descender luego.

GRÁFICO 7.2

Precios venta al público en la UE. Enero 1999 a diciembre 2001. Gasolina sin plomo (I.O. 95)

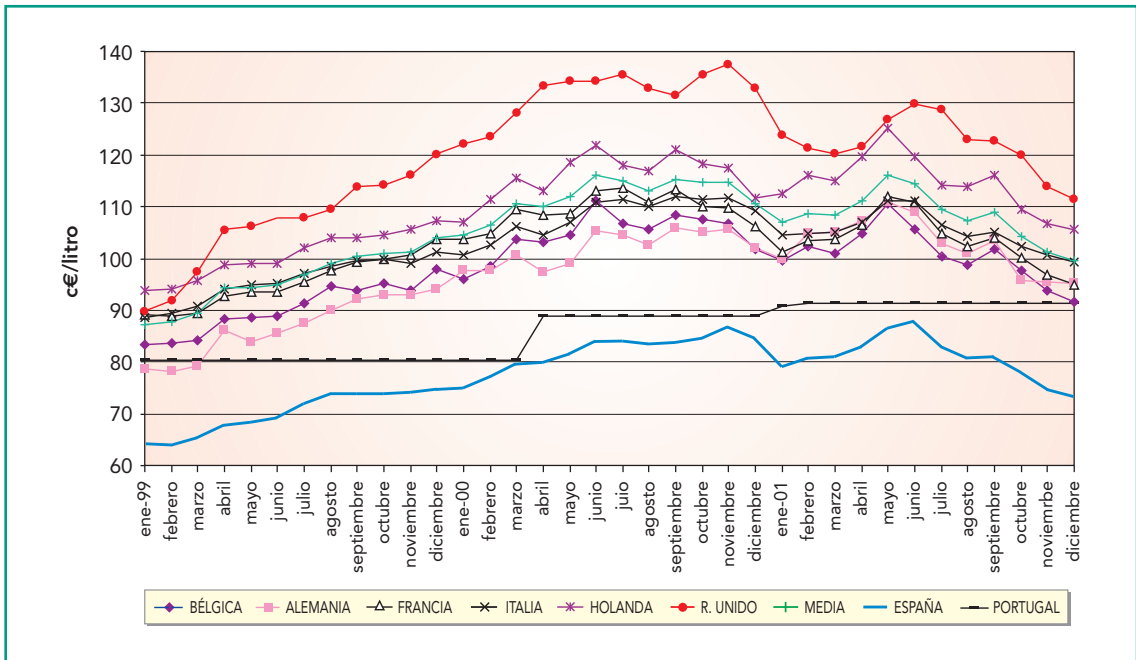


GRÁFICO 7.3

Precios venta al público en la UE. Enero 1999 a diciembre 2001. Gasóleo automoción

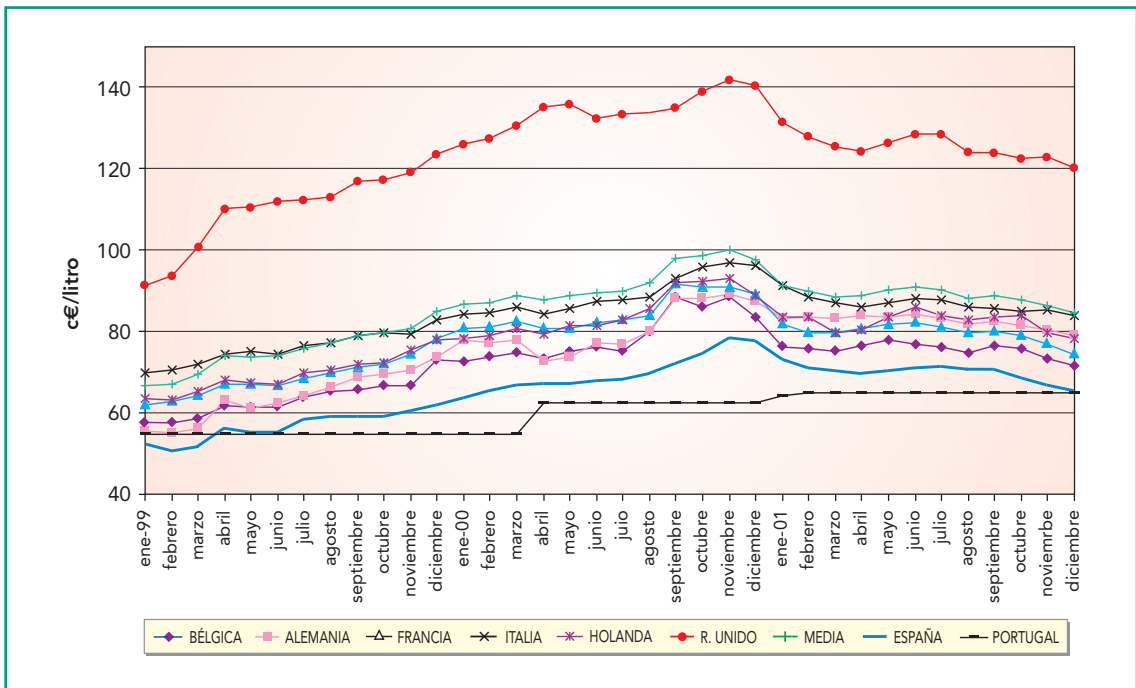


GRÁFICO 7.4

Precios venta al público en la UE. Marzo 1999 a diciembre 2001. Gasóleo calefacción

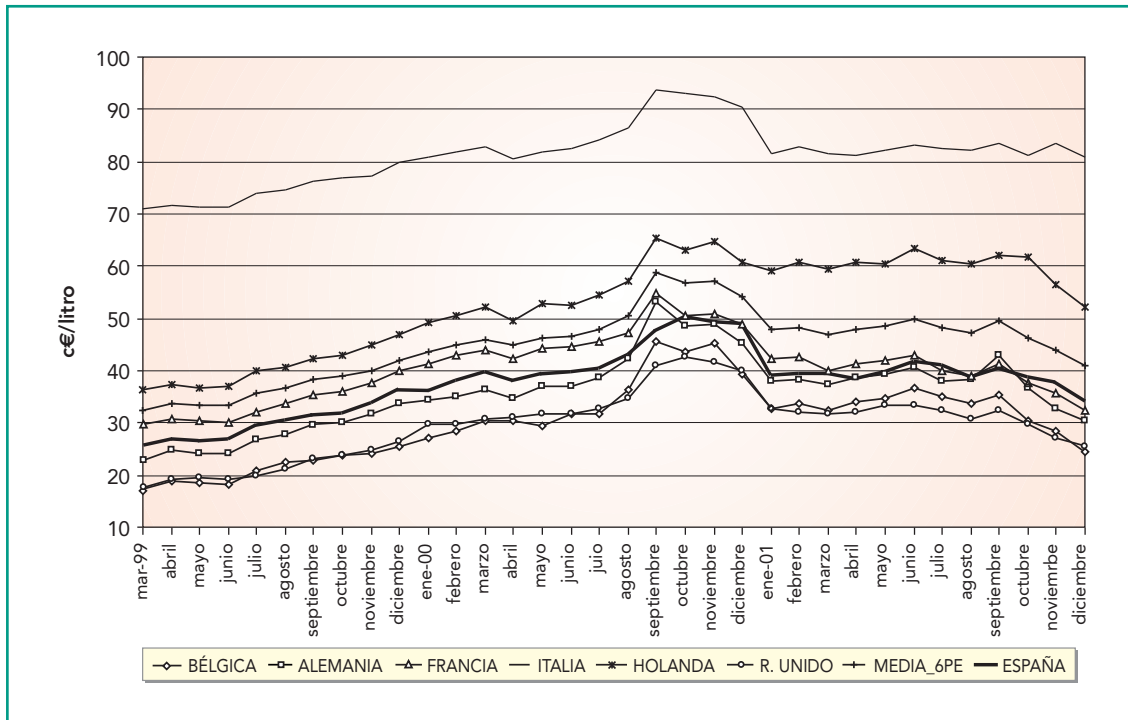


GRÁFICO 7.5

Precios venta al público en la UE. Marzo 1999 a diciembre 2001. Fuelóleo B.I.A.

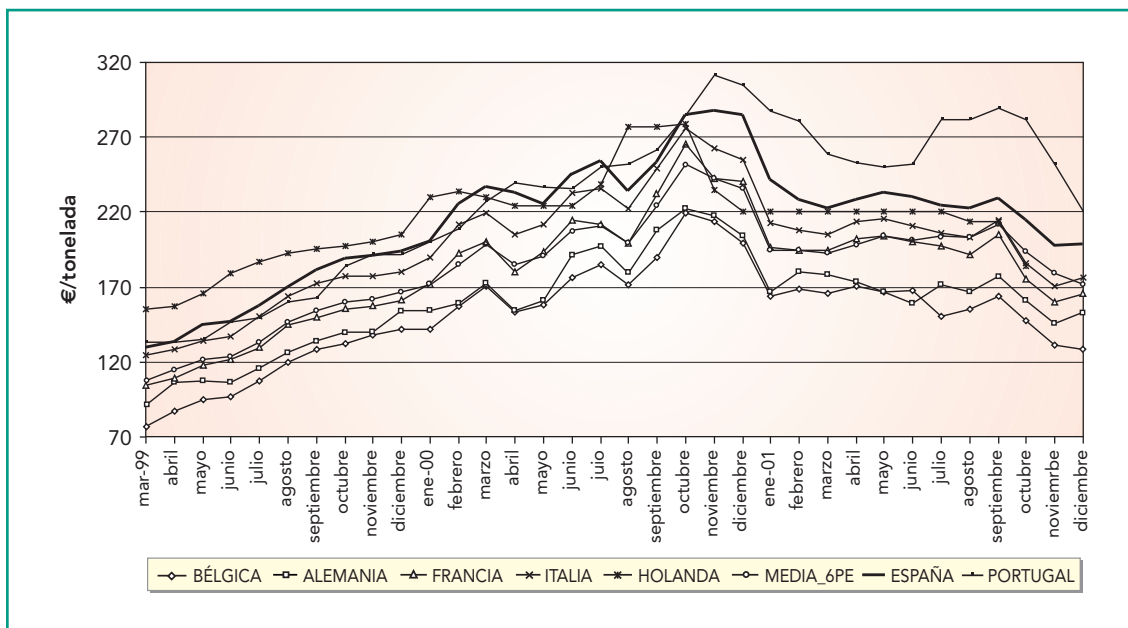
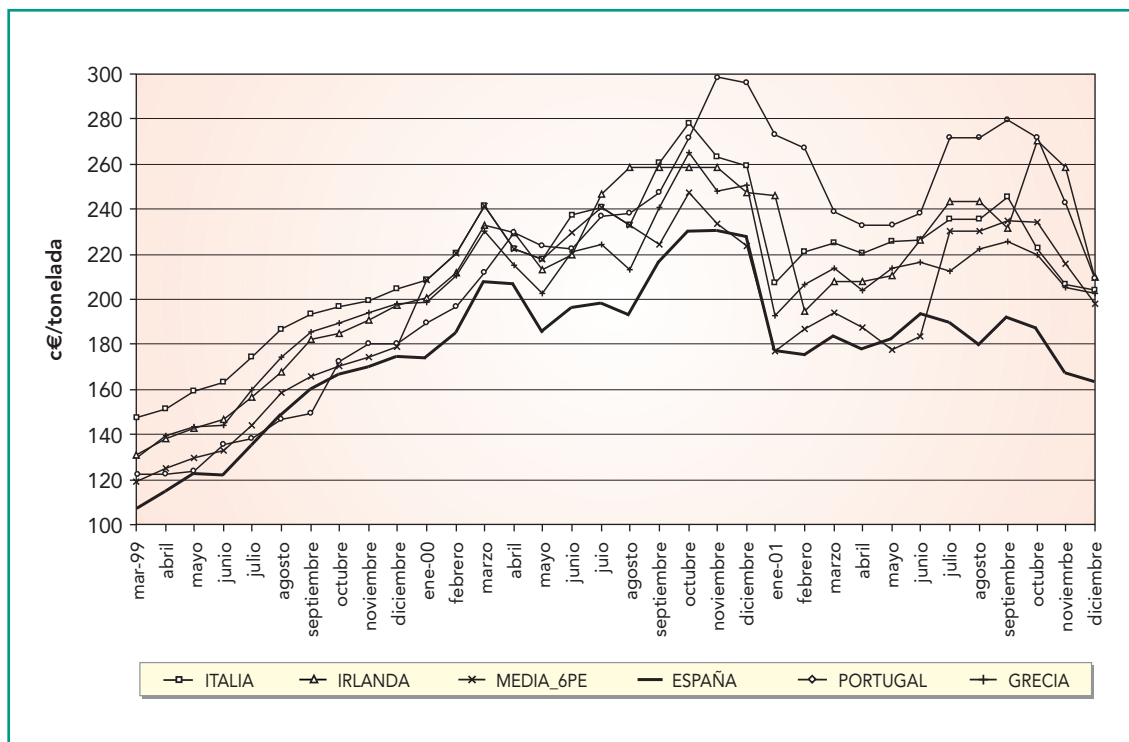


GRÁFICO 7.6

Precios venta al público en la UE. Marzo 1999 a diciembre 2001. Fuelóleo n.º 2



7.4 Regulación legal del sector

DISPOSICIONES LEGALES PUBLICADAS EN EL AÑO

- Ley 24/2001, de 27 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social

En su artículo 19 modifica la disposición adicional duodécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, relativa a la tasa aplicable a la prestación de servicios y realización de actividades por la Comisión Nacional de Energía.

Igualmente, en su artículo 76 modifica el artículo 4 de la anteriormente mencionada Ley 34/1998, referente a la planificación en materia de hidrocarburos y el apartado tercero.1.octava de la disposición adicional undécima de dicha Ley 34/1998, relativa a las funciones de la Comisión Nacional de Energía.

- **Real Decreto 1232/2001, de 12 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento del procedimiento de autorización previsto en el artículo 34 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios**

El artículo 34 del Real Decreto-ley 6/2000 establece un procedimiento de control de las participaciones de las personas físicas y jurídicas en sociedades que operen en los mercados, entre otros, de producción, transporte y distribución de hidrocarburos líquidos.

Asimismo, el citado artículo 34 prevé que la Comisión Nacional de Energía podrá autorizar el ejercicio de los derechos de voto correspondientes al exceso respecto de las participaciones, o la designación de miembros de los órganos de administración, para lo cual el Real Decreto 1232/2001 establece reglamentariamente la forma y el procedimiento a través de los cuales se concederán las mencionadas autorizaciones.

PRECIOS

No ha habido cambio alguno 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 gasolinas que anteriormente estaban sometidas a precio máximo pasaron a estar totalmente libres.

El Real Decreto-Ley 6/2000, que establece en su artículo 5.º la obligación de informar a la Dirección General de Política Energética y Minas de los precios practicados en las estaciones de servicio, tanto por parte de los operadores como por parte de titulares de estaciones de servicio independientes.

Esta obligación fue posteriormente desarrollada por la Orden Ministerial del Ministerio de Economía de 3 de agosto de 2000 donde se estableció el sistema de envío de los datos. En la actualidad los precios se muestran al público en una página WEB (<http://www.mineco.es/carburantes>) y a través de teléfono móvil. Los datos enviados se utilizan igualmente en la realización de estudios de evolución mensuales que se pueden obtener en la página <http://www.mineco.es/carburantes/informes>.

Las Leyes de Presupuestos anuales y las que le acompañan modifican algunos preceptos que pasamos a detallar. *La Ley 14/2000 de 29 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social*, en su Título I. Normas Tributarias. Cap. II. Impuestos Indirectos. Artículo 7. Modificación de la Ley 38/1992 de 18 de diciembre, de Impuestos Especiales, modifica, desde el 1/1/01, el apartado 2 del artículo 54 que regula el uso del gasóleo con tipo reducido para su uso en determinados motores y vehículos. El Título V de la acción administrativa. Capítulo VI. Acción administrativa en materia de hidrocarburos. Artículo 74.1, añade un nuevo apartado g) al artículo 31.3 de la Ley 25/1998 de 29 de julio, de Carreteras, acerca del incumplimiento por los titulares de las estacio-

nes de servicio, de la instalación, conservación y mantenimiento de los carteles informativos de las estaciones de servicio más próximas. El mismo artículo anterior en su apartado 2 modifica el artículo 34 de la Ley de Carreteras, añadiendo un párrafo sobre la notificación de la Resolución de los procedimientos sancionadores. Finalmente la Disposición adicional trigésimo tercera trata sobre renovación del parque de vehículos automóviles con motores no aptos para emplear gasolina sin plomo.

El 9 de febrero de 2001, el Ministerio de Fomento, en base al Real Decreto Ley 6/2.000, publicó el *Real Decreto 114/2001*, que modifica el artículo 58 del Reglamento General de carreteras suprimiendo la limitación de distancias entre áreas de servicios de carreteras, excepto las que se deriven de consideraciones de seguridad vial.

El 9 de marzo de 2001, el Ministerio de la Presidencia dictó el *Real Decreto 248/2001* (BOE, de 17/3/01) 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 24/2001, de 27 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social* en su Título I. Normas Tributarias. —Capítulo II. Impuestos Indirectos.— Sección 2.^a Impuestos Especiales. Artículo 7 Impuesto sobre Hidrocarburos, regula la exención del citado impuesto para la producción de electricidad en centrales eléctricas, o la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas. La sección 3.^a introduce en el marco de financiación de las Comunidades Autónomas el nuevo impuesto sobre las ventas Minoristas de determinados hidrocarburos para la cobertura de gastos de sanidad, y en su caso, de actuaciones medio ambientales. La sección 4.^a, Régimen Económico Fiscal de Canarias crea un nuevo arbitrio sobre importación y entregas de mercancías en Canarias. La anterior normativa (aparte de su traslación en unidades monetarias de pesetas a euros) supuso un ligero incremento impositivo.

El Título V. De la acción Administrativa.- Sección 3.^a. Energía. Uno, modifica el artículo 4 de la Ley 34/98, de 7 de octubre, que regula la Planificación Energética. En general esta será indicativa, excepto en la red básica de gasoductos, en la de la capacidad de regasificación de gas natural licuado, y en la determinación de criterios generales para el establecimiento de instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor. El apartado 2 modifica el apartado tercero. l. octava de la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos, y trata sobre la inspección.

ÁREA DE DISTRIBUCIÓN AL POR MENOR DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La legislación vigente en materia de distribución al por menor de productos petrolíferos está contemplada en el articulado de la Ley 34/1998 del sector de Hidrocarburos.

El ejercicio de dicha actividad que comprende el suministro de combustibles y carburantes a vehículos en instalaciones habilitadas al efecto, el suministro a instalaciones fijas para consumo en la propia instalación, el suministro de queroseno con destino a la aviación, el suministro de combustibles a embarcaciones y cualquier otro suministro que tenga por finalidad el consumo de estos productos, puede realizarse libremente por cualquier persona física o jurídica según dispone su artículo 43.

La mencionada Ley que entró en vigor el 9 de octubre de 1998 y que liberalizó el ejercicio de la actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos, dispone que las instalaciones utilizadas para el ejercicio de la dicha actividad deberán contar con las autorizaciones administrativas preceptivas para cada tipo de instalación.

Es actualmente el Ministerio de Economía, a través del Registro de instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos, el que centraliza la información suministrada por las Comunidades Autónomas y en el que figuran inscritas las instalaciones de distribución al por menor de productos petrolíferos de todo el ámbito nacional, lo que le permite el ejercicio de las competencias asignadas en esta materia.

MEDIO AMBIENTE

Aunque las actividades y normativa relativas al medio ambiente y la energía se incluyen en el capítulo 9 de este Informe, se indican aquí los aspectos más relevantes que afectan al sector del petróleo.

■ Real Decreto 287/2001, de 16 de marzo, por el que se reduce el contenido de azufre de determinados combustibles líquidos

Este Real Decreto transpuso la Directiva 1999/32/CE del Consejo, de 26 de abril, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

En dicha Directiva se fijan los límites siguientes para el azufre a aplicar en los países comunitarios (con excepción de determinados territorios):

- En Fuelóleos: 1,0 % a partir del 01/01/03.
- En Gasóleos de uso marítimo y calefacción: 0,2% a partir del 01/01/00 y 0,1% a partir del 01/01/08.

■ Real Decreto 785/2001, de 6 de julio, por el que se adelanta la prohibición de comercialización de las gasolinas con plomo y se establecen las especificaciones de las gasolinas que sustituirán a aquéllas

El Real Decreto 403/2000, de 24 de marzo, fijaba la fecha de prohibición de la comercialización de las gasolinas con plomo, de acuerdo con lo estipulado en la Direc-

tiva 98/70/CE y la posterior moratoria concedida por la UE, el día 1 de enero de 2002. Este nuevo RD adelantó dicha prohibición de comercializar gasolinas con plomo al día 1 de agosto de 2001.

Del mismo modo, recoge las especificaciones de las denominadas gasolinas de sustitución, que podrán utilizar aquellos vehículos que sólo podían utilizar gasolina con plomo, dado que tienen el adecuado octanaje y protección contra el desgaste de las válvulas del motor.

■ Informe de la Comisión para el estudio del uso de los biocombustibles

La Comisión para el estudio del uso de los biocombustibles se creó de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, estando presidida por el Ministerio de Economía, y formado parte de la misma representantes de los Ministerios de Hacienda; Medio Ambiente; Agricultura, Pesca y Alimentación; y Ciencia y Tecnología.

El informe final de dicha Comisión para el estudio del uso de los biocombustibles, fue aprobado por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos en julio de 2001.

Las principales medidas que contempla el informe (publicado por el Centro de Publicaciones y Documentación del Ministerio de Economía), con el fin de potenciar el uso de biocombustibles en nuestro país se pueden resumir en:

- En cuanto al Mercado de Transformación:
 - Exención del Impuesto de Hidrocarburos.
 - Subvención a la inversión.
 - Ayudas por superficie a los cultivos.

- En cuanto al Mercado de Aplicación:
 - Desarrollo tecnológico en la utilización de biocombustibles en el transporte.
 - Eficiencia en la logística de distribución.
 - Adaptación de la normativa (especificaciones).

- En cuanto a la Innovación Tecnológica:
 - Selección de especies y variedades vegetales y búsqueda de nuevas especies.
 - Desarrollo de nuevas tecnologías de producción de biocombustibles.
 - Realización de experiencias de demostración en el uso de biocombustibles en flotas cautivas.

■ **Propuesta de Directiva relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo y por la que se modifica la Directiva 98/70/CE**

El Real Decreto 1728/1999, de 12 de noviembre, por el que se fijan nuevas especificaciones de los gasóleos de automoción y de las gasolinas, transpuso la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, fijando unos contenidos máximos de benceno y azufre en las gasolinas y de azufre en el gasóleo de automoción, a los niveles:

Benceno (%)	Año 2000	Año 2005
Gasolinas	1,0	1,0
(hasta entonces el contenido máximo autorizado era del 5,0%).		
Azufre (ppm)	Año 2000	Año 2005
Gasolinas	150	50
Gasóleos de automoción	350	50

Las principales modificaciones propuestas de la Directiva 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 disponible estos carburantes ultra limpios para su comercialización, atendiendo a una distribución geográfica adecuada.
- A más tardar el 1 de enero de 2008, el contenido máximo admisible de 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.

La propuesta de Directiva se encuentra actualmente pendiente de segunda lectura en el Parlamento Europeo y posteriormente habrá de pasarse a la fase de posición común (conciliación).

8.1 Eficiencia energética

Los consumos de energía final y primaria de la Unión Europea y España durante el año 2000 se vieron afectados por los elevados precios del petróleo, que se mantuvieron por encima de los 25 dólares en la mayor parte del año. El efecto sobre las economías europeas del precio del barril de petróleo se amplificó como resultado de la debilidad del euro frente al dólar, provocando tensiones inflacionistas y reduciendo el potencial de crecimiento económico del año 2001. No obstante, los precios del petróleo se moderaron durante el año 2001, situándose en los dos últimos meses por debajo de los 20 dólares / barril, lo que redujo el IPC de los productos energéticos en casi un 1% en media anual.

El segundo trimestre de 2001 registró la tasa más baja de crecimiento del Producto Interior Bruto en España desde 1996, del orden del 2,1% frente al 3,7% del primer trimestre del año. El último trimestre registró un crecimiento del 2,6%, lo que permitió cerrar el año 2001 con una tasa superior en más de un punto a la media comunitaria.

La intensidad primaria de la Unión Europea se ha reducido en un 9,6% —en términos acumulados— en la última década, a un ritmo más acusado durante la segunda mitad, del orden del -1,3% anual. El crecimiento anual real del PIB de la Unión Europea,

GRÁFICO 8.1

Intensidad primaria (base 1985 = 100)

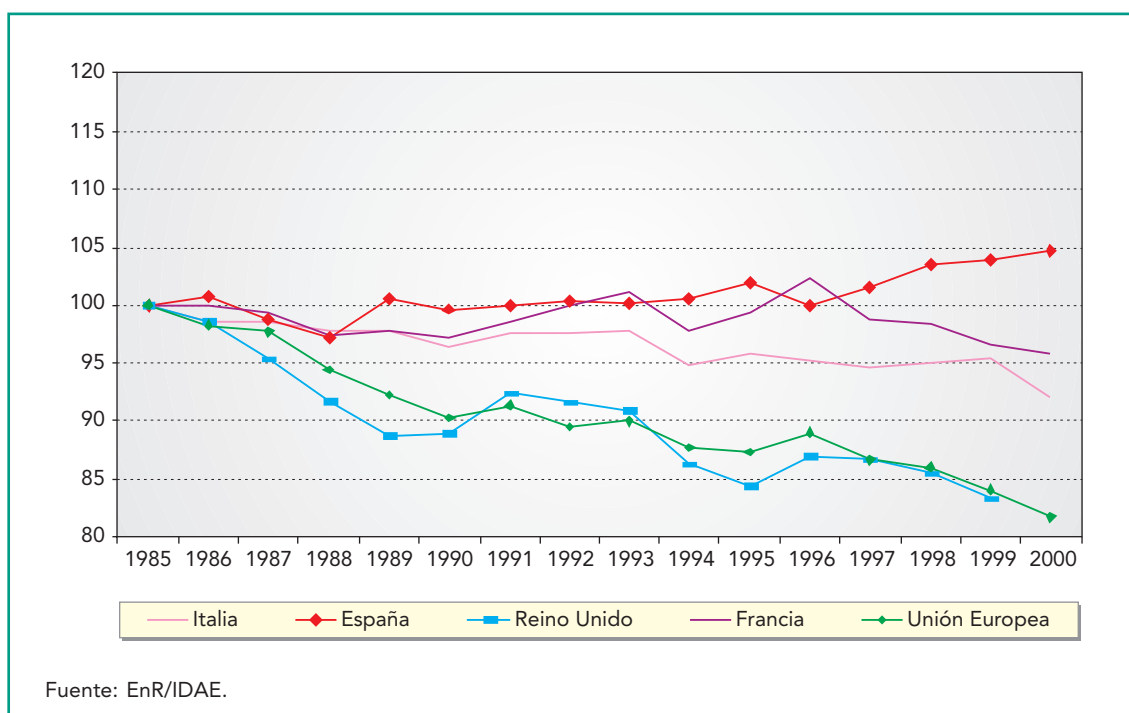
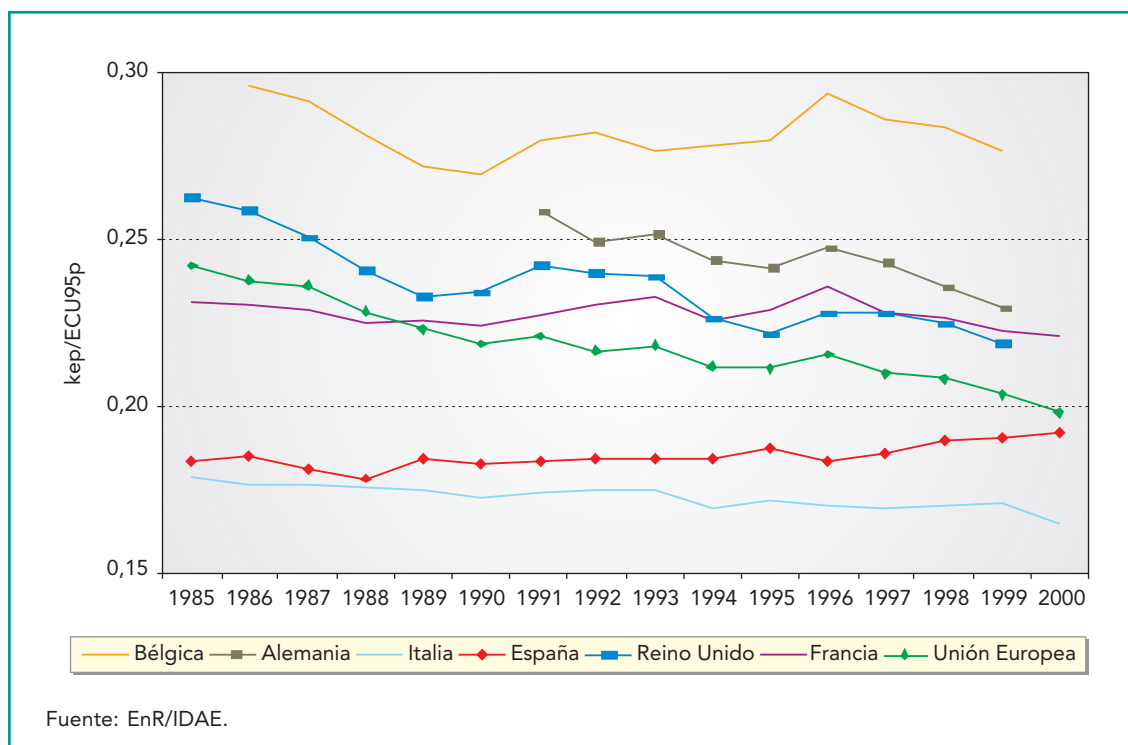


GRÁFICO 8.2

Intensidad primaria – Paridad de poder de compra



después de la crisis de 1993, fue también superior al de los años que la precedieron, por lo que, durante este período, los crecimientos del PIB convivieron con reducciones de la intensidad primaria, confirmándose la posibilidad y viabilidad de mantener el crecimiento económico con menores consumos de energía.

La tendencia del indicador de intensidad primaria en los diferentes países comunitarios es, generalmente, decreciente desde comienzos de la década de los noventa, aunque se observe un repunte alrededor del año 1996 en la mayoría de los países de nuestro entorno. La intensidad primaria en España sigue, sin embargo, la tendencia opuesta, aunque con oscilaciones debido fundamentalmente a la variable hidráulica, que permite una mayor o menor generación eléctrica con esa fuente.

En los gráficos de comparación internacional, realizados sobre datos de Organismos Internacionales, no hay disponible información sobre el año 2001 en el momento de realizar este Informe, aunque sirven como ilustración de las tendencias comentadas.

El consumo de energía primaria en España en 2001 ha sido del 2,3%, moderando las elevadas tasas de años anteriores, que alejaron en nuestro país este indicador de los valores medios comunitarios. La comparación, considerado el indicador de intensidad primaria calculado a paridad de poder de compra, ofrece una situación relativa diferente y sitúa a España ligeramente por debajo del indicador comunitario; no obstante, de continuar las tendencias que se han puesto de manifiesto desde 1990 pero más acusada-

GRÁFICO 8.3

Intensidad final (base 1985 = 100)

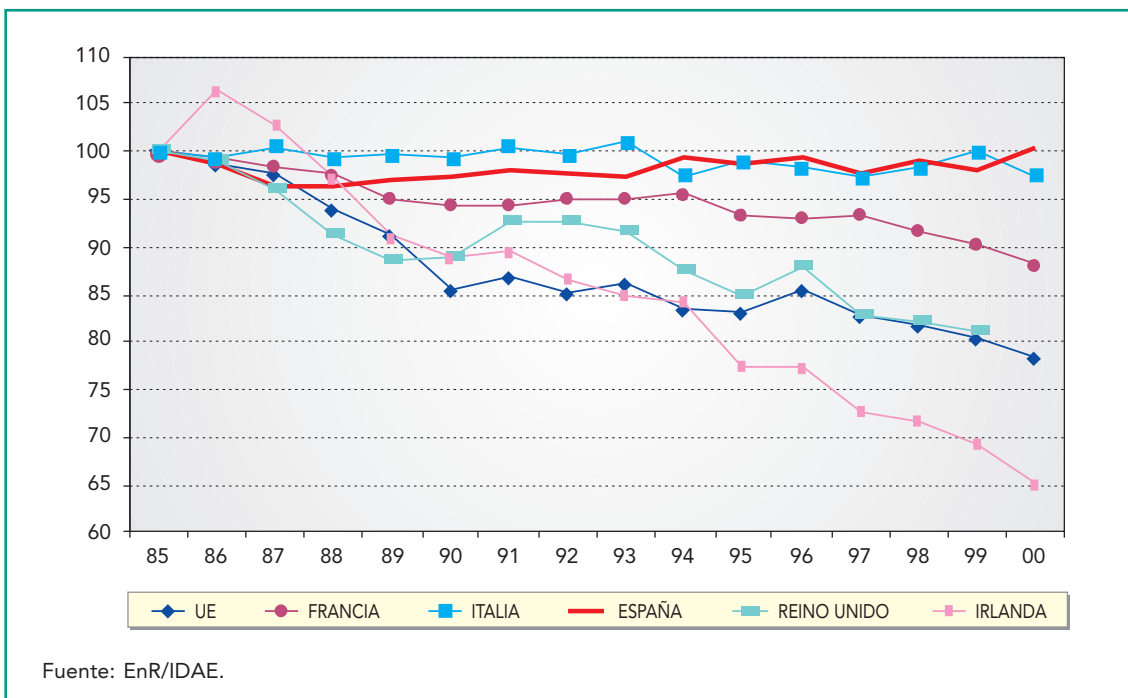
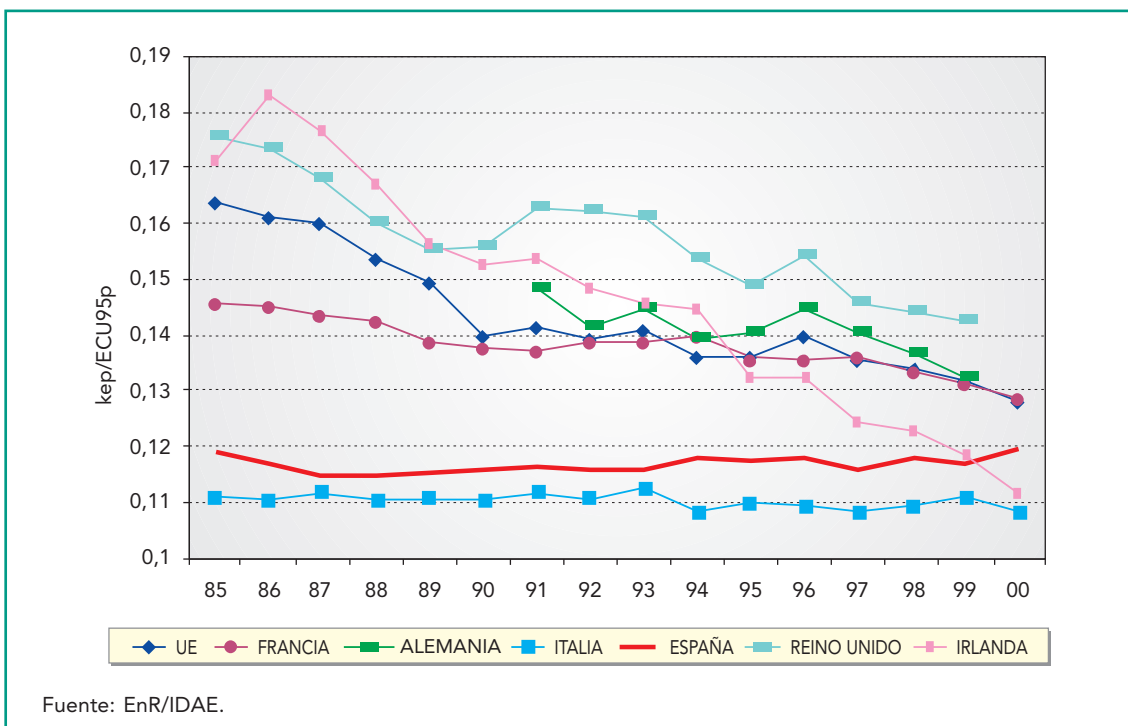


GRÁFICO 8.4

Intensidad final – Paridad de poder de compra



mente en los últimos años, es previsible que el indicador nacional supere al de la media de los Estados miembros a igualdad de poder adquisitivo en el futuro.

La tendencia decreciente mostrada por el indicador de intensidad final de la Unión Europea es común a otros países miembros como Francia, Alemania, Italia o el Reino Unido. En el lado opuesto, España o Italia presentan una tendencia creciente: la tasa anual media de crecimiento de la intensidad final desde 1990 ha sido en España del 0,3%.

En el caso de España, tanto el indicador de intensidad primaria como el de intensidad final experimentan crecimientos. Una de las razones que explican este comportamiento es el desplazamiento progresivo de los combustibles fósiles por electricidad para la cobertura de la demanda final. La electricidad es una fuente secundaria de energía, pero la generación de electricidad mediante sistemas convencionales requiere un consumo de energía primaria —carbón, fueloil o gas natural— de hasta 3 veces el equivalente energético a la electricidad producida: en definitiva, para producir un kilovatio hora de electricidad, es necesario un consumo de fuentes fósiles equivalente a 3 kilovatios hora.

Por otra parte, el indicador de intensidad primaria se ve afectado por la mayor o menor hidraulicidad de cada año, reduciéndose en aquellos años en los que la producción hidroeléctrica se incrementa —las eficiencias en transformación de las plantas hidroeléctricas y que utilizan fuentes renovables, excluida la biomasa, se aproximan al 100%.

El pasado año 2001, como resultado de la alta generación hidroeléctrica en el primer semestre, ha presentado un valor inferior del índice de intensidad primaria que el del año anterior. La potencia de generación eléctrica en Régimen Especial —cogeneración y energías renovables en plantas de potencia igual o inferior a 50 MW— se ha incrementado también en 2.246 MW en ese año, lo que ha contribuido, igualmente, a contener el crecimiento de los consumos de energía primaria en 2001.

EFICIENCIA ENERGÉTICA POR SECTORES CONSUMIDORES FINALES

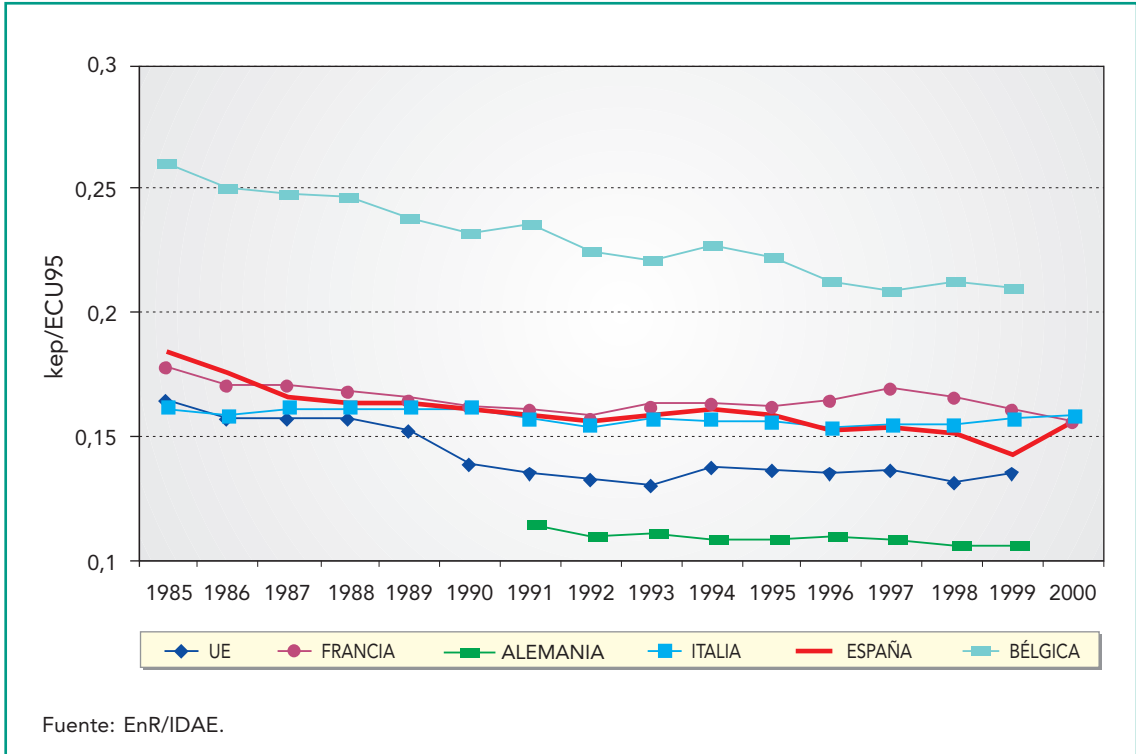
SECTOR INDUSTRIAL

La intensidad energética del sector industrial viene mostrando una tendencia de reducción prácticamente ininterrumpida desde comienzos de la década de los ochenta, aunque en los últimos años se registra un incremento de la intensidad global del sector, donde en 2001 también creció el consumo energético, a pesar de bajar el Índice de Producción Industrial en casi todos sus apartados.

Respecto al peso relativo de los diversos subsectores en el consumo total, sigue siendo preponderante la contribución del sector de *Cemento, Vidrio y Cerámica*, que absorbe alrededor del 25% del total de los consumos energéticos del sector industrial, seguido del sector *Químico*, con el 15%. Tras ellos aparecen el sector de *Siderurgia y Fundición; Alimentación, Bebidas y Tabaco; Pasta y Papel; Textil, Cuero y Calzado; Metalurgia no Férrea; Transformados Metálicos y Equipos de Transporte*.

GRÁFICO 8.5

Intensidad energética (sector industrial)



El reparto del consumo energético en el sector industrial por fuentes muestra una reducción progresiva del carbón, que ya sólo cubre el 3% del consumo total, en contraste con el continuo crecimiento del gas natural, que alcanza el 38% de dicho consumo. Paralelamente, los productos petrolíferos han rebajado su contribución hasta el 24% y la electricidad mantiene una cuota del 30%.

Las ganancias de eficiencia energética en algunos sectores han sido notables en la última década, destacando la Siderurgia y Metalurgia No Férrea, también las industrias química, papelera y de alimentación —aunque menos intensivas— muestran saldos comparativos favorables, mientras que los sectores de minerales no metálicos, textil y transformados metálicos alcanzan hoy valores ligeramente superiores a los de 1980.

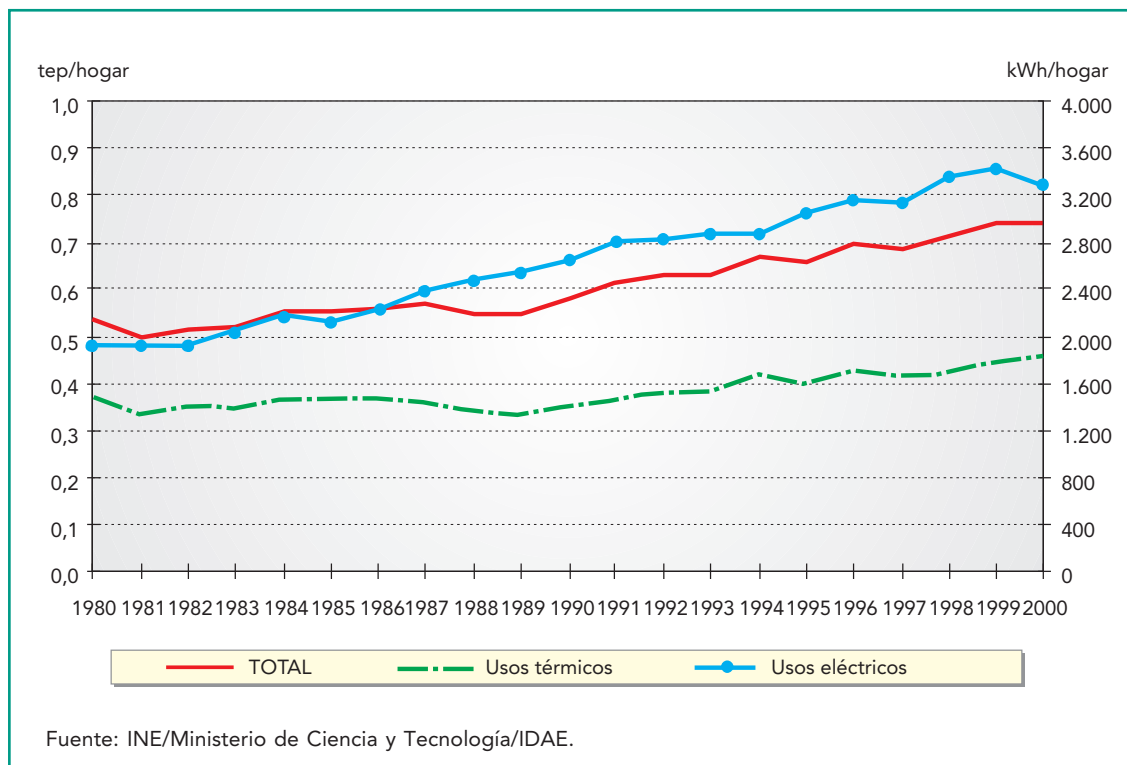
SECTOR RESIDENCIAL

El consumo energético en los hogares viene creciendo en los últimos años, debido al aumento del equipamiento de los hogares asociado al incremento de la renta, del orden del 3,8% anual.

En la tasa de equipamiento de los equipos electrodomésticos más comunes, se observa que la evolución desde 1980 es de continuo crecimiento, pasando de 0,92 fri-

GRÁFICO 8.6

Intensidad energética sector residencial



goríficos por hogar en dicho año a 1,02 hoy, de 0,8 lavadoras a 0,98, de 1 a 1,48 televisores, de 0,06 a 0,27 lavavajillas y de 0,01 equipos de aire acondicionado a 0,12, estos últimos con un crecimiento importante en los últimos años.

El consumo de gas natural en los hogares españoles ha crecido durante el último año un 11%, representando el 17% del total de los consumos, mientras que la electricidad cubre el 32% del total de la demanda energética.

La tendencia que ponen de manifiesto los consumos por hogar en la última década es creciente a un ritmo del orden del 2,5% anual, claramente superior al de la década de los ochenta, en la que no se alcanzaba el 1%. Las mejoras en el equipamiento de electrodomésticos y en calefacción —aumento del número de hogares con calefacción centralizada colectiva o individual y reducción del número de hogares sin calefacción— explican este aumento de los consumos medios que contrasta con la estabilización de la intensidad energética de los hogares en la media de la Unión Europea.

España se sitúa entre los países europeos que presentan un menor consumo medio por hogar, como resultado de las más elevadas temperaturas medias de invierno, que reducen la demanda energética para calefacción. Incluso corregidos del clima medio de la Unión Europea, los consumos por vivienda en España son inferiores a los de nuestros

socios comunitarios; esta situación parece obedecer a las diferencias existentes en los niveles de equipamiento para la cobertura de las necesidades de calefacción —aun a igualdad de temperaturas medias, el número de hogares que no cuenta todavía en España con sistemas de calefacción centralizada mantiene los consumos por debajo de la media europea.

SECTOR TRANSPORTE

El transporte es el sector que mayor presión ejerce al alza sobre el consumo de energía y las emisiones de CO₂, pues en él coinciden un elevado nivel de consumo y una elevada tasa de crecimiento del mismo.

En el año 2001, el transporte absorbió en España el 36% del consumo final de energía y desde 1995, los consumos del sector han aumentado más de tres puntos por encima del consumo final del conjunto de sectores.

La mejora del nivel de vida, el crecimiento de núcleos de población en los alrededores de las grandes ciudades y la creciente internacionalización de las relaciones económicas y sociales, se encuentran en la base del acusado incremento de actividad en los transportes y del consumo energético asociado, que se vienen registrando desde hace más de dos décadas.

La carretera detenta una preponderancia sobre los restantes modos de transporte, con un peso sobre el total de consumos del sector cercano al 80%, porcentaje algo inferior al de 1990, pero ligeramente superior al de 1995.

El transporte aéreo, con un 14% del consumo del sector y una participación creciente en el mismo, es el segundo modo en importancia, aunque lógicamente, a mucha distancia de la carretera y, a su vez, muy por encima del transporte marítimo y del ferrocarril. El tráfico aéreo viene experimentando desde hace años incrementos muy fuertes y las previsiones apuntan a importantes crecimientos futuros, tanto a nivel mundial, como europeo y nacional.

El transporte marítimo, que consume el 4% del total sectorial, ha perdido peso en la estructura de consumos del sector. Al contrario de lo que ha ocurrido con el ferrocarril, que lleva años aumentando su peso dentro del transporte aunque, con el 3% del total sigue siendo el modo de menor peso.

Entre 1990 y 1995, el consumo energético del transporte pasó de 22,4 Mtep a 26 Mtep, alcanzando en el año 2001 los 33,8 Mtep, lo que supone tasas de crecimiento anual acumulativo del 3,1% en el primero de los períodos y del 4,7% en el segundo.

El incremento de la actividad del transporte derivado de la mayor globalización de los mercados, que aleja los centros de producción y consumo de bienes y servicios, la importancia de nuestro país como destino turístico y un censo de conductores y de vehículos todavía crecientes, pueden ayudar a explicar el apreciable aumento del consumo energético del transporte entre 1990 y 1995, años de atonía económica, y el fuerte crecimiento posterior en años de expansión.

Desde el punto de vista de las fuentes de energía utilizadas en el transporte, el sector tiene una dependencia prácticamente absoluta de los derivados del petróleo, y una contribución modesta de la electricidad, utilizada para el transporte ferroviario. A su vez, recientemente se ha incorporado al balance energético del transporte en España el consumo de biocarburantes, fruto de la puesta en marcha de la planta de producción de bioetanol de Cartagena durante ese año.

En cuanto al tipo de productos petrolíferos, el gasóleo es, con diferencia, el más utilizado en el sector y su participación es creciente. Así, en el año 2001, el consumo de este carburante representa cerca del 58% del consumo de productos petrolíferos en el transporte y del 57% del consumo de energía del sector. El consumo de gasolina, que comenzó hace años a ralentizar su crecimiento, ha disminuido desde 1998. Paralelamente, el queroseno viene creciendo de forma importante.

La evolución del consumo de carburantes es reflejo de la evolución que está siguiendo el sector. De un lado, el fuerte crecimiento de los tráficos aéreos y, de otro lado, un importante crecimiento del transporte por carretera, tanto de mercancías como de pasajeros, con un vuelco en los carburantes utilizados por los turismos nuevos, de la gasolina hacia el gasóleo. Mientras en 1990, las matriculaciones de turismos de gasóleo representaban únicamente el 13% del total de turismos matriculados en el año, actualmente, los turismos de gasóleo superan el 50% de las matriculaciones. Y ello, con un nivel de ventas de turismos nuevos tan importante como el que se viene registrando desde hace años.

Por lo que se refiere a la intensidad energética del transporte, medida como el cociente entre el consumo de energía del sector y el PIB del país, España presenta una intensidad sensiblemente superior a la de la Unión Europea, y una tendencia creciente de este indicador desde mediados de la década de los ochenta, de la que cabe exceptuar la evolución de algún año. La intensidad energética final en el transporte ha registrado un crecimiento anual medio durante la última década del 1,2%.

El aumento de este índice de intensidad obedece tanto al crecimiento del parque circulante de vehículos como al incremento de los recorridos anuales medios, que conjuntamente contrarrestan las reducciones de los consumos específicos.

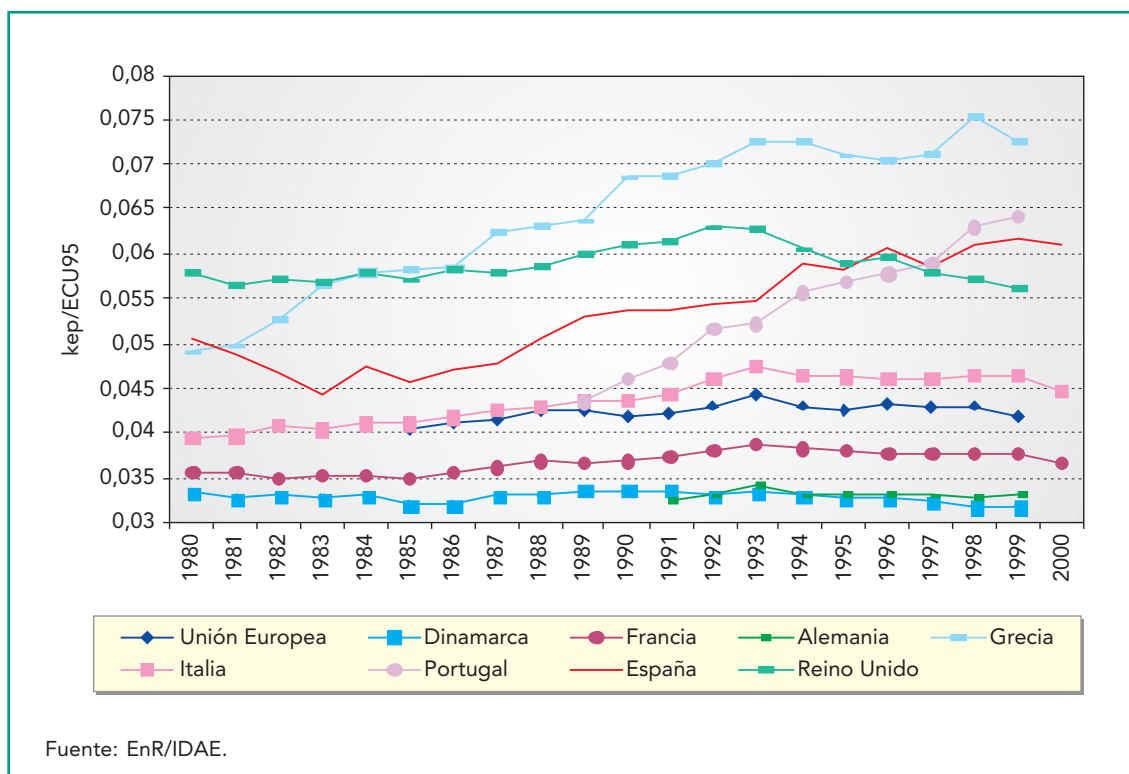
SECTOR SERVICIOS

La electricidad satisface ya el 65% de la demanda energética del sector y está en continuo crecimiento. Los cambios en la estructura de consumo energético por sectores se ponen de manifiesto en un período largo de tiempo: en las dos últimas décadas, se ha reducido el peso del sector de oficinas en cerca de 7 puntos porcentuales, lo que ha favorecido la ganancia de peso relativo del sector sanitario y del sector de la restauración —las actividades ligadas al turismo han incrementado su participación en la estructura de consumos en alrededor de 13 puntos porcentuales en los últimos 20 años.

La tendencia creciente que aparece en la evolución de los indicadores de intensidad energética de todas las ramas de actividad del sector terciario es común a algunos paí-

GRÁFICO 8.7

Intensidad energética sector transporte (intensidad = consumo/PIB)



ses europeos, aunque más acusada en España —calculada sobre el valor añadido del sector, el crecimiento anual registrado durante la década de los noventa fue del 2,5% anual—. Calculada sobre el empleo, el crecimiento medio anual de la intensidad energética es cercano al 10% en el sector sanitario.

Los consumos energéticos por empleado del sector de la hostelería se encuentran entre los más elevados del sector servicios; por encima de las dos toneladas equivalentes de petróleo por ocupado, habiéndose incremento a tasas del 1% anual durante la pasada década. La media del sector terciario se sitúa en las 0,7 toneladas —por debajo de la media, la intensidad energética del sector educativo y del comercio.

Las ganancias de productividad del sector terciario han sido del 0,2% anual durante la década de los noventa, lo que supone una ganancia acumulada desde los comienzos del período cercana al 2%.

La tendencia que muestran los índices de intensidad es creciente: en España, a una tasa del orden del 2,5% anual en la década de los noventa; en Italia, del 1,2% medio y, en Bélgica, del 1,7%. La Unión Europea, considerada en su conjunto, ha mantenido estable el índice de intensidad del sector terciario desde comienzos de la década, con una ligera tendencia a la reducción del indicador que es más patente desde 1997. El bienio 1996-1997 constituye un punto de inflexión de las tendencias alcistas de algunos países

GRÁFICO 8.8

Intensidades finales en el sector terciario

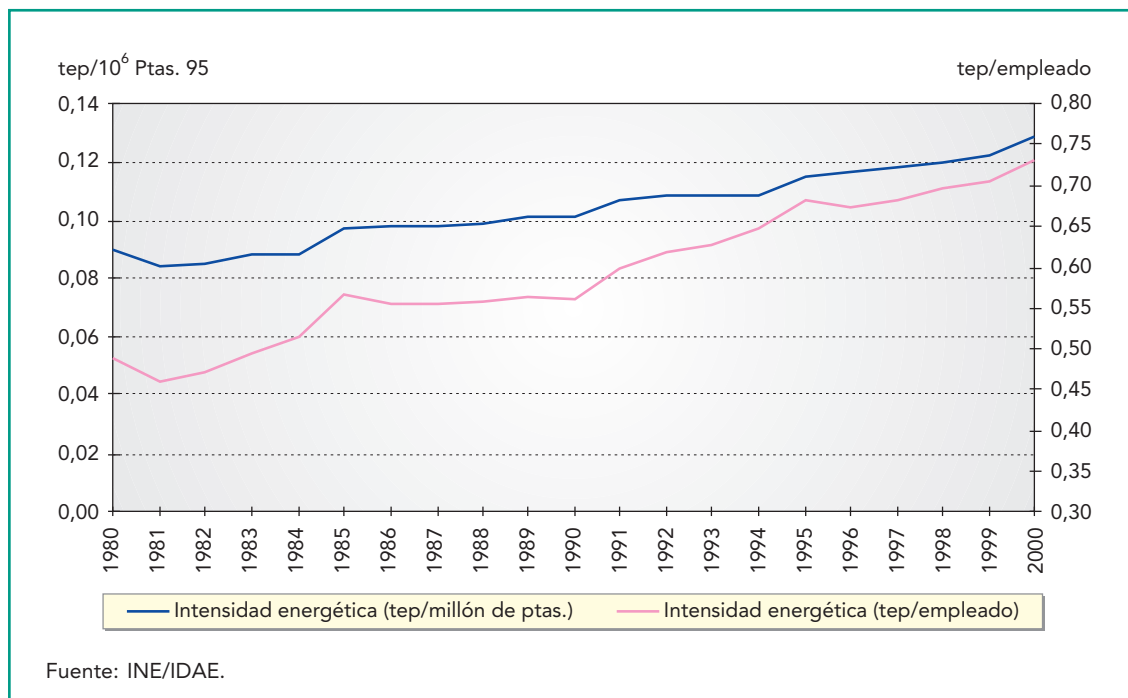
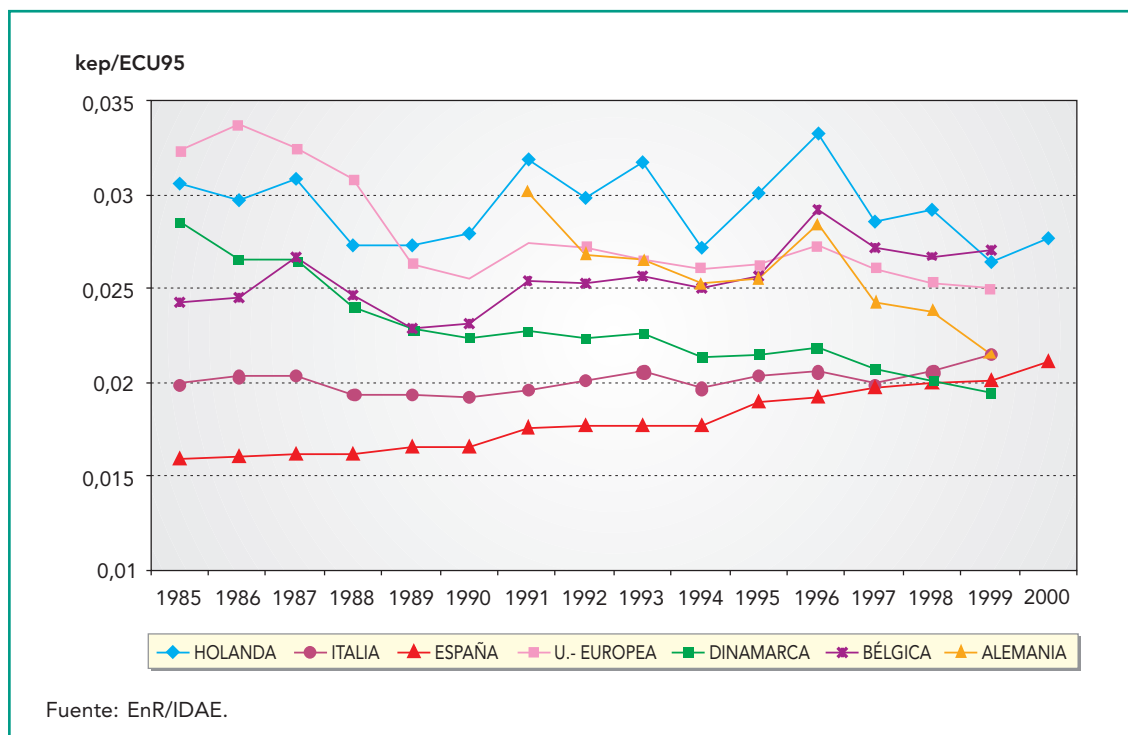


GRÁFICO 8.9

Intensidades energéticas en el sector terciario



como Bélgica o, incluso, de inicio de una senda decreciente de pendiente más pronunciada que la de los primeros cinco años de la década, como es el caso de Dinamarca. En los países mediterráneos, Italia y España, los años 1996 y 1997 constituyen, en cambio, el inicio de un período de crecimiento de la intensidad aún más intenso.

8.2 Cogeneración

La nueva potencia puesta en funcionamiento en 2001 ascendió a 539 MW, frente a los 753 MW del año anterior. La potencia instalada a finales del año 2001 alcanza los 5.500 MW. La reducción del ritmo de puesta en marcha de nuevas plantas parece res-

CUADRO 8.1

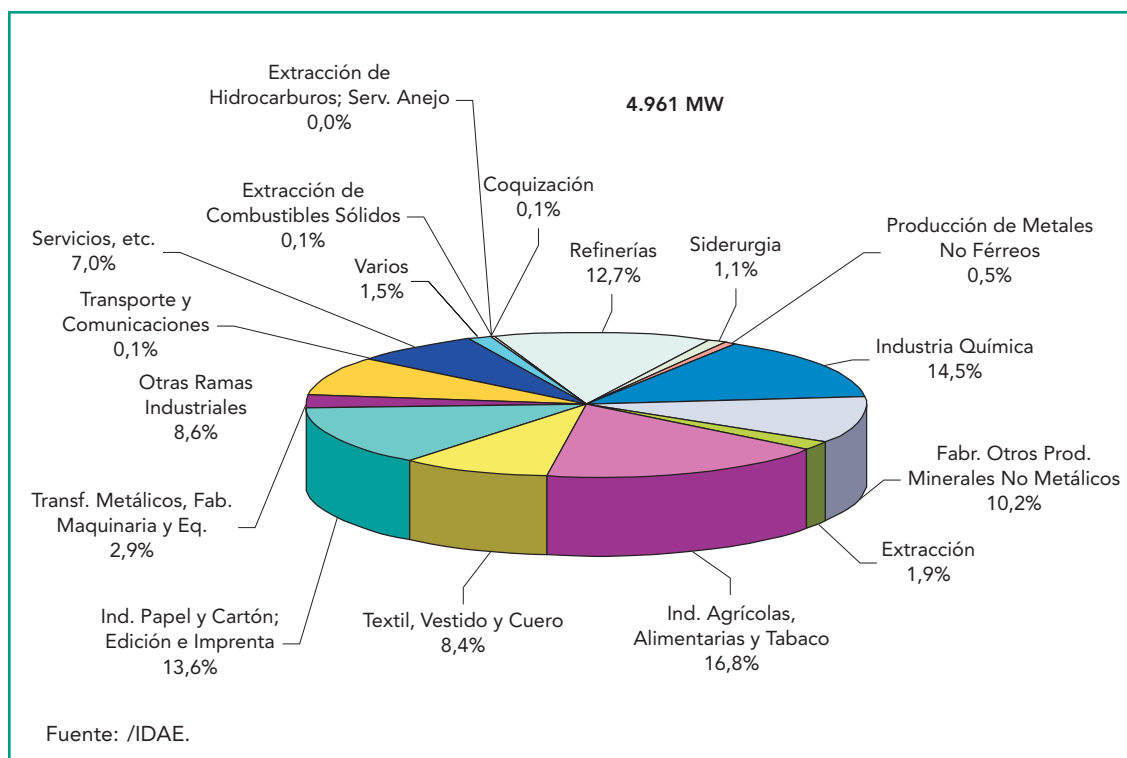
Potencia instalada/número de instalaciones por sector de actividad, años 1998, 1999 y 2000

Sector	Potencia instalada (MW)			Número de instalaciones		
	1998	1999	2000	1998	1999	2000
Extracción de combustibles sólidos	2	4	4	2	2	2
Extracción de hidrocarburos; servicio anejo	7	7	0	1	1	0
Coquización	9	7	7	1	1	1
Refinerías	485	522	629	11	17	14
Extracción y transf. material nuclear	0	0	0	0	0	0
Siderurgia	48	33	54	4	4	4
Producción de metales no férreos	11	26	26	1	5	6
Industria química	541	584	719	49	50	54
Fabr. otros prod. minerales no metálicos	433	486	506	139	153	161
Extracción	104	104	92	8	8	8
Ind. agrícolas, alimentarias y tabaco	531	689	832	72	93	112
Textil, vestido y cuero	373	396	419	58	64	70
Ind. papel y cartón; edición e imprenta	534	579	673	59	67	75
Transf. metálicos, fab. maquinaria y eq.	114	121	145	14	16	19
Otras ramas industriales	328	385	428	48	68	71
Transporte y comunicaciones	5	5	5	3	3	3
Servicios, etc.	176	196	347	45	58	87
Varios	45	63	74	16	18	21
Total	3.749	4.208	4.961	531	628	708

Fuente: IDAE.

GRÁFICO 8.10

Potencia eléctrica bruta instalada por sector de actividad, año 2000



ponder a la subida de los precios del gas y a la bajada en el precio de la energía eléctrica a consumidores cualificados, potenciales usuarios de la cogeneración, sólo parcialmente compensada por el incremento del 33% que experimentaron las primas el pasado año.

La distribución de la potencia por sectores en el año 2000 pone de manifiesto la mayor importancia relativa de la industria agroalimentaria, que cuenta con 112 instalaciones y una potencia acumulada total de 832 MW, lo que supone el 16,8% del total de la potencia instalada. La potencia y el número de instalaciones de cogeneración en el sector terciario aumenta progresivamente: en 151 MW en el año 2000.

El mayor aumento de potencia registrado durante el año 2000 se produce en plantas con motores de combustión interna. Este tipo de instalaciones representan el 41% del total de la potencia bruta instalada en plantas de cogeneración; la potencia en plantas de ciclo combinado asciende a 925 MW en 41 instalaciones.

La producción eléctrica bruta generada por las plantas de cogeneración ascendió a 31.114 GWh en el año 2001, lo que supone un incremento del 9,7% con respecto a 2000. Ambas cifras suponen una ralentización del crecimiento observado en años anteriores, debido al aumento de precios del petróleo y del gas natural, que provocaron un retraso en la puesta en funcionamiento de nuevos proyectos de cogeneración y una pér-

CUADRO 8.2

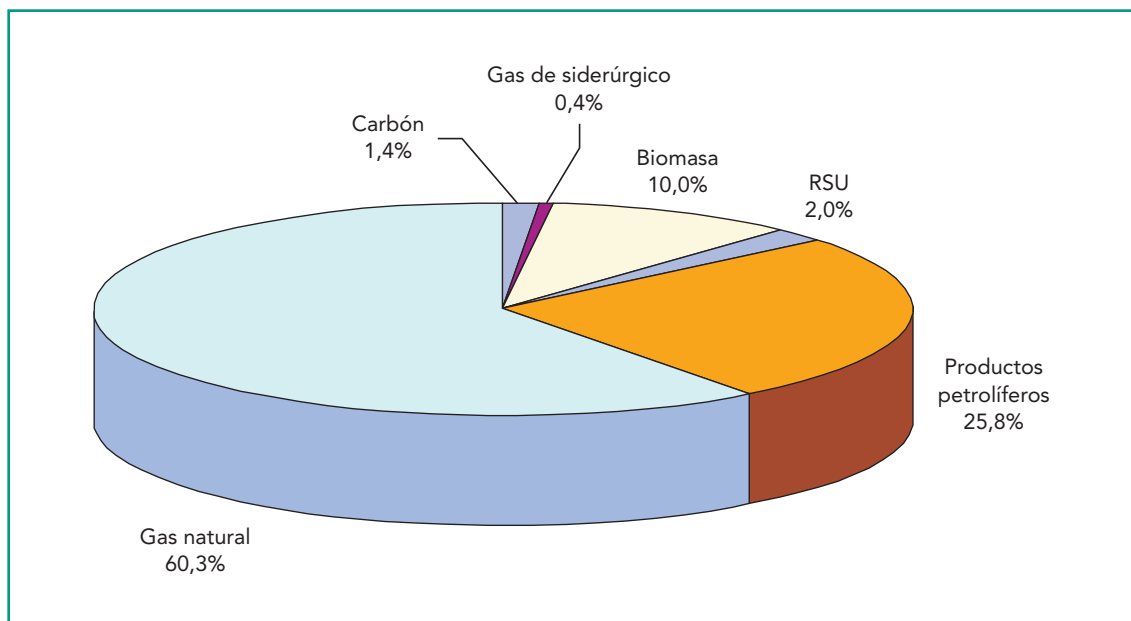
Potencia por tipo de instalación, 1998-2000

	1998			1999			2000		
	Potencia eléctrica		Núm. de uds.	Potencia eléctrica		Núm. de uds.	Potencia eléctrica		Núm. de uds.
	Neta (MW)	Bruta (MW)		Neta (MW)	Bruta (MW)		Neta (MW)	Bruta (MW)	
Ciclo combinado	886	933	43	872	921	47	879	924	41
Vapor: Turbina a contrapresión	527	552	43	579	611	44	713	745	48
Vapor: Turbina de condensación	160	176	13	165	181	15	152	162	6
Turbina de gas con recuperación de calor	751	785	85	801	838	89	1.059	1.107	101
Motor de combustión interna	1.234	1.303	347	1.588	1.657	433	1.937	2.024	512
Otros	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	3.558	3.749	531	4.005	4.208	628	4.740	4.961	708

Fuente: IDAE.

GRÁFICO 8.11

Consumo de combustibles en la producción eléctrica por cogeneración. Año 2001





didada de rentabilidad de las instalaciones en marcha —que fue más acusada para las plantas que utilizaban fuelóleos y para las acogidas al RD 2366—. La subida de precios del gas se palió en el año 2001 con la subida del 33% que se aprobó para la prima.

Con respecto a los tipos de combustibles utilizados en generar electricidad por las unidades de cogeneración en funcionamiento a finales del 2001, el 60% de la producción total se realizó con gas natural que continua desplazando al resto de fuentes energéticas.

8.3 Energías renovables

Las energías renovables continúan aumentando su participación en el Balance de Energía Primaria, 5,6% en 1999, 5,6% en 2000 y 6,6 en 2001. Durante el pasado año el consumo de energías renovables se incrementó en 1.255 ktep, de los que 27 ktep se corresponden con usos finales y 1.358 ktep con producción de electricidad, destacándose entre estos últimos las significativas aportaciones de la hidráulica, como consecuencia de una mayor hidraulicidad con respecto al año 2000, y la eólica.

En la estructura de generación eléctrica, la energías renovables participaron con un 22,9% del total, un 18,4% debido a las centrales hidroeléctricas y un 4,5% para el resto de instalaciones renovables.

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros en su reunión de 30 de diciembre de 1999, estableció unos objetivos energéticos para alcanzar el mínimo del 12% de aportación de esta energías a la demanda energética de España en el horizonte del año 2010.

La Oficina del Plan de Fomento, constituida por el IDAE, tiene encomendadas entre sus funciones el seguimiento y evaluación de los progresos del mismo.

A continuación se resume, en tres cuadros, los resultados energéticos, de inversiones y de apoyos públicos, asociados a los proyectos puestos en marcha en los años 1999, 2000 y 2001. Se incluye, así mismo, un breve análisis de los proyectos realizados en el año 2001 y de la situación acumulada entre 1999-2001 respecto a los objetivos del período 1999/2006.

Para analizar estos resultados, es imprescindible tener en cuenta que se trata de proyectos cuya puesta en explotación ha tenido lugar en el año 2001. Ello quiere decir que, en parte, son proyectos iniciados antes o durante la elaboración del Plan. Es por esta razón por la que los criterios para otorgar los apoyos públicos son distintos a los que plantea el Plan, y se dan casos en que, pese a que el Plan no prevé subvenciones, hay proyectos que si las tienen.

CUADRO 8.3

Resultados sobre objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables

Área tecnológica (unidad: Ktep)	Realizaciones año 2001 Producción en términos de energía primaria						
	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999	Realizado 2000	Resultado 2001	Resultados 2001 s/obj. 2006	Acumu- lado 1999- 2001	Acumu- lado s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)	117	8,5	8,7	8,2	7,0%	25,4	21,7%
Hidráulica (10-50 MW)	36	0,0	0,0	3,5	9,7%	3,5	9,7%
Eólica	986	132,5	164,6	200,2	20,3%	497,3	50,4%
Biomasa	2.886	20,0	28,2	47,6	1,7%	95,8	3,3%
Biocarburantes	250	0,0	51,2	0,0	0,0%	51,2	20,5%
Biogás	66	9,4	9,3	5,0	7,5%	23,6	35,8%
Solar fotovoltaica	8	0,1	0,4	0,6	6,9%	1,1	13,4%
Solar termoeléctrica	89	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Solar térmica B.T.	103	1,6	3,1	4,0	3,8%	8,7	8,5%
Residuos sólidos	261	0,0	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0%
Geoterminia	—	1,2	2,7	0,0		3,9	
Total	4.803,5	173,4	268,2	269,0	5,6%	710,6	14,8%

Área tecnológica (unidad: millones de euros)	Realizaciones año 2001 Inversiones						
	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999	Realizado 2000	Resultado 2001	Resultados 2001 s/obj. 2006	Acumu- lado 1999- 2001	Acumu- lado s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)	594	35	32	32	5,4%	99	16,6%
Hidráulica (10-50 MW)	140	0	0	9	6,2%	9	6,2%
Eólica	4.549	550	695	826	18,2%	2.071	45,5%
Biomasa	1.903	12	9	10	0,5%	31	1,6%
Biocarburantes	378	0	46	0	0,0%	46	12,3%
Biogás	70	6	4	2	3,4%	12	17,5%
Solar fotovoltaica	464	8	25	33	7,2%	66	14,2%
Solar termoeléctrica	331	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Solar térmica B.T.	637	11	19	25	3,9%	55	8,6%
Residuos sólidos	442	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Geoterminia		2	1	0		3	
Total	9.508	623	831	938	9,9%	2.391	25,2%

CUADRO 8.3 (continuación)

Resultados sobre objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables

Área tecnológica (unidad: millones de euros)	Realizaciones año 2001 Ayudas públicas						
	Objetivos 1999-2006	Realizado 1999	Realizado 2000	Resultado 2001	Resultados 2001 s/obj. 2006	Acumu- lado 1999- 2001	Acumu- lado s/obj. 2006
Minihidráulica (<10 MW)		0,7	0,3	0,5		1,4	
Hidráulica (10-50 MW)		0,0	0,0	0,0		0,0	
Eólica		3,2	3,2	4,3		10,7	
Biomasa	883	2,4	1,1	0,5	0,05%	3,9	0,4%
Biocarburantes		0,0	2,4	0,0		2,4	
Biogás		0,7	0,1	0,0		0,7	
Solar fotovoltaica	164	3,4	7,7	9,2	5,58%	20,2	12,3%
Solar termoeléctrica	204	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0%
Solar térmica B.T.	210	3,7	6,3	9,5	4,54%	19,5	9,3%
Residuos sólidos	19	0,0	0,0	0,0	0,00%	0,0	0,0%
Geotermia	—	0,7	0,4			1,1	
Total	1.480	14,8	21,3	23,9	1,62%	60,0	4,1%

Así, del análisis de estos cuadros de resultados en 2001, se pueden destacar los siguientes aspectos:

- Referido al período 1999/2006, el grado de cumplimiento de objetivos alcanza el 14,8% en términos energéticos, el 25,2% en inversiones y el 4,1% en apoyos públicos.
- El área que más desarrollo continua teniendo es el de **Energía Eólica**, tanto desde el punto de vista de cumplimiento energético (50,4% de los objetivos), como del de inversiones realizadas (45,5% de los objetivos). La potencia instalada en 2001, 970 MW, ha superado a las instaladas en años anteriores, alcanzándose a finales de ese año una potencia total instalada de 3.244 MW, incluyendo los proyectos en curso.
- El área **Minihidráulica** (potencia inferior a 10 MW) presenta un grado de cumplimiento del 21,7% en términos energéticos, y del 16,6% en inversiones, respecto al objetivo al 2006. Durante 2001, se han puesto en funcionamiento un total de 29 nuevas instalaciones con una potencia eléctrica asociada de 31 MW.

Hay que señalar, también, que durante el pasado año se ha puesto en funcionamiento una central hidráulica de 20 MW.

- El sector de **Energía Solar Térmica** alcanza un grado de cumplimiento del 8,5% del objetivo energético para 2006. Este pasado año se ha vuelto a superar la superficie anual instalada, con la puesta en funcionamiento de 51.357 nuevos m². Así, la superficie total de captadores solares térmicos en operación a finales de 2001 alcanzó la cifra de 454.455 m².
- El área de **Solar Fotovoltaica** presenta un grado de cumplimiento del 13,4% del objetivo energético marcado para 2006. Durante 2001 se instalaron un total de 3,5 nuevos MWp, lo que supone un potencia eléctrica en operación a finales de 2001 de 15,6 MWp. Se debe señalar que el 70% de la potencia instalada durante el pasado año se corresponde con instalaciones conectadas a la red de distribución de energía eléctrica, esto es, 2,5 MWp (el 58% de esta potencia esta asociada a centrales de potencia superior a los 5 kWp y el 42% instalaciones de potencia menor a 5 kWp).
- El progreso del sector de **Biomasa** hasta 2001 supone la consecución de 3,3% de los objetivos energéticos marcados para 2006. Durante 2001 se pusieron en funcionamiento un total de 3 nuevas instalaciones de generación eléctrica con una potencia eléctrica asociada de 16,6 MW, una producción eléctrica estimada de 128 GWh/año y un consumo de biomasa de 44 ktep. Con respecto a las instalaciones de biomasa para usos térmicos, durante 2001 se pusieron en funcionamiento un total de 30 nuevas instalaciones con un consumo de biomasa asociado de 3548 tep.
- En el área de **Biogas** se pusieron en funcionamiento durante el pasado año 3 nuevas instalaciones de generación eléctrica con una potencia eléctrica asociada de 2.648 kW, 19.680 MWh/año de producción eléctrica prevista y un consumo de biogas de 5.165 tep. El grado de cumplimiento energético de este sector con respecto a los objetivos 2006 establecidos por el Plan es del 35,8%.
- En las áreas de **Biocombustibles** no se ha puesto en marcha ningún proyecto durante el año 2001, por lo que el grado de cumplimiento con respecto a los objetivos energéticos establecidos para 2006 continua siendo el mismo que en el año 2000, 20,5%.
- Por último, continúan sin detectarse actuaciones en los sectores de **Solar Termoeléctrica** y **RSU**.

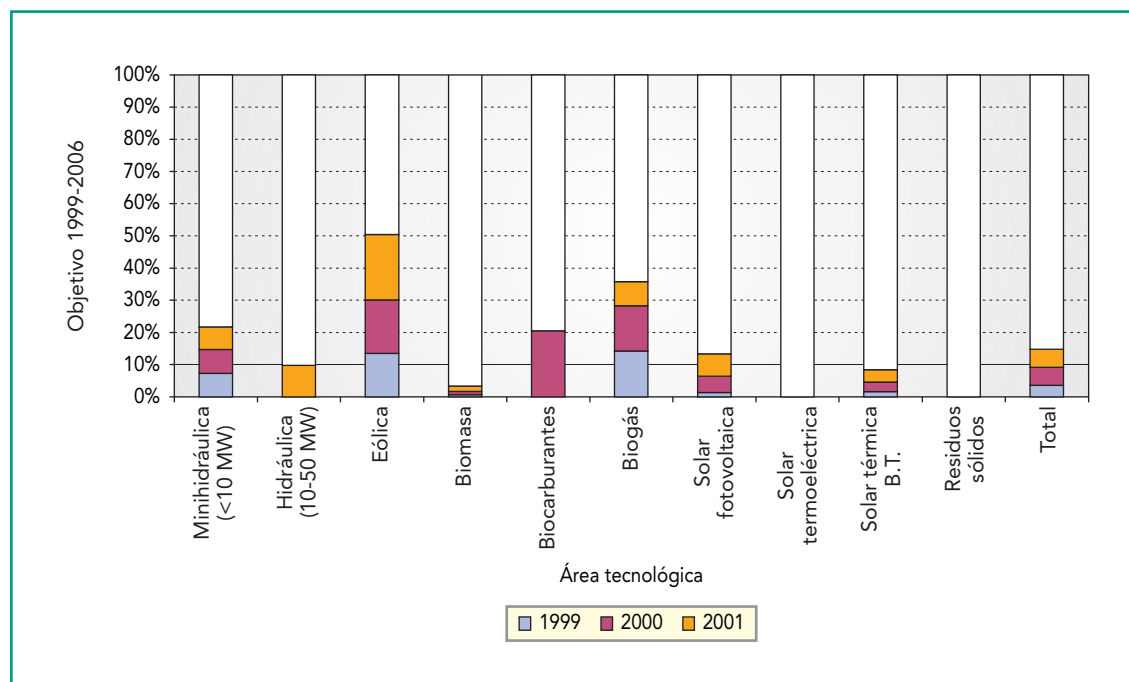
La valoración global del PFER pone de manifiesto un desarrollo en general favorable hasta el momento, aunque en determinadas áreas es necesario intensificar los esfuerzos para alcanzar los objetivos establecidos.

De forma resumida, puede concluirse que el área eólica se esta demostrando como un sector con una importante iniciativa empresarial, consolidando un conjunto de empresas, con tecnología propia, en un mercado de excelentes expectativas.

Por su parte, la energía minihidráulica, aún siendo una tecnología consolidada, sigue

GRÁFICO 8.12

Seguimiento Plan de Fomento de las Energías Renovables. Resultados Energéticos 1999-2001



contando con importantes inconvenientes de carácter administrativo que le impiden desarrollar su potencial.

En el área de energía Solar Térmica, las acciones en marcha, encaminadas a garantizar la fiabilidad de las instalaciones, su rentabilidad económica y el mantenimiento, junto con las iniciativas municipales a favor de esta tecnología, deberán permitir incrementar, en un porcentaje significativo, el número de instalaciones que actualmente se están realizando.

La energía Solar Fotovoltaica, a pesar de contar con un sector empresarial muy capacitado, precisa un desarrollo tecnológico muy superior al actual para alcanzar los niveles de implantación de los países de nuestro entorno.

La Biomasa, constituyendo la principal apuesta del Plan de Fomento, mantiene un grado de cumplimiento muy bajo (3,3% acumulado sobre el objetivo al 2006), lo que exige tomar decisiones de carácter extraordinario, a corto plazo, para movilizar el alto potencial que dispone este sector.

Durante la última década, el proceso de integración del medio ambiente en las políticas sectoriales, ha dado paso a nuevos objetivos con los que alcanzar el denominado desarrollo sostenible. En lo que se refiere al sector energético, se ha acuñado un nuevo concepto, el de política energética sostenible. Se considera como tal, aquella que es capaz de conciliar la seguridad del suministro energético, la competitividad de los mercados energéticos y la protección del medio ambiente.

La normativa ambiental asociada al desarrollo energético sostenible trata de dar respuesta a los nuevos desafíos. A nivel global, la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y el Protocolo de Kioto regulan las emisiones de los gases de efecto invernadero. A nivel regional, el Convenio de lucha contra la Contaminación Transfronteriza (Convenio de Ginebra) ha evolucionado desde una regulación tendente a la reducción de contaminantes individuales, Protocolos de SO₂, NO_x, COV y metales pesados, a una aproximación integradora, cuyo principal exponente es el Protocolo multicontaminante multiefecto. Este Protocolo establece objetivos de reducción simultáneamente para cuatro contaminantes SO₂, NO_x, VOC y NH₄, con objeto de eliminar o reducir, los procesos de acidificación, oxidación fotoquímica y eutrofización.

Como en ediciones anteriores, en este apartado repasaremos 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-6 DE BONN Y LA COP-7 DE MARRAKECH

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el Protocolo de Kioto por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC y SF₆) entre 1990 y el período 2008-2012. Entre los compromisos de reducción de emisiones más relevantes podemos citar: la Unión Europea, -8%; Estados Unidos, -7%; Japón, -6%; Rusia, 0%; Australia, +8%, etc.

Desde que entró en vigor La Convención Marco, marzo de 1993, las Partes se reúnen anualmente para analizar los avances realizados y proponer acciones de futuro sobre la misma. La primera (CoP-1) tuvo lugar en Berlín el año 1995.

Durante el año 2000 se celebró, en la Haya, la sexta Reunión de las Partes (CoP-6). La Cumbre resultó un fracaso por la falta de acuerdo en varios temas cruciales (*Sumideros, Régimen de cumplimiento, Mecanismos de Flexibilidad y Financiación*), entre las posturas de los países del denominado «Grupo Paraguas»¹ que defendían una interpretación

¹ Los principales componentes del denominado Grupo Paraguas son: Estados Unidos, Canadá, Japón, Noruega, Nueva Zelanda, Ucrania, Noruega y Rusia.

muy flexible del Protocolo y aquellas Partes que apostaban por un mayor esfuerzo que permitiera cumplir los compromisos del Protocolo. La reunión se cerró con el compromiso de reabrir la antes de la CoP-7, bajo la denominación de CoP6-bis.

Las expectativas para la CoP6-bis de Bonn, del 16 al 27 de julio del 2001 eran poco alentadoras ya que Estados Unidos se había reafirmado en la «no ratificación del Protocolo» e incluso algunos países del Grupo Paraguas habían empezado a reconsiderar sus posicionamientos y reabrir temas que ya estaban cerrados.

Inesperadamente, 178 naciones llegaron a un acuerdo político para la continuación del proceso bloqueado desde la cumbre de la Haya, en noviembre de 2000. Este acuerdo político denominado «Acuerdo de Bonn» se basó en un consenso de la mayoría de las Partes en los temas clave: *cambio de uso de tierras y sumideros, régimen de cumplimiento, financiación, mecanismos de flexibilidad, etc.* Sin embargo, aunque el acuerdo político estaba conseguido aún había que convertirlo en textos legales aceptados por la Partes. Este fue el cometido de la CoP-7 que tuvo lugar en Marrakesh, del 29 de octubre 9 de noviembre del 2001, donde se alcanzaron los denominados «Acuerdos de Marrakesh», donde se recogen en términos jurídicos los «Acuerdos Políticos de Bonn (doc FCCC/CP/2001/L7)».

FINANCIACIÓN EN EL MARCO DE LA CONVENCION

En el Acuerdo de Bonn se crearon tres nuevos fondos de financiación:

- Un fondo especial para el cambio climático con objeto de financiar programas actividades y medidas relacionadas con el cambio climático para ayuda a la adaptación, transferencia de tecnología, energía, transporte, industria, agricultura, bosques y tratamiento de residuos.
- Un fondo especial para la adaptación de los países menos desarrollados (LDC) al cambio climático. En este apartado se avanzó en la CoP-7:
 - Estableciéndose un grupo de expertos en Países Menos Desarrollados que asesoren en la elaboración de los Programas de Adaptación Nacional hasta la CoP-9.
 - Articulación de un sistema de financiación para apoyar a estos países mediante los Programas de Adaptación Nacional.
 - Establecimiento de las directrices para la elaboración de los Programas de Adaptación Nacional.
- Un fondo especial del Protocolo de Kioto financiado a partir de la parte recaudada con las actividades de desarrollo limpio CDM (2%) y de aportaciones voluntarias de las Partes del Anexo I.

CONTABILIZACIÓN DE LA CAPTURA DE CO₂ POR SUMIDEROS DE CARBONO

Durante la CoP-6 bis se alcanzó acuerdo en las definiciones de bosque, forestación, deforestación y reforestación (Artículo 3.3 del Protocolo) y sus incidencias como actividades que aumentan o disminuyen las emisiones de CO₂.

También se estableció que para las actividades adicionales reseñadas en el Artículo 3.4 del Protocolo (determinadas prácticas agrícolas, gestión de suelos, gestión de bosques, etc.) no hay topes en cuanto a las actividades a incluir (salvo para gestión forestal), una vez descartada la incertidumbre para efectuar una contabilidad adecuada de emisiones de CO₂ de estas actividades.

Por lo que se refiere a la gestión forestal, una aplicación indiscriminada de esta contabilidad para gestión de bosques en países con grandes superficies forestales podría conducir a desvirtuar, de forma importante, el contenido ambiental del Protocolo. La solución consensuada consistió en que para las actividades de gestión forestal se establecen unos límites marcados por país y contenidos en una tabla (Anexo Z) que indica el límite que se podría descontar en MtC/año, siendo algunas de ellas (Rusia, Canadá, Japón) concesiones políticas para desbloquear las negociaciones. Durante la CoP-7, Rusia consiguió que se aumentase de 17,6 MtC a 33 MtC su capacidad de reducción por gestión forestal.

REGLAMENTACIÓN DEL RÉGIMEN DE CUMPLIMIENTO (PROCEDIMIENTO SANCIONADOR)

El artículo 18 del Protocolo de Kioto no precisa cual ha de ser el régimen de cumplimiento, por lo que desde el principio en las negociaciones se han dado básicamente dos posturas opuestas. Una de ellas defiende la imposición de sanciones económicas proporcionales a las toneladas en exceso de CO₂ equivalente emitidas a la atmósfera, en cuantía que aún por determinar, la otra pretende o bien no imponer penalizaciones o en último extremo una pequeña penalización de modo que el exceso de toneladas emitido a la atmósfera en dicho período sea añadido a las toneladas de reducción previstas para el segundo período (previsiblemente, 2018-2022) aumentado, como sanción, en un pequeño porcentaje (meramente testimonial).

La postura de consenso en los Acuerdos de Bonn se ha inclinado hacia la segunda, con una penalización del 30% del exceso de emisiones sobre el primer período (tasa de restauración de 1,3). Sin embargo aún queda por precisar la forma de puestato en práctica, bien como una enmienda al Protocolo con consecuencias jurídicamente vinculantes, o bien como una decisión de la CoP, cuya aplicación sería más flexible.

En los Acuerdos de Marrakesh se adoptó una Decisión sobre procedimientos y mecanismos para el cumplimiento. Se establece la creación de un Comité de Cumplimiento de 20 miembros y dos ramas: «Facilitating Branch» para facilitar y asesorar a las Partes en el cumplimiento de los compromisos de reducción y la «Enforcement Branch» que sería el órgano que declarararía el incumplimiento del objetivo marcado por el Protocolo.

La discusión final sobre la calificación jurídica de la Decisión y del régimen de cumplimiento quedó postpuesta para la primera CoP/MoP². Con respecto a la relación entre el acceso a los mecanismos flexibles y el cumplimiento, aunque inicialmente la postura de la UE era de establecer como condición necesaria para el acceso a los mecanismos, el cumplimiento de los objetivos de Kioto, finalmente ante la opción del Grupo Paraguas se desligaron ambos temas.

MECANISMOS DE FLEXIBILIDAD

En Bonn se alcanzó un marco general para los mecanismos y en Marrakehs se ha avanzado mucho en la definición de los mismos, incluyendo en los Acuerdos de Marrakehs unos textos jurídicos que recogen no solo los principios generales sino también los principios para su aplicación práctica, entre los que destacan:

- El uso de los mecanismos de flexibilidad será suplementario a las acciones domésticas, pero sin imponer límites (suplementariedad cualitativa).
- La participación en los mecanismos tendrá como condición previa que la Partes hayan ratificado el Protocolo, cumplan las obligaciones establecidas en de seguimiento e información a la Convención (inventarios anuales de GEI, y sumideros).
- El país anfitrión debe ser quién decida sobre los criterios para que los proyectos de mecanismos flexibles cumplan los objetivos de contribuir al Desarrollo Sostenible, establecido en el Protocolo.
- Los proyectos CDM tendrán una tasa «levy» del 2% que contribuya a establecer un fondo para ayudar a los países menos desarrollados a su adaptación a los problemas derivados del cambio climático.
- Las actividades relacionadas con la energía nuclear no podrán formar parte de los CDM.
- Se acepta la inclusión de los proyectos de sumideros entre los CDM, pero con unos límites muy estrictos, estableciéndose un límite del 1% del total de las emisiones del país en el año base (1990). En Marrakehs se decidió que será en los Organos Subsidiarios donde se decidan la definición y modalidades para la inclusión de los proyectos de forestación y reforestación, siendo en la CoP-9 donde se adopte una decisión sobre estas actividades.
- Se adoptó una regla para evitar la sobre venta de emisiones, por la cual para que un país sea vendedor neto de emisiones, su nivel de reserva para el período de compromiso no puede ser inferior al 90% de la cantidad asignada o al 100% de cinco veces el inventario más reciente (*Commitment Period Reserve*).

² Una vez que entre en vigor el Protocolo tras la ratificación de un número suficiente de países del Anexo B, se constituirán las reuniones MoP (Members of Protocol) que no tiene que coincidir con las CoP ya que los integrantes de las CoP han ratificado la Convención Marco, y los de la MoP han ratificado además el Protocolo de Kioto.

- Se estableció un procedimiento simplificado para una serie de proyectos del Mecanismo de Desarrollo Limpio, denominados *Small Projects*.
- Se adoptó un sistema de comienzo inmediato (*Prompt start*), de forma que pueda ser tomada como fecha para contabilización de créditos el año 2000 para proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio, siempre que sean registrados antes del 31/12/2005.

Es importante resaltar la repercusión que podría tener los denominados «Small Projects» en el Mecanismo de Desarrollo Limpio (relacionados directamente con la energía), ya que se van a beneficiar de reglas y procedimientos simplificados que se concretarán en la próxima CoP-8 de Nueva Delhi en octubre de 2002. Las características de estos proyectos son:

- Proyectos de energías Renovables con potencia instalada hasta 15 MW.
- Proyectos de mejora de eficiencia energética que reduzcan el consumo de energía (en oferta o demanda) hasta 15 GWh/año.
- Otros proyectos que reduzcan las emisiones anuales antropogénicas por fuentes, y emitan menos de 15 Kt de CO₂ equivalente por año.

METODOLOGÍAS

Aunque las cuestiones relativas a metodologías son principalmente técnicas, en la negociación tienen una gran relevancia para llegar a acuerdos políticos. Los artículos 5, 7 y 8 del Protocolo de Kioto recogen todos los aspectos técnicos, tanto en la definición de sistemas nacionales para seguimiento de las emisiones de los gases de efecto invernadero por fuentes y absorción por sumideros, como en la elaboración de los inventarios, las comunicaciones nacionales, etc.

Los avances en la CoP-7 fueron importantes y se pueden resaltar los temas siguientes:

Sumideros

La contabilidad de los sumideros necesita una información muy precisa que puede no ser posible tanto por el coste como por la ausencia de datos del año base (1990), a lo que hay la dificultad de consideración de créditos de los Proyectos de Mecanismos de Desarrollo Limpio basados en sumideros con. La solución adoptada fue la creación de una nueva unidad para los créditos que resultan de actividades relacionadas con sumideros (*Renoval Units*) RMV.

No se permite la transferencia de créditos de sumideros no utilizados a posteriores períodos de cumplimiento (*banking*).

Mecanismos flexibles y créditos

Los créditos de emisiones³ van a estar contabilizadas en los inventarios nacionales y todas las transacciones entre ellos serán contabilizadas a nivel nacional e internacional. La unidad será una tonelada de CO₂ equivalente y tendrá un número de identificación único. Se acepta cualquier tipo de transacción en el período de cumplimiento actual.

Se permite banking de crédito de Emisiones en Mecanismos de Desarrollo Limpio e Implantación Conjunta (JI) en períodos de compromisos posteriores con un máximo del 2,5 % del total de créditos asignados inicialmente.

9.2 Unión Europea

9.2.1 ESTRATEGIA DE DESARROLLO SOSTENIBLE

La Estrategia de la Unión Europea en materia de desarrollo sostenible basada, por una parte en el VI Programa Europeo de Medio Ambiente y por otra en el proceso de integración del Medio Ambiente en el resto de las políticas comunitarias (Proceso de Cardiff), persigue la coherencia política entre la dimensión ambiental, social y económica del desarrollo sostenible.

PROGRAMA EUROPEO DE ACCIÓN EN MATERIA DE MEDIO AMBIENTE

El VI Programa (elaborado por la D.G. de Medio Ambiente de la Comisión) fue presentado por la Comisión en enero del año 2001. En este documento estratégico se definen las prioridades y objetivos de medio ambiente en la UE para la década 2001-2010. El Programa se desarrollará por Planes Temáticos de Acción y se incluyen de manera orientativa objetivos cualitativos y cuantitativos, calendarios e indicadores.

El programa selecciona cuatro temas prioritarios:

- Cambio climático.
- Naturaleza y biodiversidad.
- Salud y medio ambiente.
- Gestión sostenible de los recursos naturales y de los residuos.

Las medidas propuestas incluyen:

- Integración del medio ambiente en el resto de las políticas sectoriales.
- Aplicación de la legislación comunitaria de medio ambiente.

³ AAV: Assigned Amounts Units (comercio de emisiones). CER: Certificate emission Reductions (Mec. de Desarrollo Limpio). ERV: Emission Reduction Units (Joint Implementation). RMV: (Renoval Units).

- Internalización de los costes ambientales en el precio final de los productos.
- Eliminación de las subvenciones con efectos perjudiciales para el medio ambiente.
- Políticas de Ecoeficiencia y uso eficiente de los recursos naturales.
- Medidas de choque para el sector transporte.

INTEGRACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE EN LAS DIFERENTES POLÍTICAS SECTORIALES

En el Consejo de Cardiff (1998) se instó a los diferentes Consejos Sectoriales y a la Comisión a elaborar las estrategias sectoriales adecuadas para la integración del medio ambiente dentro de estos sectores.

En el Consejo Europeo de Helsinki (1999) se aprobaron las estrategias sectoriales de integración de los Consejos de Agricultura, Transporte y Energía y, en el Consejo de Niza (diciembre de 2000) el ECOFIN presentó un informe sobre la integración del medio ambiente en las políticas económicas. Finalmente, en el Consejo de Gotemburgo (Suecia) en junio de 2001 se presentaron las estrategias sectoriales de integración elaborada por los Consejos de Industria, Mercado Interior y Desarrollo.

CONVENCIÓN MARCO DEL CAMBIO CLIMÁTICO

Las acciones dentro de la UE estuvieron encaminadas a la preparación de las reuniones de Naciones Unidas CoP-6 bis y CoP-7. En el estado actual, el punto prioritario es la ratificación del Protocolo de Kioto. La UE pretende que el Protocolo se ratifique en el año 2002 durante la Cumbre de Johannesburgo.

PROGRAMA EUROPEO DE LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO

La Comisión, en julio de 2001, ha presentado los resultados preliminares del Programa, en el que fueron analizadas más de 40 medidas en cuanto a su contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, coste-efectividad y tiempo para su adopción efectiva.

Las medidas se han clasificado en tres categorías según su estado de madurez para ser aplicadas. Las más relevantes para el sector energético son:

Propuestas de Directivas ya en discusión:

- Directiva marco sobre comercio de emisiones en la UE, presentada el 23/10/2001, COM (2001) 581 final.
- Directiva sobre rendimiento energético en edificios, presentada el 11/5/2001, COM (2001) 226 final.
- Directiva sobre biocarburantes, presentada el 7/11/2001 COM (2001) 547 final.

Medidas que necesitarían estudios adicionales:

- Directiva sobre eficiencia energética
- Directiva marco sobre gases fluorados.
- Directiva de cogeneración.
- Niveles de eficiencia mínimas para equipos eléctricos.
- Revisión de la Directiva IPPC.

Medidas que necesitan preparación:

- Promoción de la producción de calor por medio de energías renovables.
- Acuerdos a largo plazo con las industrias intensivas en energía.
- Medidas fiscales para automóviles.
- Acuerdos voluntarios con la industria del automóvil en vehículos industriales ligeros, etc.

PROPUESTA DE DIRECTIVA SOBRE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS

La Directiva fue presentada por la Comisión Europea el 14 de mayo de 2001. El Consejo aprobó el 4 de diciembre la Orientación Política. Durante 2002 se estudiará la propuesta del Parlamento Europeo y, una vez conciliadas las posturas de las dos instituciones, se aprobará la Directiva.

La Propuesta pretende establecer una metodología común para el cálculo de las exigencias de eficiencia energética de los nuevos edificios. Con respecto a los edificios existentes de determinada superficie, estas exigencias se tomarán en cuenta cuando se realicen obras de reforma de cierta importancia.

Con objeto de garantizar el cumplimiento de los requisitos mínimos se establecerá la certificación energética de los edificios nuevos y de aquellos existentes que se rehabiliten. El certificado actualizado se exigirá como documento a proporcionar por el vendedor o el arrendador, al comprador o al inquilino del edificio.

Finalmente se establecerán inspecciones periódicas de las calderas de calefacción y de agua caliente sanitaria, y de los sistemas de acondicionamiento de aire. Se establecerá la posibilidad de exigir la retirada del servicio de aquellos equipos más antiguos o de peor rendimiento térmico.

PROPUESTA DE DIRECTIVA SOBRE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN

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 considera solamente para las emisiones de CO₂ y se ampliará a los otros GEI en fases sucesivas.

Los plazos previstos inicialmente por La Comisión serían: la negociación y la adopción de la Directiva durante los años 2002-2003, su implantación y transposición en el año 2004, comenzando la primera fase en el período 2005-2007 y ciclos de 5 años para fases sucesivas.

Esta Directiva se aplicaría al sector energético (Eléctrico y Refino), al sector siderúrgico, y a algunas actividades industriales (cementeras, fabricación de vidrio y cerámica, y fabricación de papel y cartón).

Los puntos principales 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*. 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)**

En la 1.^a Fase se deben asignar los permisos «sin coste».

En la 2.^a Fase la Comisión especificará un método armonizado.

➤ **Cantidad de permisos de emisión negociables (art. 11)**

Para cada fase, los Estados han de decidir la cantidad total de permisos y la asignación a cada instalación, todo ello de acuerdo con el Plan Nacional de Concesión de Cuotas. Estas cantidades han de decidirse 3 meses antes del comienzo de la primera fase y 12 meses antes del comienzo de la segunda fase.

Además, se han de tener en cuenta las posibilidades para nuevos entrantes y por último, la «Autoridad competente» debe entregar una proporción del total de los permisos el 28/2 de cada año.

➤ **Penalizaciones**

Los Estados deben elaborar reglas para las infracciones a las disposiciones nacionales adoptadas en la Directiva y tomar las medidas necesarias para su puesta en práctica. Deben comunicarlas antes del 31/12/2003.

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: 50€ o 2 veces el precio medio de mercado entre el 1 de enero y el 31 de marzo de ese año para cada tonelada de CO₂ equivalente en exceso emitida por la instalación. Además el pago de esta sanción no exime al operador de la restitución de un número de permisos igual al exceso en el compromiso del año siguiente.

Fase 2: 100€/ton CO₂ equivalente o la misma opción de la Fase 1.

9.2.2 ESTRATEGIA DE ACIDIFICACIÓN

En marzo de 1997 la Comisión de la Unión Europea presentó una Comunicación sobre una Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación. En consonancia con esta Estrategia, la Comisión presentó, asimismo, con fecha de 9 de septiembre de 1999, la comunicación COM(1999)125 final, en la que figuran dos propuestas de Directivas del Parlamento y del Consejo: *Directiva de Techos Nacionales de Emisión y Directiva de Ozono en el Aire Ambiente*. A ello hay que añadir, dentro de dicha estrategia, la *Directiva por la que se modifica la Directiva 88/609/CEE, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (GIC)*.

Estas Propuestas de Directivas han sido adoptadas como tal, dos en el año 2001 y la otra en el año 2002.

DIRECTIVA 2001/80/CE, SOBRE LIMITACIÓN DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE DETERMINADOS AGENTES CONTAMINANTES PROCEDENTES DE GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN (DIRECTIVA GIC)

La Directiva 2001/80/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, modifica la antigua Directiva 88/609/CEE, vigente desde hace 13 años, tiene como objetivo hacer más rigurosas las restricciones comunitarias en materia de emisiones contaminantes procedentes de las grandes instalaciones de combustión, en el marco de la Estrategia Comunitaria para Combatir la Acidificación y teniendo en cuenta los considerables progresos técnicos realizados en el sector.

Esta Directiva aplica a todas las grandes instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal de 50 MW, o superior, y regula las emisiones de los contaminantes SO_2 , NO_x y partículas. Como novedades de esta Directiva en relación con la Directiva 88/609/CEE, se encuentra la inclusión de las turbinas de gas, en el ámbito de aplicación de la misma, y, entre los combustibles sólidos a regular sus emisiones, se incluye la biomasa. Asimismo, la nueva Directiva fomenta la producción combinada de calor y electricidad.

La nueva Directiva GIC establece valores límite de emisión de SO_2 , NO_x y partículas individualmente a las instalaciones que se autoricen desde la entrada en vigor de la misma, valores más estrictos que los establecidos en la Directiva 88/609/CEE.

Por lo que se refiere a las instalaciones existentes (las autorizadas antes del 1 de julio de 1987, según definición de la Directiva), el tratamiento de la nueva Directiva es diferente y mucho más estricto que de la actual Directiva 88/609/CEE.

La Directiva 2001/80/CE establece para las instalaciones existentes que los Estados miembros deberán alcanzar reducciones significativas de las emisiones de las mismas, a más tardar el 01/01/2008, ya sea fijando individualmente a cada instalación existente unos límites de emisión similares a los que la actual Directiva 88/609/CEE establece para las

instalaciones nuevas o, que cada Estado miembro establezca un plan nacional de reducción de emisiones, para ese tipo de instalaciones (modelo «burbuja»), que consiga reducir las emisiones totales de SO₂, NO_x y partículas a los niveles que se hubieran alcanzado aplicando individualmente a cada instalación existente los valores límite de emisión antes citados. Para ello, se considerará el tiempo de funcionamiento anual real de cada instalación, el combustible autorizado y la potencia térmica, calculados sobre la base del promedio de los últimos cinco años de funcionamiento hasta el año 2000 inclusive.

El cierre de una instalación incluida en el plan nacional de reducción de emisiones no podrá dar lugar a un aumento de las emisiones anuales totales del resto de las instalaciones que el mismo abarque.

Tanto si el Estado miembro opta por establecer un plan nacional de reducción de emisiones, como por aplicar individualmente a cada instalación existente valores límite de emisión, similares a los de la actual Directiva 88/609/CEE para instalaciones nuevas, la nueva Directiva permite que queden exentas de los citados compromisos a aquellas instalaciones que el titular de las mismas se comprometa a no utilizar más de 20.000 horas operativas a partir del 01/01/2008 y hasta, a más tardar, el 31/12/2015. Este compromiso debe presentarlo el titular de la instalación ante la autoridad competente, antes del 30 de junio de 2004.

Los Estados miembros deben comunicar a la Comisión de la Unión Europea, con anterioridad al 27 de noviembre de 2003, su plan nacional de reducción de emisiones, si optasen por dicha opción. La Comisión, asimismo, a más tardar el 27 de noviembre de 2002, facilitará los Estados miembros orientaciones para asistir a los mismos en la elaboración de dichos planes.

La Directiva 2001/80/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 27 de noviembre de 2002.

Esta Directiva va a tener gran incidencia en los sectores energéticos, fundamentalmente en la generación eléctrica y, en menor medida, en el sector de refino de petróleo.

DIRECTIVA 2001/81/CE, SOBRE TECHOS NACIONALES DE EMISIÓN DE DETERMINADOS CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS (DIRECTIVA NEC)

La Directiva 2001/81/CE, de 23 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo, tiene por objetivo limitar las emisiones de contaminantes acidificantes y eutrofizantes y de precursores de ozono para reforzar la protección en la Unión Europea del medio ambiente y de la salud humana frente a los riesgos de los efectos nocivos de la acidificación, la eutrofización del suelo y el ozono en la baja atmósfera, y avanzar hacia el objetivo final de la estrategia comunitaria de lucha contra la acidificación de no superar, a largo plazo, las cargas y los niveles críticos.

La Directiva 2001/81/CE, a tal fin, establece unos techos nacionales para las emisiones de SO₂, NO_x, NH₃ y COV, para el año 2010, que figuran en el Anexo I de la mis-

ma, de forma que las emisiones totales anuales de cada Estado miembro no superarán dichos topes, a más tardar, en el citado año 2010.

Para la determinación de los valores de los techos de emisión del Anexo I para cada uno de los Estados miembros de la Unión Europea, se han empleado una metodología y unos objetivos ambientales similares a los planteados en el Protocolo de Gotenburgo, del Convenio de Ginebra.

Las cifras de los techos de emisión, por Estado miembro, adoptados en la Directiva 2001/81/CE son más restrictivos que los que figuran en el Protocolo de Gotenburgo.

Valores del Anexo I de la Directiva 2001/81/CE (Directiva NEC) para el 2010

Estado	SO ₂ (Kt)	NO _x (Kt)	VOC (Kt)	NH ₃ (Kt)
Austria	39	103	159	66
Bélgica	99	176	139	74
Dinamarca	55	127	85	69
Finlandia	110	170	130	31
Francia	375	810	1.050	780
Alemania	550	1.051	995	550
Grecia	523	344	261	73
Irlanda	42	65	55	116
Italia	475	990	1.159	419
Luxemburgo	4	11	9	7
Holanda	50	260	185	128
Portugal	160	250	180	90
España	746	847	662	353
Suecia	67	148	241	57
Reino Unido	585	1.167	1.200	297

La Directiva 2001/81/CE requiere a los Estados miembros que elaboren programas para la reducción progresiva de los cuatro contaminantes con objeto de que se puedan cumplir, como mínimo, los techos del Anexo I de la misma. Estos programas deben elaborarse a más tardar el 1 de octubre de 2002, e informar a la Comisión de la Unión Europea antes del 31 de diciembre de 2002. Dichos programas, en la medida que resulte necesario, serán revisados y actualizados por los Estados miembros antes del 1 de octubre de 2006 y enviados a la Comisión con anterioridad al 31 de diciembre de 2006.

Asimismo, los Estados Miembros deben preparar y actualizar anualmente inventarios y proyecciones de las emisiones para los cuatro gases contaminantes, que transmitirán, antes del final de cada año, a la Comisión de la Unión Europea y a la Agencia Europea de Medio Ambiente, conjuntamente con las previsiones de emisiones para el año 2010.

Por su parte la Comisión de la Unión Europea debe informar al Consejo y al Parlamento, en los años 2004 y 2008, de los progresos realizados en la implantación de las medidas y en el cumplimiento de los objetivos de emisiones para el 2010. La Comisión llevará a cabo una revisión de la Directiva NEC al preparar cada informe.

En la revisión del año 2004, la Comisión evaluará los datos de emisiones con los valores de unos techos indicativos que figuran, para el conjunto de la Unión Europea, en el Anexo II de la Directiva y que son un poco más estrictos que los valores totales, por gas contaminante, para el total de la Unión Europea del Anexo I, al objeto de poder considerar la posibilidad de establecer nuevos objetivos de reducción de emisiones.

En el año 2012, la Comisión presentará un informe al Parlamento Europeo y al Consejo sobre el cumplimiento de los techos que figuran en el Anexo I de la Directiva y sobre los objetivos intermedios y a largo plazo de la estrategia comunitaria sobre acidificación y eutrofización y del ozono de la baja atmósfera.

La Directiva 2001/81/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 27 de noviembre de 2002.

Esta Directiva va a tener amplia incidencia, entre otros, en los sectores de generación de energía eléctrica y refino españoles. En el caso del sector eléctrico, la aplicación de la Directiva va a suponer una reducción, con respecto al año base de 1990, en torno al 70% de las emisiones de SO₂ y el 35% de las emisiones de NO_x.

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 2003/3/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 de 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 de la Unión Europea.

En la Directiva, además de señalar que la información ambiental debe ponerse a disposición del público, figuran criterios para la determinación de las concentraciones en el aire ambiente del ozono, así como para la ubicación de los puntos de toma de muestras y los requisitos mínimos del número de estaciones de medida requeridas.

La Directiva 2002/3/CE establece un sistema de transmisión de información de los Estados miembros a la Comisión, la cual, a su vez, emitirá informes en caso de superación de límites.

La Comisión de la Unión Europea, antes del 31 de diciembre de 2004, someterá un informe al Parlamento Europeo y al Consejo, en base, entre otras, a la información transmitida por los Estados miembros, sobre la experiencia obtenida en la aplicación de la Directiva. El informe incluirá una revisión de las disposiciones de la Directiva a la vista de las conclusiones del mismo e irá acompañado, en su caso, de propuestas pertinentes de modificación de la misma.

La Directiva contempla, asimismo, un artículo de sanciones que deberán ser efectivas, proporcionadas y disuasorias, dejando a los Estados Miembros su desarrollo y ejecución.

La Directiva 2001/81/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 9 de septiembre de 2003.

9.2.3 OTRAS DIRECTIVAS COMUNITARIAS

DIRECTIVA 2001/42/CE, RELATIVA A LA EVALUACIÓN DE LOS EFECTOS DE DETERMINADOS PLANES EN EL MEDIO AMBIENTE

La Directiva 2001/42/CE, de 27 de junio, del Parlamento Europeo y del Consejo, tiene por objeto contribuir a la integración de los aspectos ambientales en la preparación y adopción de planes y programas públicos con el fin de promover un desarrollo sostenible y conseguir un elevado nivel de protección del medio ambiente.

La Directiva aplica a planes y programas que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, cuya elaboración o adopción, o ambas, incumban a una autoridad nacional, regional o local, que estén siendo elaborados, mediante un procedimiento legislativo, por parte de un Parlamento o Gobierno o que sean exigidos por disposiciones legales, reglamentarias o administrativas. No están incluidos, por tanto, los proyectos, planes o programas de iniciativa privada.

Los planes y programas públicos a que aplica la Directiva 2001/42/CE, y sobre los que se precisa evaluación ambiental de los mismos, son los que se elaboren con respecto a la agricultura, la sicultura, la energía, la industria, el transporte, la gestión de residuos, la gestión de recursos hídricos, las telecomunicaciones, el turismo y la ordenación del territorio urbano y rural o la utilización del suelo.

Las modificaciones menores en los planes y programas anteriormente citados y aquellos que se refieran a zonas pequeñas a nivel local, solamente requerirán evaluación

ambiental si los Estados miembros deciden que es probable que tengan efectos significativos en el medio ambiente.

La Directiva 2001/42/CE no es aplicable a los planes y programas que tengan como único objetivo el servir a los intereses de la defensa nacional y casos de emergencia civil, así como a los planes y programas de tipo financiero o presupuestario.

La evaluación ambiental se efectuará durante la preparación del plan o programa público, debiendo elaborarse un informe ambiental en el que se identificarán, describirán y evaluarán los probables efectos significativos en el medio ambiente de la aplicación del plan o programa, así como de unas alternativas razonables que tengan en cuenta los objetivos y el ámbito de aplicación geográfico del plan o programa.

Antes de la adopción o tramitación por el procedimiento legislativo del plan o programa público, se tendrán en cuenta el informe ambiental y los resultados de las consultas efectuadas entre autoridades nacionales y las consultas a otros Estados miembros cuando los planes o programas puedan tener implicaciones ambientales transfronterizas.

Los Estados miembros velarán porque los informes ambientales tengan la calidad suficiente para cumplir con las exigencias de esta Directiva, debiendo comunicar a la Comisión de la Unión Europea toda medida que adopten en relación con la calidad de dichos informes.

Por su parte, la Comisión de la Unión Europea, antes del 21 de julio de 2006, remitirá al Parlamento Europeo y al Consejo un primer informe sobre la aplicación y eficacia de la Directiva 2001/42/CE, acompañado de propuestas de modificación de la misma, si fuera necesario.

La Directiva 2001/42/CE debe trasponerse a la legislación interna de los Estados miembros, a más tardar, el 21 de julio de 2004.

9.3 **Ámbito nacional**

CONSEJO NACIONAL DEL CLIMA Y OFICINA ESPAÑOLA DE CAMBIO CLIMÁTICO

En cuanto a la Estrategia española de lucha frente al cambio climático, la principal novedades han sido por una parte la regulación de la Oficina Española de Cambio Climático (OECC), mediante el Real Decreto 376/2001, y por otra la redefinición del Consejo Nacional del Clima (ya creado previamente mediante el Real Decreto 177/1998) mediante el Real Decreto 1188/2001. La OECC actúa como secretaría del Consejo Nacional del Clima.

El Consejo Nacional del Clima está adscrito al Ministerio de Medioambiente y su principal función es la elaboración y seguimiento de la Estrategia Española frente al Cambio Climático.

El Consejo actúa a través de Sesiones Plenarias, Comisiones Permanentes y Grupos de Trabajo. Las Sesiones Plenarias son presididas por el Ministro de Medioambiente y se deberán reunir al menos una vez al año.

La Comisión Permanente del Consejo Nacional del Clima está presidida por el Presidente de la OECC y se deberá reunir al menos una vez por semestre, tiene como función principal vigilar el adecuado cumplimiento de los mandatos adoptados en el Pleno.

La Oficina Española de Cambio Climático (OECC) tiene encomendadas las funciones para actuar como punto focal del Ministerio de Medio Ambiente en relación con los organismos y convenios internacionales en materia de cambio climático.

Los Grupos de Trabajo pueden ser creados por el Pleno o La Comisión Permanente para tratar asuntos concretos y estarán integrados por expertos en las correspondientes materias.

La Oficina Española de Cambio Climático en colaboración con la CEOE, ha puesto en marcha tres Grupos de Trabajo (GT), con participación de representantes de la Administración y del mundo empresarial.

- GT sobre el Proyecto de Directiva de Mercados de Derechos de Emisión.
- GT sobre Políticas y Medidas Sectoriales para la Reducción de Emisiones.
- GT sobre Aplicación de los Mecanismos de Desarrollo Limpio e Implantación Conjunta.

ESTRATEGIA ESPAÑOLA DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En junio del 2001 comenzó el proceso para la elaboración, coordinación de actuaciones y participación pública de la Estrategia Española de desarrollo sostenible con el objetivo de establecer los principios, objetivos generales y los instrumentos para avanzar hacia un desarrollo sostenible.

El 28/6/2001 fue constituida la Comisión Interministerial de Coordinación de la Estrategia Española de Desarrollo Sostenible. En esta Comisión están integrados todos los departamentos ministeriales cuyas actuaciones estén relacionadas con el desarrollo sostenible.

A partir de su constitución se han creado diversos grupos de trabajo por áreas temáticas resultando un documento de consulta aprobado por la Comisión Delegada a finales de noviembre del año 2001 para su debate público.

LEY 6/2001, DE 8 DE MAYO, DE MODIFICACIÓN DEL REAL DECRETO LEGISLATIVO 1302/1986, DE 28 DE JUNIO DE 1986, DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL

El Real Decreto Legislativo 1302/1986, de 28 de junio, trasladó a la legislación española la Directiva 85/377/CE, del Consejo, de 27 de junio, de Evaluación de Impacto Ambiental.

La Directiva 85/37/CE ha sido modificada por la Directiva 97/11/CE, del Consejo, de 3 de marzo, introduciendo diversas disposiciones destinadas a clarificar, completar y mejorar las normas relativas al procedimiento de evaluación ambiental, ampliando sustancialmente las categorías de proyectos sujetos a evaluación de impacto ambiental obligatoria, regulando, asimismo, el procedimiento y los criterios de selección, mediante los cuales permita determinar si un proyecto, de los que no están obligados a evaluación ambiental, debe ser objeto de evaluación, ya sea mediante un estudio caso por caso o mediante umbrales o criterios fijados por los Estados miembros. Asimismo, mediante la Directiva 97/11/CE se incorpora a la legislación comunitaria las principales disposiciones del Convenio de Espoo, sobre Evaluación de Impacto en el Medio Ambiente en un contexto transfronterizo.

Mediante la Ley 6/2001 se traslada a la legislación española la Directiva 97/11/CE, recogiendo, asimismo, una sentencia del Tribunal Constitucional, de 22 de enero de 1998, que exige la necesaria colaboración entre las distintas Administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias.

En la Ley 6/2001 se establecen dos categorías de proyectos, en base a su importancia, en función de si han de someterse a una evaluación de impacto ambiental de la forma prevista en la misma y en el RD legislativo 1302/1986:

- a) Los proyectos públicos o privados, consistentes en la realización de obras, instalaciones o de cualquier otra actividad comprendida en el Anexo I de la Ley 6/2001, están obligados a someterse a una evaluación de impacto ambiental.
- b) Los proyectos públicos o privados, consistentes en la realización de obras, instalaciones o de cualquier otra actividad comprendida en el Anexo II de la Ley 6/2001, sólo estarán obligados a someterse a una evaluación de impacto ambiental cuando así lo decida el órgano ambiental en cada caso. Esta decisión debe ser motivada y pública y se ajustará a los criterios que la Ley 6/2001 establece en su Anexo III.

El órgano ambiental, a los efectos de la evaluación de impacto ambiental, es el Ministerio de Medio Ambiente para los proyectos que deban ser autorizados o aprobados en la Administración General del Estado y, para el resto de proyectos, será órgano ambiental que determine cada Comunidad Autónoma en su respectivo ámbito territorial.

En el caso de los proyectos del Anexo II, al amparo de las competencias que cada Comunidad Autónoma haya asumido, ésta podrá fijar para algunas categorías de los mismos umbrales ambientales, de conformidad con los criterios del Anexo III. En estos casos, los proyectos del Anexo II de las citadas categorías no están obligados a la evaluación de impacto ambiental.

Entre los proyectos industriales para los que es obligatoria la evaluación de impacto ambiental (Anexo I de la Ley 6/2001), se destacan como más relevantes los siguientes:

Grupo 2. Industria extractiva

Explotaciones a cielo abierto de yacimientos minerales y demás recursos geológicos de las secciones A, B, C y D, cuyo aprovechamiento está regulado por la Ley de Minas y normativa complementaria, en las que se den, entre otras, las circunstancias siguientes:

- Si la superficie del terreno afectado supera las 25 hectáreas.
- Si el movimiento total de tierras es superior a 200.000 metros cúbicos/año.
- Explotaciones que se realicen por debajo del nivel freático.
- Explotaciones visibles desde carreteras o núcleos urbanos superiores a 1.000 habitantes o situadas a distancias inferiores a 2 km de tales núcleos.
- Explotaciones situadas en espacios naturales protegidos.
- Explotaciones de minerales radiactivos.

Minería subterránea en las que se den, entre otras, las circunstancias siguientes:

- Que su paragénesis pueda, por oxidación, hidratación o disolución, producir aguas ácidas o alcalinas que den lugar a cambios en el pH o liberen iones metálicos o no metálicos que supongan una alteración del medio natural.
- Que exploten minerales radiactivos.
- Aquellas cuyos minados se encuentren a menos de 1 km de núcleos urbanos y puedan inducir riesgos por subsidencia.
- Extracción de petróleo y gas natural con fines comerciales, si la cantidad extraída por concesión es superior a 500 toneladas, para el petróleo, y de 500.000 metros cúbicos/día, en el caso de gas natural.

Grupo 3. Industria energética

- Refinerías de petróleo.
- Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de, al menos, 300 Mw.
- Centrales nucleares y otros reactores nucleares (con excepción de los reactores de investigación cuya potencia térmica sea inferior a 1 kW).
- Instalaciones de producción, tratamiento, enriquecimiento o almacenamiento de combustible nuclear.
- Ídem de instalaciones de combustible nuclear irradiado.
- Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente, con potencia térmica superior a 300 Mw.
- Tuberías para transporte de gas o petróleo con diámetro superior a 800 milímetros y longitud superior a 40 Km.
- Líneas aéreas para el transporte de energía eléctrica, con voltaje superior a 220 kV y longitud superior a 15 km.

- Instalaciones de almacenamiento de productos petrolíferos de capacidad superior a 100.000 toneladas.
- Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción eólica (parques eólicos) que tengan 50 o más aerogeneradores o que se encuentren a menos de 2 km de otro parque eólico.

REAL DECRETO 287/2001, DE 16 DE MARZO, POR EL QUE SE REDUCE EL CONTENIDO DE AZUFRE DE DETERMINADOS COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Mediante el RD 287/2001, se traslada a la legislación española la Directiva 1999/32/CE, del Consejo, de 26 de abril, relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos (fuelóleos y gasóleos no empleados como carburantes), con la que se pretende reducir, dentro del contexto de la Estrategia Comunitaria contra la Acidificación, reducir las emisiones de SO₂ en la Unión Europea.

El RD 287/2001, prohíbe la comercialización en todo el territorio nacional de fuelóleo pesado cuyo contenido en azufre supere el 1,0% en masa, a partir del 01/01/2003, permitiéndose, mediante autorización del Ministerio de Economía, la utilización de fuelóleos hasta un contenido máximo del 3% en masa, cuando no existan problemas de calidad del aire ni de acidificación, previa solicitud razonada de los interesados e informe del Ministerio de Medio Ambiente.

Asimismo, el RD 287/2001 permite utilizar cualquier tipo de fuelóleo pesado en las grandes instalaciones de combustión contempladas en la Directiva 88/609/CEE, incorporada a la legislación española en el RD 646/1981 y RD 1800/1995, así como para otras instalaciones de combustión siempre que tengan establecidos límites de emisión de SO₂ inferiores a 1.700 mg/Nm³, y, en el caso de refinerías de petróleo cuando la media mensual de las emisiones de SO₂ del total de las instalaciones de combustión, excluidas aquellas a las que se les aplica la Directiva 88/609/CEE, sean iguales o inferiores a 1.700 mg/Nm³.

Para los gasóleos clase B para uso marítimo y clase C, el RD 287/2001 prohíbe su comercialización en todo el territorio nacional, desde la entrada en vigor del mismo (29/03/2001) si su contenido en azufre es superior al 0,2% en masa y, desde el 01/01/2008, si contenido en azufre supera el 0,1% en masa.

Las disposiciones anteriores no son aplicables al gasóleo de uso marítimo que se utilice en las islas Canarias, pudiéndose utilizar cualquier gasóleo para uso marítimo siempre y cuando no supere el límite establecido en el RD 2482/1986, modificado por el RD 1485/1987.

Del mismo modo que en el caso de los fuelóleos pesados, el RD 287/2001 permite, mediante autorización del Ministerio de Economía, la utilización de gasóleos clase B para uso marítimo y gasóleos clase C hasta un contenido máximo del 0,2% en masa, cuando no existan problemas de calidad del aire ni de acidificación, previa solicitud razonada de los interesados e informe del Ministerio de Medio Ambiente.

REAL DECRETO 785/2001, DE 6 DE JULIO, POR EL QUE SE ADELANTA LA PROHIBICIÓN DE COMERCIALIZACIÓN DE LAS GASOLINAS SIN PLOMO Y SE ESTABLECEN LAS ESPECIFICACIONES DE LAS GASOLINAS QUE SUSTITUYEN A AQUELLAS

Por medio del RD 785/2001 se adelanta a la fecha del 01/08/2001 la fecha de prohibición de comercialización de gasolinas con plomo que el RD 403/2000 había fijado en el 01/01/2002.

Asimismo, el RD 785/2001 establece las características de las gasolinas de sustitución de las gasolinas con plomo, así como las concentraciones de potasio en gasolinas en el caso de que se utilicen aditivos a base de este elemento.

10.1 El 4.º Plan Nacional de I+D+I

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica para el período 2000-2003 corresponde, con este nuevo nombre, al concepto de Plan Nacional definido en el capítulo I de la Ley 13/1986. Su cambio de denominación responde al objetivo de definir una estrategia global que incluya todas las actuaciones públicas que se financian con cargo a los Presupuestos Generales del Estado o mediante otros recursos extrapresupuestarios (fondos estructurales de la Unión Europea, recuperaciones de créditos a empresas, etc.) y comprende, por tanto, todas las actuaciones en este ámbito, desde la investigación básica hasta la innovación tecnológica. La política estatal en materia de I+D+I debe entenderse ahora desde este nuevo planteamiento que enmarca toda la acción de la Administración General del Estado en una estrategia común que se plasma en este Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica como el instrumento de política científica y tecnológica de la Administración General del Estado para impulsar el desarrollo del Sistema Español de Ciencia-Tecnología-Empresa.

A partir del análisis del Sistema de Ciencia-Tecnología-Empresa el Plan establece los siguientes objetivos estratégicos:

- Incrementar el nivel de la ciencia y tecnología españolas, tanto en tamaño como en calidad.
- Elevar la competitividad de las empresas y su carácter innovador.
- Mejorar el aprovechamiento de los resultados de I+D por parte de las empresas y de la sociedad española en su conjunto.
- Fortalecer el proceso de internacionalización de la ciencia y la tecnología españolas.
- Incrementar los recursos humanos cualificados tanto en el sector público como en el privado, con especial énfasis en este último, así como aumentar la movilidad entre los diferentes centros.
- Aumentar el nivel de conocimientos científicos y tecnológicos de la sociedad española.
- Mejorar los procedimientos de coordinación, evaluación y seguimiento técnico del Plan Nacional.

Cada uno de estos objetivos es el reflejo, desde la perspectiva del Plan Nacional, de unas políticas de Estado de carácter más amplio. La actuación en I+D+I es una de las dimensiones de esas políticas y refleja la idea de que es un instrumento al servicio de las políticas públicas. Es precisamente ese carácter de servicio lo que confiere a la I+D+I la relevancia que actualmente tiene en los estados modernos y a la que debe contribuir el nuevo Plan Nacional.

La estructura básica del Plan se organiza en torno a dos tipos diferentes de áreas de actividad: *áreas científico-tecnológicas* y *áreas sectoriales*, para las que se definirán un con-

junto de objetivos socioeconómicos y de prioridades temáticas. Este esquema responde a la necesidad de conjugar el soporte al proceso de generación de nuevos conocimientos (científicos y tecnológicos), consustancial a un Plan Nacional, con el de involucrar más estrechamente a los sectores productivos y sociales en las actividades de I+D+I, como forma de hacerles partícipes de las ventajas que les puede proporcionar una actividad dirigida a satisfacer sus demandas concretas.

En marzo de 2.000 el antiguo Ministerio de Industria y Energía desarrolló, dentro del Plan Nacional de I+D+I, el Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT) con el fin de gestionar, de una forma conjunta, todas las áreas científico-tecnológicas y sectoriales del Plan en las que tenía competencia. Se crearon así 16 Programas Nacionales, entre los que se incluye el Plan Nacional de Energía

Son objetivos del PROFIT contribuir a desarrollar las condiciones que favorezcan el aumento de la capacidad tecnológica de las empresas, promover el fortalecimiento de los sectores y mercados de rápido crecimiento, así como la creación y desarrollo de empresas de base tecnológica, especialmente las de elevada tecnología.

Las *acciones estratégicas* del Programa de Energía deben cubrir actuaciones de demostración, además de las de I+D, de forma que se profundice en la colaboración entre centros de investigación, centros tecnológicos y empresas, en un área sectorial caracterizada en etapas anteriores, por una fuerte presencia de consorcios entre centros públicos y empresas privadas. Se da prioridad a las actuaciones más próximas al desarrollo pre-competitivo, afín a las necesidades empresariales de este sector, no contemplando actividades que se encuentren en sus primeros estadios, tales como la fusión termonuclear o la investigación ligada a grandes aceleradores. Para el logro de estos objetivos se establecen las acciones estratégicas siguientes:

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

Esta acción tiene por finalidad reducir el impacto ambiental en la generación de energía. Para ello se investigarán las tecnologías que supongan la utilización de alternativas más respetuosas con el medio ambiente, tales como las fuentes renovables de energía y las pilas de combustible. Se considerarán como prioritarias aquellas acciones que favorezcan, de forma más clara, la maduración de las empresas emergentes en estas áreas.

■ ***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 las

siguientes actuaciones: fomento del uso racional de la energía en la industria, y de sistemas eficientes de almacenamiento y transporte de la electricidad.

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

En los Programas de Automoción y de Transporte se tratan la mayor parte de las actuaciones referidas a este último sector. No obstante, los aspectos energéticos tienen la suficiente entidad como para estar individualizados en el Programa de Energía.

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 y los aspectos medioambientales y socioeconómicos de la energía. Estas acciones pueden servir de incentivo y apoyo a la exportación de la experiencia operacional de nuestras empresas energéticas maduras (tecnología de uso), instrumentada a través de conciertos entre dichas empresas, las ingenierías y los centros de investigación.

10.2 Resultados del Programa Nacional de Energía en 2001

Durante el año 2001, el Ministerio de Ciencia y Tecnología ha gestionado el Programa Nacional de la Energía, al transferirse las competencias que en este sentido tenía el Ministerio de Economía ejercidas a través de la Dirección General de Política Energética y Minas. Al mismo tiempo, se ha instrumentado un nuevo sistema de ayudas, al pasarse de una financiación basada exclusivamente en subvenciones a la fórmula general de anticipos reembolsables y subvenciones con cargo a las partidas presupuestarias generales del Programa de Fomento de la Investigación Técnica (PROFIT).

Los resultados alcanzados en la convocatoria del 2001, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- El número de proyectos presentados es de 235, frente a 335 en el año 2000. Este descenso, del 30%, puede deberse tanto al mejor conocimiento de las empresas del tipo de proyectos seleccionados como al retroceso observado en el ritmo de actividad económica.
- Los proyectos presentados reflejan un presupuesto total para el período 2001/2003 de 466.607 millones de pesetas, mientras que en el año anterior la cifra se situó en 131.932 millones de pesetas lo que significa un incremento del 253,7%¹.
- Los proyectos aprobados fueron 78, con un presupuesto de 35.533,5 millones de pesetas; los cuales suponen un descenso del 33% respecto al año 2000, cuando se aprobaron 107 proyectos, derivado del menor número de solicitudes.
- Las ayudas concedidas por el Programa de Energía han sido de 414,6 millones de pesetas en forma de subvenciones y de 913,8 millones de pesetas en forma de anticipos reembolsables. Estas cifras representan, al comparar estos resultados con los del año 2000, un importante descenso, pues los dos conceptos suponen una subvención neta equivalente de 719,2 millones de pesetas, que frente a los 1.288 millones de pesetas en subvenciones, únicamente, distribuidas el año anterior, representa una disminución del 44%. Esta disminución es pareja a la disminución apuntada antes en el número de solicitudes (-30%) aunque no lo es con relación al coste total de estas solicitudes (+253,7%). No obstante, en el año 2000 se comprometieron 528 millones de pesetas en subvenciones para el 2001, lo cual significa un importe total de subvenciones de 1.816 millones de pesetas en subvenciones en el año 2000.
- Junto a las ayudas concedidas en el año 2001, se han comprometido subvenciones para los años 2002 y 2003, de 87 y 16 millones de pesetas, respectivamente y que afectan sólo a tres proyectos. Este hecho resulta de la utilización de la forma de financiación plurianual en casos de excepcional interés y limitado a los centros de investigación.

En el gráfico 10.1 se muestran los proyectos aprobados según coordinador.

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

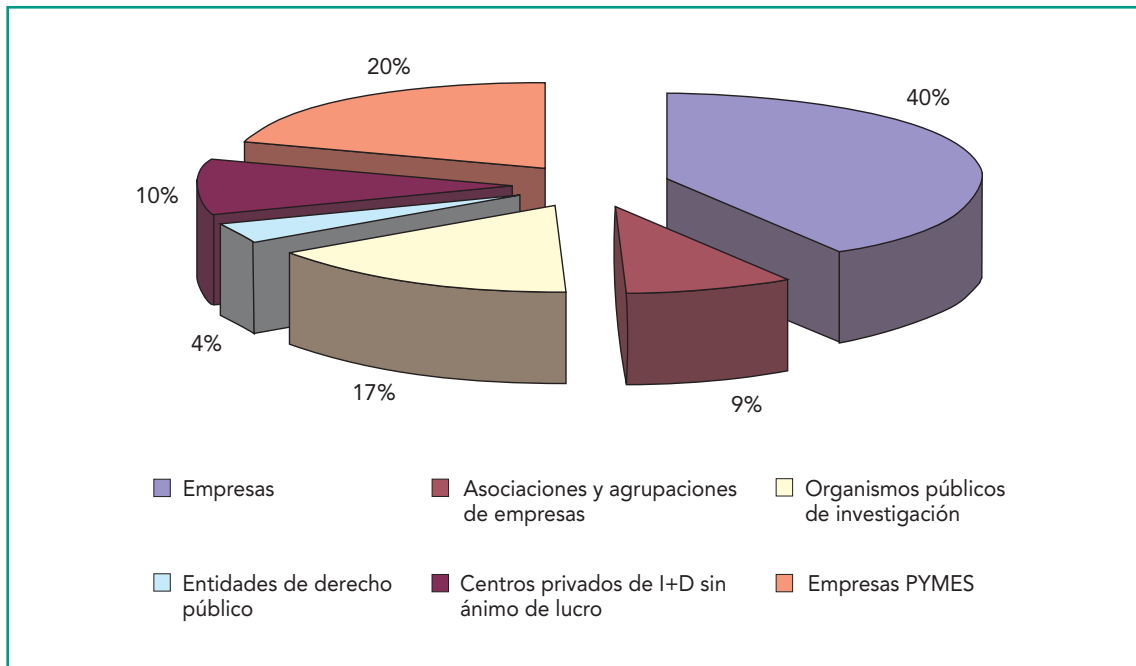
- *Sistemas energéticos más eficientes y menos contaminantes*, se presentaron 116 proyectos con un presupuesto de 108.205,8 millones de pesetas, de los que se aprobaron 38, con subvenciones de 170 millones de pesetas y anticipos de 481 millones de pesetas.

Entre los aprobados, destacan los apartados de energía solar térmica —6 proyectos aprobados con subvención de 11 Mptas. y anticipo de 239 Mptas.—

¹ No obstante, si se eliminan dos proyectos de tipo productivo, que representan cerca del 42% del total, el aumento del coste de los proyectos en la convocatoria 2001 con relación a la del 2000, se situaría en torno al 126,8%.

GRÁFICO 10.1

Proyectos según tipo de coordinador



biomasa —14 proyectos con subvención de 63,6 Mptas y anticipo de 101,9 Mptas— y energía eólica —8 proyectos con subvención de 31,7 Mptas y anticipo de 94 Mptas.

- *Sistemas de transporte, almacenamiento, distribución y utilización más económicos y eficientes de la energía*, se presentaron 68 proyectos con un presupuesto de 179.579,9 millones de pesetas de los que se aprobaron 19, a los que se les ha concedido subvenciones de 98 millones de pesetas y anticipos de 151,8 millones de pesetas.

De los 19 proyectos, 14 corresponden a uso final de la energía y solamente 5 a transporte, distribución y almacenamiento de electricidad.

- *Sistemas alternativos de propulsión y nuevos combustibles para el sector transporte*, se presentaron 14 proyectos con un presupuesto de 5.319,8 millones de pesetas, de los que 8 fueron aprobados, concediéndoseles 51,5 millones de pesetas en subvenciones y 185 en anticipos.

De los 8 proyectos, 6 corresponden a combustibles alternativos, 1 a mejora de combustible y 1 a propulsión eléctrica.

- *Otras actuaciones*, de los 37 proyectos presentados con un presupuesto de 173.501,7 millones de pesetas, 13 fueron aprobados, dándoseles ayudas en forma de subvención, 94,4 millones de pesetas, y en forma de anticipos, 90,2 millones de pesetas.

De los 13 proyectos aprobados, 6 son de integración de energías renovables, 4 de impacto sobre el medio ambiente, 1 de seguridad de las instalaciones nucleares y 2 de utilización de combustibles fósiles.

En el año 2001, de los resultados referentes al Programa de Energía, distribuidos por Comunidades Autónomas, destacan las de Madrid, Cataluña y Andalucía, presentando los siguientes resultados tal y como se aprecian en los gráficos 10.2 y 10.3.

- La Comunidad Autónoma que más ayuda ha recibido en términos de subvención neta equivalente, ha sido Madrid -213 millones de pesetas en el año 2001- con un descenso sobre el año anterior de 25%, seguida de Andalucía con 141,6 millones de pesetas y un fuerte ascenso sobre el año anterior de un 387%. Por el contrario, Cataluña experimenta en este ejercicio una disminución de las ayudas, medidas en la misma forma, de alrededor del 74%, lo que supone 129,1 millones de pesetas en subvención neta equivalente.
- En Madrid se han aprobado 15 proyectos que representan unas ayudas de 167 millones de pesetas, en subvenciones y 141 millones de pesetas en anticipos. En el año 2000 se aprobaron 40 proyectos, con una subvención de 286 millones de pesetas.
- En Andalucía los proyectos aprobados han sido 12 con una subvención de 81 millones de pesetas y unos anticipos de 181,9 millones, frente a 5 productos aprobados en el 2000 con una subvención de 29,1 millones de pesetas.
- En Cataluña, el número de proyectos aprobados fue de 15, que suponen ayudas de 42,19 millones de pesetas, en subvenciones y de 260,9 millones en anticipos reembolsables. En el año anterior estos resultados fueron de 28 proyectos aprobados con una subvención de 492 millones de pesetas.

También interesa analizar estos resultados desde la perspectiva de los *tipos de proyectos* aprobados. Tal como se aprecia en el gráfico 10.4 En la convocatoria 2001, en términos de subvención neta equivalente, los proyectos de investigación industrial suponen el 23% del total, correspondiendo a proyectos de desarrollo pre-competitivo el 45% y de demostración tecnológica el 11% del total. A los estudios de viabilidad técnica correspondió el 11% y a la participación en programas tecnológicos internacionales tan sólo se presentó un proyecto. El 10% restante corresponden a Acciones Especiales, siendo las líneas de actuación en las que más destacan la de Integración de energías renovables con un 20% sobre el total de proyectos presentados a esta línea, el impacto sobre medioambiente y salud de las personas con otro 20% y la energía eólica con 18%.

Por último hay que resaltar que en la *Convocatoria de Centros Tecnológicos* se han aprobado seis proyectos con un importe total de 284,2 millones de pesetas, a los que se les han concedido 52,2 millones de pesetas en concepto de subvenciones a proyectos, siendo unos de ellos de carácter plurianual, con una subvención para el 2002 de 4 millones de pesetas.

GRÁFICO 10.2

Proyectos aprobados y presentados por comunidad

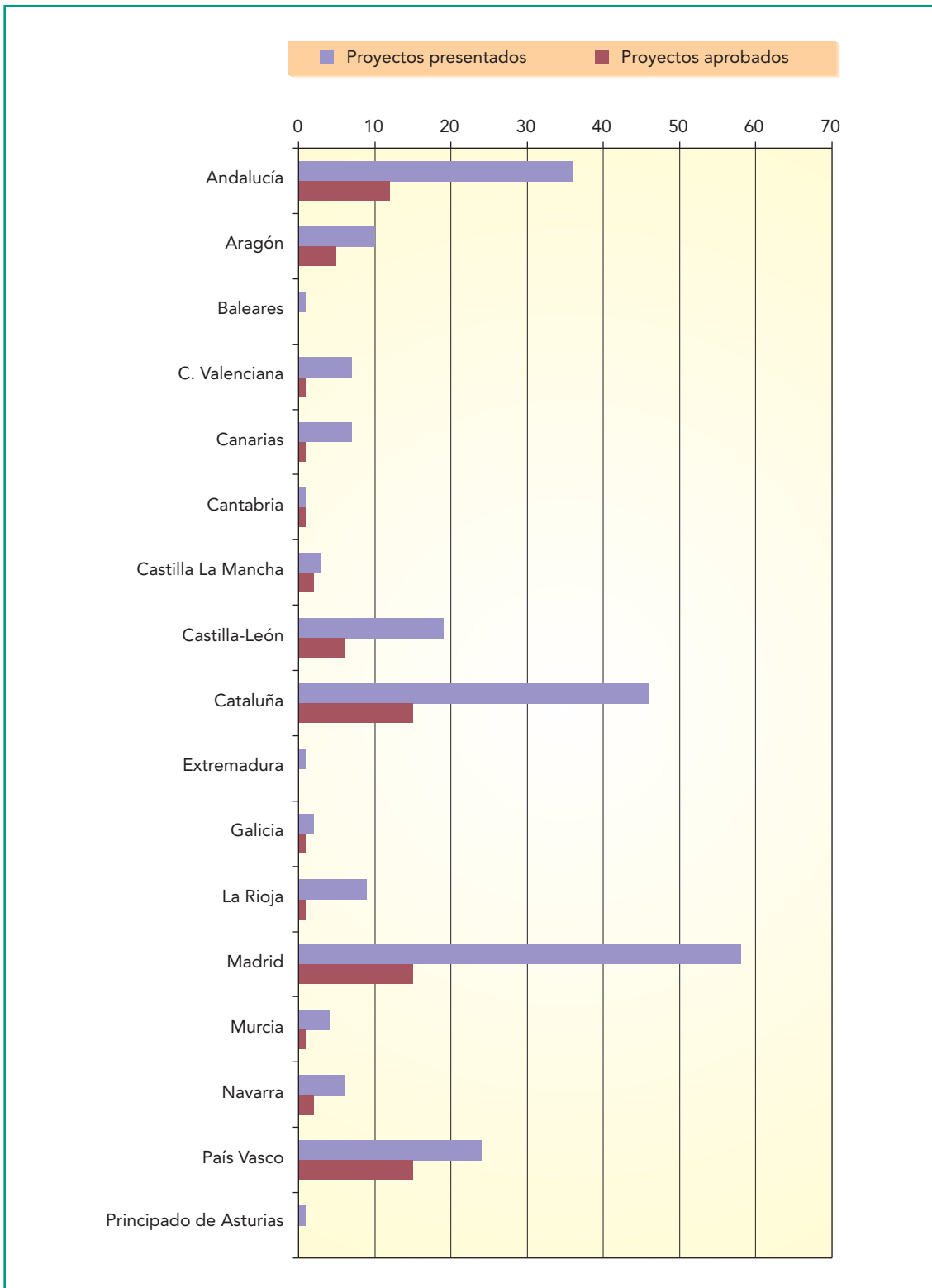


GRÁFICO 10.3

Presupuestos de proyectos aprobados por comunidad

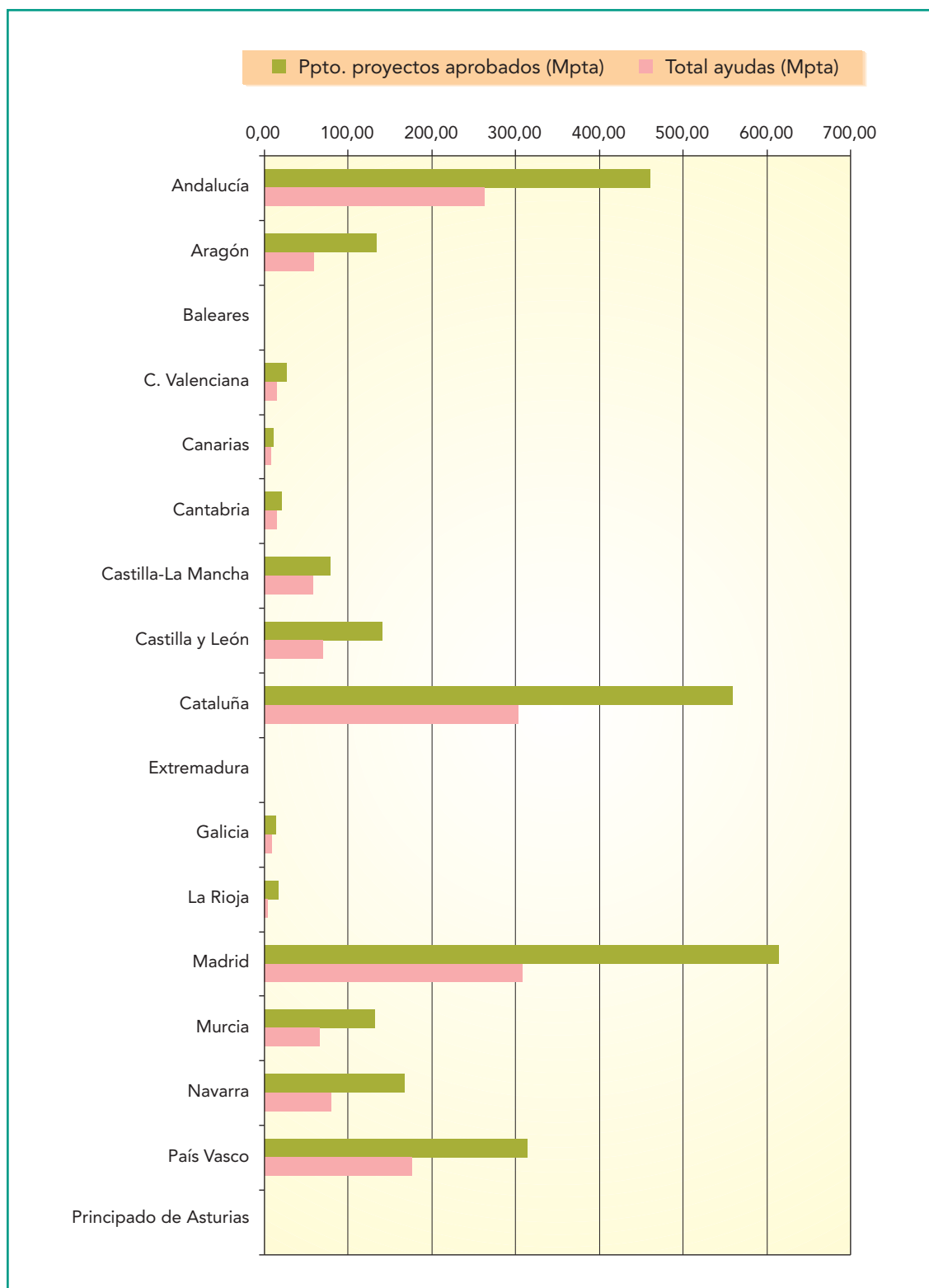
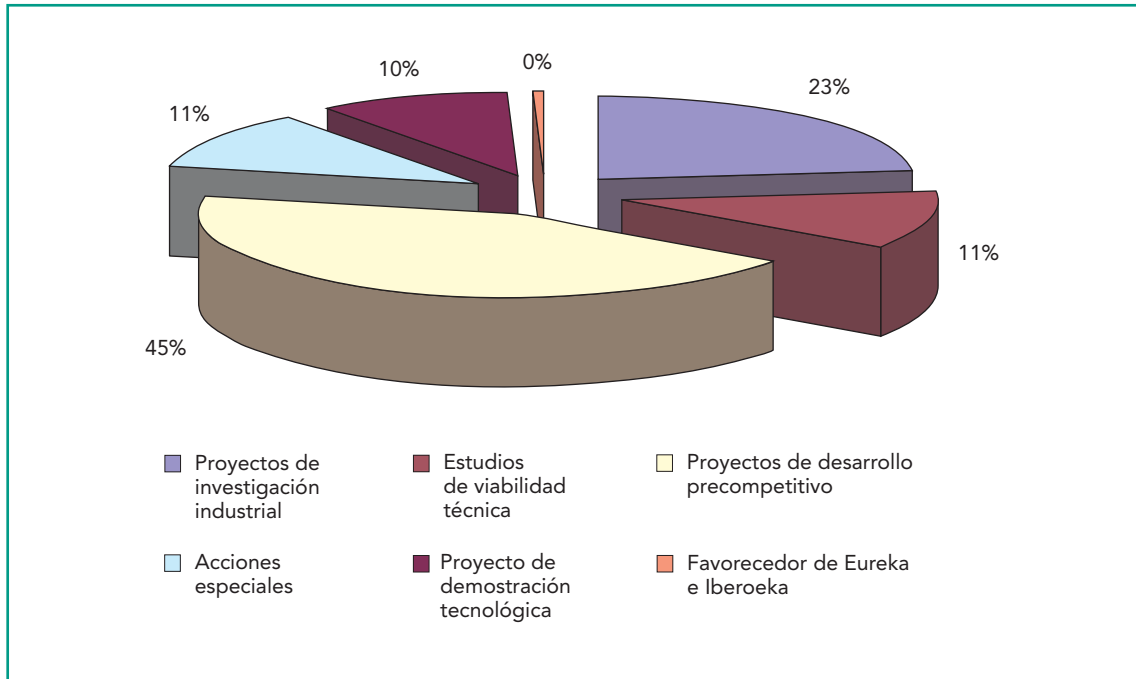


GRÁFICO 10.4

Proyectos según el tipo de proyecto



10.3 Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)

El CIEMAT tuvo durante el año 2001 un presupuesto total de gastos del orden de 65.650.000 euros, de los que aproximadamente un tercio procede de sus actividades de I+D en los ámbitos energético y medioambiental.

La creación de una Comisión Interministerial entre los Ministerios de Ciencia y Tecnología y de Economía, ha permitido coordinar las actividades del CIEMAT en relación con los objetivos de la política energética nacional. El CIEMAT está participando en la mayoría de las áreas consideradas prioritarias por la Comisión de I+D Nuclear (CEIDEN), dentro del marco del Ministerio de Economía. De la misma forma el CIEMAT participa a través del Programa PROFIT en todos los ámbitos energéticos.

El número total de convenios de colaboración vigentes a finales de 2001 era de 456 y se concretaron 303 servicios técnicos. A finales de 2001 había 151 convenios de colaboración enmarcados en programas de I+D europeos y 77 dentro de los programas nacionales.

Las actividades de investigación más relevantes, en relación con la energía, se concentran en las siguientes áreas.

TECNOLOGÍA DE SEGURIDAD NUCLEAR

Su objetivo es contribuir a la seguridad de las centrales nucleares en España. El CIEMAT dedica a esta actividad alrededor del 16 % de su esfuerzo anual.

Durante el año 2001 se ha firmado un nuevo acuerdo CIEMAT CSN-UNESA para los estudios sobre comportamiento de materiales en plantas nucleares y un nuevo acuerdo con el Proyecto Internacional Halden de la OCDE para estudios con material irradiado. Se continúan en el marco del CSN y UNESA los trabajos sobre combustible de alto quemado, y sobre la influencia de los factores humanos y las organizaciones en la seguridad.

Asimismo, se han firmado acuerdos con ENRESA y otros organismos europeos para avanzar en las técnicas de separación de radionucleidos por métodos hidro y pirometalúrgicos, y transmutación de actínidos, todas ellas novedosas para la gestión de residuos radiactivos.

FUSIÓN Y PARTÍCULAS ELEMENTALES

Los proyectos del CIEMAT en Fusión por Confinamiento Magnético, Materiales para Fusión, Física Experimental de Altas Energías, Superconductividad y Astrofísica se desarrollan en un contexto de grandes programas supranacionales (JET, NET-ITER, BRITE-EURAM en el caso de la Fusión y CERN, DOE y NASA en el caso de Altas Energías y Astrofísica), lo que asegura un alto grado de competitividad y calidad científica. El CIEMAT dedica a estas actividades el 26% de su esfuerzo anual.

En el Proyecto de Fusión por Confinamiento Magnético hay que destacar la realización de 1100 descargas de plasma en el Stellarator TJ-II, llegando a temperaturas de 25 millones de grados. Se ha continuado colaborando con los proyectos internacionales JET e ITER. En colaboración con diversas industrias e instituciones se ha realizado un estudio de viabilidad sobre un posible emplazamiento de ITER en España. Se está estudiando la posibilidad de llegar a un acuerdo con el Instituto Max Planck alemán para el desarrollo del concepto Stellarator de fusión en Europa.

COMBUSTIBLES FÓSILES Y PILAS DE COMBUSTIBLE

El objetivo es contribuir al desarrollo de tecnologías de combustión más limpias y eficientes. A este tema el CIEMAT dedica un 7,8% de su actividad.

Durante el año, se ha finalizado el diseño y adquisición de componentes de un gasificador de lecho fluidificado circulante, escala planta piloto; el montaje de un combustor de lecho fluidificado burbujeante, escala de laboratorio, con control automático para estudio de procesos y emisiones, así como diversos estudios sobre: valorización energética de residuos por co-combustión de carbón y residuos, desulfuración en caliente de

gases de gasificación de carbón utilizando sorbentes y reducción catalítica de N_2O y NO_x .

En pilas de combustible, cabe mencionar el desarrollo de prototipos de placas bipolares para pilas de combustible poliméricas, y el diseño y construcción de un stack de 1kW para aplicación en transporte. Se ha firmado un acuerdo de colaboración con IRIS-BUS (IVECO) para la construcción de un autobús urbano propulsado por una pila de combustible polimérica, con contribución en la evaluación y operación de la pila de 70 kW en ciclos de conducción.

ENERGÍAS RENOVABLES

Las actividades sobre energías renovables realizadas en los centros de Madrid, Soria y Almería constituyen el 20% del esfuerzo investigador del CIEMAT.

En el ámbito de la energía solar fotovoltaica se han obtenido capas aislantes y niveladoras de SiO_2 con aplicación en dispositivos flexibles de CIGS; se ha concluido la construcción de la cámara de coevaporación para materiales absorbentes, y se han desarrollado módulos fotovoltaicos para la integración en edificación. En energía solar en la edificación cabe destacar el desarrollo de prototipos de captadores solares.

En energía eólica destaca el desarrollo del modelo de predicción de viento Local Pred; se ha fabricado un prototipo de almacenador cinético de alta velocidad; y se ha finalizado el desarrollo tecnológico de un sistema de bobinado de volantes de inercia híbridos con materiales compuestos, así como otros desarrollos para sistemas aislados.

En el área de biomasa ha destacado la finalización del proyecto de aplicación del proceso de fermentación y sacarificación simultánea al residuo de la extracción de aceite de oliva. Esta en proyecto la construcción de una planta para la fabricación de etanol con tecnología desarrollada en CIEMAT, en colaboración con IDAE.

En la Plataforma Solar de Almería han finalizado los ensayos experimentales del lazo DISS con generación directa de vapor en colectores cilindroparabólicos, constituyendo un hito mundial al sobrepasarse con éxito las 3.000 horas de operación. En tecnología de Receptor Central se ha finalizado un proyecto ambicioso que ha permitido desarrollar tecnología nacional en nuevos helióstatos, receptores solares refrigerados por aire, sistemas de control avanzados y nuevas herramientas de diseño y modelización de plantas.

En el CENER-CIEMAT, centro común con el Gobierno Foral de Navarra, se ha avanzado en la definición de las características del Centro, se ha adjudicado la redacción del proyecto de edificación y se ha iniciado su participación en varios proyectos de I+D.

IMPACTO AMBIENTAL DE LA ENERGÍA

Su objetivo es contribuir a la comprensión, evaluación y resolución de la problemática ambiental asociada a los procesos de generación de energía. El CIEMAT dedica a esta tarea el 25% de su actividad investigadora.

En el área radiológica, donde se es referente nacional, se trabaja en estrecha relación con el CSN y ENRESA. Se destacan las actividades de evaluación realista del impacto radiológico de la población, la ejecución de vigilancia y control de calidad radiológica y el desarrollo de criterios y metodologías para la gestión y análisis de seguridad de residuos radiactivos, especialmente en el almacenamiento geológico profundo, en el que se trabaja en la caracterización hidrogeoquímica de emplazamientos. En Dosimetría se consolida el papel como Centro de Referencia a nivel nacional.

La problemática de cargas críticas de contaminantes en suelos es el objeto de un Acuerdo en gestión con el MMA; la aplicación de técnicas de teledetección para la medida de contaminantes, y los efectos del ozono en la vegetación son otros proyectos en marcha. Actualmente, se está gestionando un importante acuerdo con el MMA sobre la aplicación de modelos matemáticos en la evaluación de diversos aspectos derivados de las recientes Directivas europeas al respecto. El CIEMAT mantiene también el control de las emisiones de las centrales térmicas del sector eléctrico español.

OTRAS ACTIVIDADES

El CIEMAT ha organizado durante el año 2001 19 cursos y otras 30 actividades formativas, en colaboración con Universidades y otras instituciones docentes, en el marco de programas de formación nacionales e internacionales.

Se han continuado los estudios sobre los aspectos socioeconómicos de la energía y del medioambiente, y las problemáticas de integración de las nuevas fuentes energéticas en el mercado.

Merece destacarse los resultados obtenidos en transferencia y difusión de tecnología, mediante la actuación del círculo de innovación en las áreas de energía y medio ambiente, con actividades de vigilancia tecnológica y promoción de la tecnología, dentro del Contrato Programa con la Comunidad Autónoma de Madrid.

En el año 2001, dentro del entorno de la Fundación OPTI, se finalizó el estudio relativo a las tecnologías críticas a partir de los estudios de prospectiva tecnológica realizados en los dos años anteriores: energías renovables, combustibles fósiles y transporte, distribución, almacenamiento y uso final de la energía.

En Madrid, el CIEMAT ha continuado su Plan Integrado para la Mejora de sus Instalaciones que abarca el periodo 1999-2006. El Centro de Soria esta siendo dotado de una mejor infraestructura y se están instalando en él, nuevas plantas de combustión limpia y de sistemas aislados de energía eólica.

11.1 Redes eléctricas. Realizaciones en 2001

Las inversiones en ampliación y mejora de la Red de Transporte Eléctrica realizadas por RED ELÉCTRICA durante el ejercicio 2001 han ascendido a 129,88 millones de euros, con aumento del 65,9% respecto al año anterior.

NUEVAS INSTALACIONES EN SERVICIO

Durante el año 2001, se han incorporado a la red de transporte las siguientes instalaciones propiedad de REE:

LÍNEAS

- Aragón-Peñalba de 400 kV: doble circuito de 44 km de longitud.
- Castejón-La Serna de 400 kV: doble circuito de 9,2 km de longitud.
- Bolarque-Trillo de 220 kV: simple circuito de 46 km de longitud.
- Entrada/salida en Fuencarral de la línea Galapagar-San Sebastián de los Reyes de 400 kV: doble circuito de 8,5 km de longitud.
- Entrada/salida en Gurrea de la línea Villanueva-Sabiñánigo de 220 kV: doble circuito de 0,25 km de longitud.
- Entrada/salida en Lubián de la línea Puebla de Sanabria-San Agustín de 220 kV: doble circuito de 0,1 km de longitud.

Además, se ha puesto en servicio el segundo circuito de la línea Olmedilla-Romica de 400 kV de 74,6 km de longitud.

CUADRO 11.1

Inversiones en redes eléctricas

Miles de euros	1998	1999	2000	2001	%2001/00
Inversiones en la red de transporte	18.048	34.480	78.300	129.885	65,9
– Líneas	10.367	14.647	47.600	70.971	49,1
– Subestaciones	7.681	19.833	30.700	58.914	91,9
Otras inversiones	5.289	10.349	11.505	114.948	899,1

Fuente: REE.

CUADRO 11.2

Nuevas líneas de transporte en operación a 400 kV

Línea	Empresa	N.º circuitos	Km circuito
Aragón-Peñalba	RED ELÉCTRICA	2	88,0
Castejón-La Serna	RED ELÉCTRICA	2	18,4
Fuencarral-Galapagar ¹	RED ELÉCTRICA	1	42,509
Fuencarral-San Sebastián ¹	RED ELÉCTRICA	1	14,691
Olmedilla-Romica ²	RED ELÉCTRICA	1	74,6
Castrelo-Pazos T.1 ³	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	2,7
Castrelo-Pazos T.2 ³	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	78,4

¹ Baja de la línea Galapagar-S. Sebastián de 40,2 km.

² Instalación 2.º cto.

³ En funcionamiento a 220 kV.

Fuente: REE.

CUADRO 11.3

Nuevas líneas de transporte en operación a 200 kV

Línea	Empresa	N.º circuitos	Km circuito
E/S en Gurrea L/ Villanueva-Sabiñanigo I	RED ELÉCTRICA	2	0,5
Bolarque-Trillo	RED ELÉCTRICA	1	46,0
Lubián-San Agustín ¹	RED ELÉCTRICA	1	23,2
Lubián-Puebla de Sanabria ¹	RED ELÉCTRICA	1	23,1
Caparacena-Gabias/Atarfe-Guadame ²	ENDESA (CSE)	2	5,8
Caparacena-Gabias ^{2,3}	ENDESA (CSE)	2	2,5
Dos Hermanas-Siderúrgica Sevillana ⁴	ENDESA (CSE)	1	1,3
E/S en Juneda L/Mangraners-Montblanc	ENDESA (FECSA)	2	0,1
San Esteban-Parque Eólico del Sil-Meda ⁵	IBERDROLA	1	6,9
Trives-Parque Eólico del Sil-Meda ⁵	IBERDROLA	1	31,1
Mesón-Vimianzo	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	63,4
Vimianzo-Mazaricos	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	23,8
Hortaleza-Campo de las Naciones	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	4,4
Campo de las Naciones-Canillejas	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	4,9
Villaviciosa-Corralón Casa Campo-Mazarredo ⁶	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	3,9
Mazarredo-Cerro de la Plata ⁶	U.F. DISTRIBUCIÓN	1	7,1
Grela-Orzán ⁶	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	9,4
Coslada-Loeches I y II ⁷	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,4
Coslada-Villaverde/Getafe ⁷	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,3
Villaviciosa-Villaverde-Coslada ⁷	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,4
Coslada-Canillejas (Renfe) ⁷	U.F. DISTRIBUCIÓN	2	0,1
Mataporquera-Cillamayor ⁸	VIESGO	1	8,0
Cillamayor-Guardo ⁸	VIESGO	1	51,0

¹ Baja de la línea San Agustín-Puebla de Sanabria de 46,1 km.

² Baja de la entrada en Atarfe de las líneas Atarfe-Guadame de 3,2 km y Gabias-Atarfe de 0,18 km.

³ 2.º cto. sin servicio.

⁴ Cambio de tensión de 132 a 220 kV.

⁵ Baja de la línea San Esteban-Trives 1 de 33 km.

⁶ Línea subterránea.

⁷ Incremento de línea existente por enterramiento parcial.

⁸ Baja de la línea Mataporquera-Guardo de 59 km.

Fuente: REE.

SUBESTACIONES

- Peñalba 400 kV: subestación con cuatro posiciones de interruptor y tres posiciones de conexión.
- Castejón 400 kV: subestación con seis posiciones de interruptor.
- Fuencarral 400 kV: subestación con tres posiciones de interruptor.
- Gurrea 220 kV: subestación con cuatro posiciones de interruptor y una posición de conexión.
- Lubián 220 kV: subestación con dos posiciones de interruptor y una posición de conexión.
- Trillo 220 kV: subestación con dos posiciones de interruptor.

Además, se ha procedido a la construcción de diversas posiciones de interruptor en las siguientes subestaciones en servicio:

La Serna (4 posiciones), Bolarque (1 posición), Pinilla (8 posiciones), Rocamora (2 posiciones), Olmedilla (1 posición), Benejama (2 posiciones), Tajo de la Encantada (2 posiciones) y Aragón (2 posiciones).

CUADRO 11.4

Nuevas subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Peñalba	RED ELÉCTRICA	400		
Castejón	RED ELÉCTRICA	400		
Fuencarral	RED ELÉCTRICA	400		
Trillo	RED ELÉCTRICA	220		
Gurrea	RED ELÉCTRICA	220		
Lubián ¹	RED ELÉCTRICA	220	220/45	70
Juneda ²	ENDESA (FECSA)	220	220/25	40
Parque Eólico del Sil-Meda	IBERDROLA	220	220/20	50
Campo de las Naciones	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Mazarredo	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Lourizán	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/20	50
			220/66	75
Orzán (Puerto A Coruña)	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	100
Cillamayor	VIESGO	220		

¹ Transformador propiedad de CESA.

² Cesión propiedad posiciones E/S línea, trafo cliente.
Fuente: REE.

CUADRO 11.5

Nueva transformación en subestaciones en operación

Subestación	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Pinilla	EHN	400	400/132	450
Catadau AT4	IBERDROLA	400	400/132	450
La Asomada AT2	IBERDROLA	400	400/132	450
Lancha	ENDESA (CSE)	220	220/132	150
Guillena	ENDESA (CSE)	220	220/132	150
Alcores	ENDESA (CSE)	220	220/132	150
Magallón	ENDESA (ERZ I Distribución)	220	220/66	90
Juiá	ENDESA (FECSA)	220	220/110	100
Urgell	ENDESA (FECSA)	220	220/11	60
Les Corts	ENDESA (FECSA)	220	220/11	70
Manso Figueras	ENDESA (FECSA)	220	220/25	60
Castellbisbal	ENDESA (FECSA)	220	220/25	65
Montblanc	ENDESA (FECSA)	220	220/25	40
Fuencarral AT3	IBERDROLA	220	220/132	225
San Vicente AT2	IBERDROLA	220	220/132	225
Almaraz AT3	IBERDROLA	220	220/132	170
Petrel T5	IBERDROLA	220	220/20	50
Elgea T2	IBERDROLA	220	220/30	30
Leganes T1	IBERDROLA	220	220/45	100
Cáceres T1	IBERDROLA	220	220/45	75
Zaratan T2	IBERDROLA	220	220/45	100
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/15	60
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/45	120
Hortaleza	U.F. DISTRIBUCIÓN	220	220/45	120

Fuente: REE.

SISTEMAS DE COMUNICACIONES

El Grupo REE ha invertido 105,16 millones € en 2001 en circuitos y redes de telecomunicaciones, teleprotección, telecontrol y sistemas de conmutación.

RENOVACIÓN Y MEJORA DE LAS INSTALACIONES EN SERVICIO

- Subestaciones: Se han sustituido diversos equipos en 30 subestaciones, destacando los trabajos realizados en La Mudarra, Puente Bibey, Puentes de García Rodríguez y Grado.

Por otro lado, se ha realizado la sustitución de un importante número de interruptores, trafos de tensión, trafos capacitivos y pararrayos, de acuerdo con los planes específicos de renovación de estos equipos. Además, se ha efectuado la adecuación y renovación de los servicios auxiliares generales en diversas instalaciones y se han mejorado los sistemas de protecciones en 19 subestaciones.

- Líneas: En este apartado destaca la sustitución del aislamiento de vidrio por composite en la línea Guadame-Tajo de la Encantada.
- Protecciones: En los sistemas de protecciones se ha efectuado la renovación de 52 posiciones de la red de transporte. Se ha puesto en servicio el programa CAPE para la coordinación de las protecciones, base de datos, ajustes y cortocircuitos y se ha mejorado el sistema análisis de incidencias.
- Sistemas de control: Se han instalado las estaciones remotas de telecontrol de las subestaciones de Lubián y Conchas, y nuevos sistemas de control digital de las subestaciones de Fuencarral y Castejón. Se han ampliado los sistemas de control digital de otras 19 subestaciones. Además, se ha finalizado el desarrollo y se ha puesto en servicio el nuevo sistema de control digital integrado en las subestaciones de Gurrea, Aragón y Peñalba.

LÍNEAS DE EJECUCIÓN

Zona de actuación	Kilómetros de circuito 400 kV
Eje Madrid-Aragón	390
Eje Pamplona-Magallón	214
Eje norte occidental	271
Eje norte oriental	324,4
Conexiones parques eólicos de Galicia	166
Conexiones parques eólicos de Aragón	66
Conexiones parques eólicos de Tarifa	57,2
Nueva alimentación eléctrica a Murcia	346
TOTAL	1.834,6
	200 kV
Cartelle-I/Velle-Castrelo	9
Soterrado I/Mudarra-la Olma	3
Paso a 220 I/Mudarra-la Olma	23
TOTAL	35

SUBESTACIONES EN EJECUCIÓN

400 kV	Posiciones		Trafo
	Interruptor	Conexión	
Anchuelo	4	3	(400/132)
Trillo 400	4		
Fuentes de la Alcarria	4	3	
Medinaceli	4	3	
Terrer	3	3	
Rueda de Jalón	4	3	
Soto de Ribera	2		
Penagos	5		(400/220)
Boimente	8		(2:400/132)
Mesón	2		
Cartelle	2		
Zierbana	6		
Santurtzi	1		
Muruarte	5		(400/220)
Pinar	5		
Puerto de la Cruz	9		
Rocamora	2		
El Palmar	11		
Litoral	2		
Nueva Escombreras	17		
Vic	1		(400/132)
200 kV			
Muruarte	5		
Cartelle	4		
Gurrea	3	1	

ACTUACIONES GENERALES DE EJECUCIÓN

ZONA NORTE

Continúan los trabajos de mejora de las infraestructuras de Asturias, Cantabria, País Vasco y Navarra. Concretamente en los proyectos de las líneas Lada-Velilla y Soto-Penagos y refuerzo de la infraestructura del País Vasco. La construcción del eje Norte aumentará la capacidad de transporte y evacuación de la energía eléctrica en estas zonas, en

las que hay previsto un importante incremento de la generación procedente de los ciclos combinados y parques eólicos.

ARAGÓN Y CATALUÑA

Continúan los trabajos de ingeniería para el refuerzo de las infraestructuras que mejorarán el suministro de energía eléctrica en la zona y permitirán disponer de una nueva interconexión eléctrica entre España-Francia, lo que proporcionará una mayor capacidad de intercambio con Europa. Asimismo, en Aragón se prosigue con el desarrollo de infraestructuras de transporte relacionadas con el Plan de Evacuación de Régimen Especial 2000-2002, según el acuerdo suscrito entre REE y el Gobierno de Aragón.

GALICIA

Prosiguen los trabajos de construcción de nuevas líneas y subestaciones que permitirán la evacuación de la energía generada por los autoproductores, cogeneradores y parques eólicos en el sur de Galicia.

ZONA CENTRO

Han comenzado los trabajos previos para la definición de pasillos y emplazamientos para el nuevo eje Noroeste-Centro (transformación de 220 kV a 400 kV del actual eje Trives-Tordesillas-Otero).

EXTREMADURA

Han comenzado los trabajos previos de la nueva interconexión España-Portugal (Balboa-Alqueva).

ANDALUCÍA

Continúa el desarrollo del segundo circuito de la línea Pinar-Estrecho y los estudios previos para la línea D. Rodrigo-Puerto de la Cruz y del 2.º circuito de la interconexión España-Marruecos.

LEVANTE

Continúan los trabajos previos para la nueva alimentación a Murcia y evacuación de la generación programada en la zona de Albacete.

Están terminando los trabajos en las instalaciones destinadas a suministrar energía eléctrica al futuro eje Madrid-Aragón-Lérida y darán servicio al tren de alta velocidad Madrid-Barcelona. También los trabajos para reforzar la alimentación eléctrica a la zona de Valladolid, a través de la línea Mudarra-La Olma.

11.2 Redes gasistas. Realizaciones en 2001

Las inversiones materiales en el sector de gas natural alcanzaron los 904,58 millones de euros, frente a 966,91 millones de euros invertidos en el año 2000 (disminuye en un 6%).

En lo que respecta a la evolución de los kilómetros de red, se alcanzaron los 40.114 km, lo que supone 3.092 nuevos kilómetros en relación al año anterior, de estos nuevos kilómetros, 210 pertenecen a la red de baja presión, 2.576 a la red de media presión, y 306 a la red de alta presión.

Entre los gasoductos más significativos puestos en operación en 2001:

- Aranda de Duero-Soria: gasoducto de longitud 170 km y unos 30 millones de euros de inversión que conecta con la red de gasoductos a una de las pocas capitales de provincia que todavía no lo estaban.
- Granada-Motril: gasoducto de 75 km destinado principalmente a cubrir las necesidades de cogeneración de instalaciones industriales en la zona.
- Santurtzi-Zierbena: gasoducto de 30" y 72 bar de presión.
- Desdoblado del gasoducto Arrigorriaga-Santurtzi de iguales características que el anterior y 25 km de longitud.
- Otros gasoductos de menor longitud: en construcción, servirán de enlaces específicos entre las nuevas centrales térmicas que están construyéndose y la red. También hay otros que forman redes de expansión, como el gasoducto Olmedo-Valladolid, que servirá más adelante para conectar con la red a los municipios

CUADRO 11.6

Inversiones materiales y evolución de los km de red de gas

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Inversiones (millones €)	265,59	376,25	566,87	626,17	499,63	614,08	758,58	966,91	904,58
Km de red	17.872	19.500	21.162	24.170	27.022	30.131	33.620	37.022	40.114
– Alta presión	5.722	6.023	6.412	7.438	8.407	9.910	10.957	11.989	12.295
– Media presión	6.137	7.196	8.352	10.095	11.474	13.289	16.017	17.993	20.569
– Baja presión	6.013	6.281	6.398	6.637	7.141	6.932	6.646	7.040	7.250

Fuente: SEDIGAS.

de Ávila y Arévalo. Dentro del País Vasco se han completado 120 km de redes de distribución en el año.

- En la Comunidad de Valencia el Grupo Gas Natural ha iniciado la tercera fase del plan de gasificación, que desarrolla en colaboración con la Administración Autonómica. Se instalarán 369 km nuevos de la red de gasoductos, con un desarrollo que tiene por objetivo en el 2006, que el 80% de la población de la Comunidad pueda utilizar el gas natural.
- En 2002 Gas Natural culminará el tercer plan de gasificación en Cataluña. Esta compañía llega en la actualidad a más de 265 municipios catalanes, que acogen al 89% de la población de esta Autonomía. El cuarto plan de gasificación entrará en vigor en 2004.
- Gas Aragón (Grupo Endesa) ha iniciado la distribución en Calanda, Utebo y Binéfar. Supera actualmente los 125.000 clientes. Distribuye gas canalizado en todas las poblaciones de Aragón de más de 5.000 habitantes.
- Gas Extremadura puso en servicio en febrero de 2001 el gasoducto Almendra-lejo-Villafranca de los Barros y ha iniciado la distribución de gas en Montijo, Villanueva de la Serena y Navalmoral de la Mata.
- Gas Alicante inició en 2001 la distribución en Novelda, Jijona y Onil, poblaciones de esta provincia levantina.
- Se han finalizado las acciones tendentes a la implantación del gas natural directo en toda la ciudad de Cádiz por parte de Gas Andalucía, trabajos que empezaron en 1998. Han sido sustituidos 35 km de red y se han adaptado los aparatos de 11.000 clientes.
- En la ciudad de Cuenca, Gas Castilla-La Mancha ha impulsado la captación de clientes y la realización de las infraestructuras de distribución, desde que en el mes de mayo se inauguró la distribución de gas natural desde una planta de GNL. Esta planta estará en servicio hasta la puesta en marcha del gasoducto Tarancón-Cuenca, que unirá esta capital de provincia con la red nacional.

En cuanto a nuevas terminales, está en construcción la planta regasificadora de GNL Bahía de Bizkaia Gas, en terrenos del puerto de Bilbao, dentro del Proyecto Bahía de Bizkaia, que prevé asimismo la construcción de una planta de generación eléctrica de ciclo combinado (800 MW), alimentada por gas natural de dicha planta. La planta tendrá una capacidad de emisión mínima de 2,7 Bcm, pudiendo llegar en una tercera fase a 8 Bcm de capacidad de tratamiento de gas. Está previsto que reciba gas procedente de Trinidad y Tobago.

Está previsto que el tramo fronterizo internacional que unirá Irún con Bidart entrará en servicio a finales de 2003. Entre 2005 y 2008 se reforzará la capacidad de transporte entre la terminal localizada en las proximidades de Bilbao, Bidart y el almacenamiento subterráneo de Lussagnet. Esta nueva conexión internacional (será la tercera) permitirá reforzar la capacidad actual (muy limitada, dada la expansión de las ventas en los últimos años) con Francia y aumentar la seguridad del sistema gasista español. Ten-

drá un uso reversible y podrá convertirse en un nuevo ejemplo práctico de la liberalización europea, permitiendo el acceso de terceros.

En los últimos meses del pasado año se cerró un acuerdo por parte de Iberdrola y Unión Fenosa para la construcción, en un proyecto común, de una planta de regasificación en el levante español, en concreto en Sagunto, al norte de Valencia. La planta tendrá una capacidad de unos 8 Bcm, con una inversión de 234 millones de euros. Finales de 2004 es la fecha prevista para su puesta en marcha.

La planta de Mugardos, en las cercanías de Ferrol, en Galicia, está a la espera de la Autorización administrativa. A partir de ese día la sociedad que promueve la instalación, Reganosa, adjudicará las obras. El objetivo actual es que a comienzos de 2005, la planta de Mugardos comience a distribuir gas natural a las plantas de ciclo combinado de Sabón y As Pontes. Al igual que la planta de Bilbao contará con dos tanques de almacenamiento de 150.000 metros cúbicos cada uno.

Enagás está en un proceso de ampliación de sus instalaciones portuarias para la descarga, almacenamiento y regasificación de GNL. En la planta de Cartagena está en fase avanzada la construcción de un nuevo depósito de almacenamiento de 105.000 m³. Se potenciará la capacidad de producción hasta alcanzar los 450.000 m³ por hora. En la planta de Huelva está en proyecto la construcción de un nuevo tanque de almacenamiento de 150.000 m³ y, en conjunto, ampliar la capacidad de la planta. Esta iniciativa se hará de forma coordinada con las acciones tendentes a la ampliación de la capacidad de transporte de gas natural desde el Sur al centro de España. La construcción de un gasoducto entre el este de Córdoba y Madrid (actuación que está en fase de proyecto) y el aumento de la capacidad del gasoducto Huelva-Córdoba, van en esa línea.

A principio de junio el Gobierno de las Islas Baleares y Enagás firmaron un convenio de colaboración, por el que se constituyó un grupo de trabajo para analizar la viabilidad del proyecto de suministro de gas desde la Península a las Islas Baleares, mediante un gasoducto submarino. En Mallorca la compañía Gesa Gas ha ampliado la capacidad de la planta de C'as Tresorer e iniciado la nueva planta de Portals-Bendinat, ambas de aire propanado, que es el gas canalizado que se distribuye esta compañía.

En el primer cuatrimestre de 2001 Cepsa y Sonatrach constituyeron la sociedad MEDGAZ, prevista en el protocolo firmado entre ambas compañías en agosto de 2000. El objeto de la misma es el estudio de viabilidad económica de este proyecto de gasoducto, que uniría Argelia con las costas españolas próximas a Almería. La capacidad inicial de transporte del gasoducto estaría entre 8 y 10 Bcm por año.

A lo largo del año han avanzado las obras de las dos centrales (cuatro grupos) de ciclo combinado que se están construyendo en San Roque (Cádiz) y Sant Adrià de Besós (Barcelona), con una potencia en cada una de ellas de 400 MW. El segundo fin de semana de 2002 ha entrado en operación la central de San Roque. Es la primera central de ciclo combinado específica de gas natural que entra en operación en España y es propiedad del Grupo Gas Natural. Este Grupo tuvo una actividad significativa en el año como comercializadora de electricidad, aún sin generación propia, llegando ocupar la quinta posición entre las compañías eléctricas españolas por el volumen de ventas.

11.3 Proceso de planificación y desarrollo de las redes de transporte eléctrico y gasista

El nuevo marco de regulación del sector eléctrico español, surgido de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, origina una modificación importante con relación a la situación pre-existente ya que supone que la generación de electricidad se realizará en un marco de libre competencia, reconociendo el derecho a la libre instalación.

No obstante, en este sector es necesario disponer de las infraestructuras de transporte y distribución precisas para llevar a todos los consumidores finales la electricidad que demandan. Adicionalmente, el adecuado desarrollo de estas infraestructuras, así como su correcta regulación para abrir las redes a los distintos operadores en igualdad de condiciones, es esencial para que se pueda desarrollar una adecuada competencia en los sectores de generación y comercialización. Por tanto, según se recoge en la citada exposición de motivos «el transporte y la distribución se liberalizan a través de la generalización del acceso de terceros a las redes. La propiedad de las redes no garantiza su uso exclusivo».

En este sentido, la Ley del sector eléctrico mantiene la planificación vinculante estatal a las infraestructuras de transporte mientras que, como se ha dicho, se abandona este concepto para las decisiones de inversión en generación donde se sustituye «por una planificación indicativa de los parámetros bajo los que cabe esperar que se desenvuelva el sector eléctrico en un futuro próximo, lo que puede facilitar decisiones de inversión de los diferentes agentes económicos».

De esta manera, la Ley 54/1997 establece en el punto 1 de su artículo 4 que «la planificación eléctrica, que tendrá carácter indicativo salvo en lo que se refiera a instalaciones de transporte, será realizada por el Estado, con la participación de las Comunidades Autónomas». Mientras que el punto 2 del mismo artículo contiene que «la planificación eléctrica será sometida al Congreso de los Diputados».

De forma equivalente a la descrita para el sector eléctrico, la Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos establece en el punto 1 de su artículo 4 que «la planificación en materia de hidrocarburos tendrá carácter indicativo, salvo en lo que se refiere a los gasoductos de la red básica, a la determinación de la capacidad de regasificación total de gas natural licuado necesaria para abastecer el sistema gasista, las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de hidrocarburos y a la determinación de criterios generales para el establecimiento e instalaciones de suministro de productos petrolíferos al por menor teniendo en estos casos carácter obligatorio y de mínimo exigible para la garantía de suministro de hidrocarburos». Asimismo, en el punto 2 del mismo artículo se incluye que «la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados».

El proceso de planificación comenzó con la publicación en el BOE de 19 de junio de 2001 de sendas Órdenes Ministeriales, mediante las que se convocó a los sujetos de los sectores eléctrico y gasista, a las Comunidades Autónomas, a promotores de pro-

yectos y en general a todos los interesados a que realizasen propuestas de desarrollo de las redes, así como a la aportación de toda la información que estimasen oportuna. A partir de esa recopilación y tras la elaboración y evaluación preliminar, el Ministerio de Economía elaboró el Documento de Trabajo «Planificación y Desarrollo de las Redes de Transporte Eléctrico y Gasista», que se editó en febrero de este año 2002. Por tanto, este Documento es el resultado de un trabajo en el que se ha contado con la colaboración de un muy amplio conjunto de entidades, tanto públicas como privadas.

Dado su carácter de documento de trabajo, no contiene decisiones finales sino que traslada una serie de planteamientos de desarrollo de las redes de transporte eléctricas y gasistas. De hecho en algunos casos más que una propuesta de desarrollo el documento contempla soluciones alternativas susceptibles de estudio.

En el momento actual, el citado Documento de Trabajo se encuentra en una fase de alegaciones abierto a todos los sujetos interesados al objeto de que efectúen las valoraciones y las aportaciones que estimen oportunas.

El documento final deberá ser aprobado por el Consejo de Ministros y presentado al Congreso de los Diputados.

Anexo estadístico

CUADRO A.1

**Evolución del consumo de energía final en España
(1973-2001) (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	55.587	64,1	12.319	14,2	16.309	18,8	86.760	100,0
2001	2.544	2,8	57.259	63,4	13.225	14,6	17.282	19,1	90.310	100,0

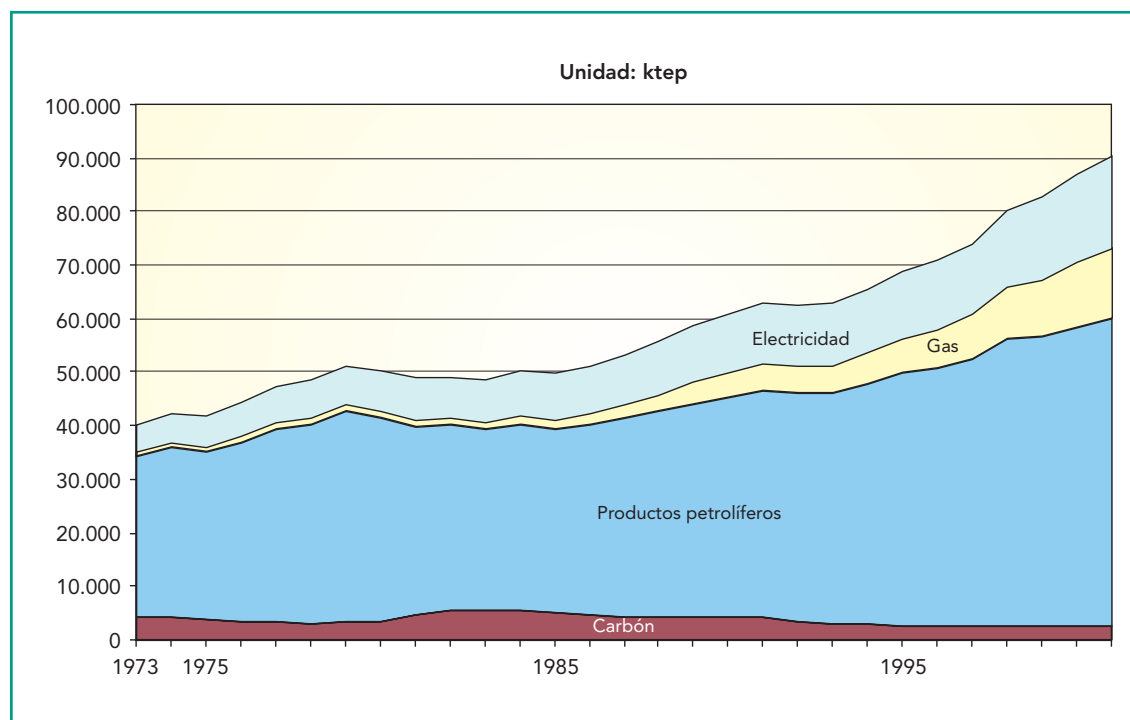
No incluye energías renovables.

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.1

Evolución del consumo de energía final



CUADRO A.2

**Evolución del consumo de energía primaria en España
(1973-2001) (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	20.203	16,2	66.721	53,7	16.405	13,2	4.129	3,3	16.602	13,4	297	0,2	124.358	100

¹ Incluye RSU y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.

² Incluye energía eólica y solar fotovoltaica.

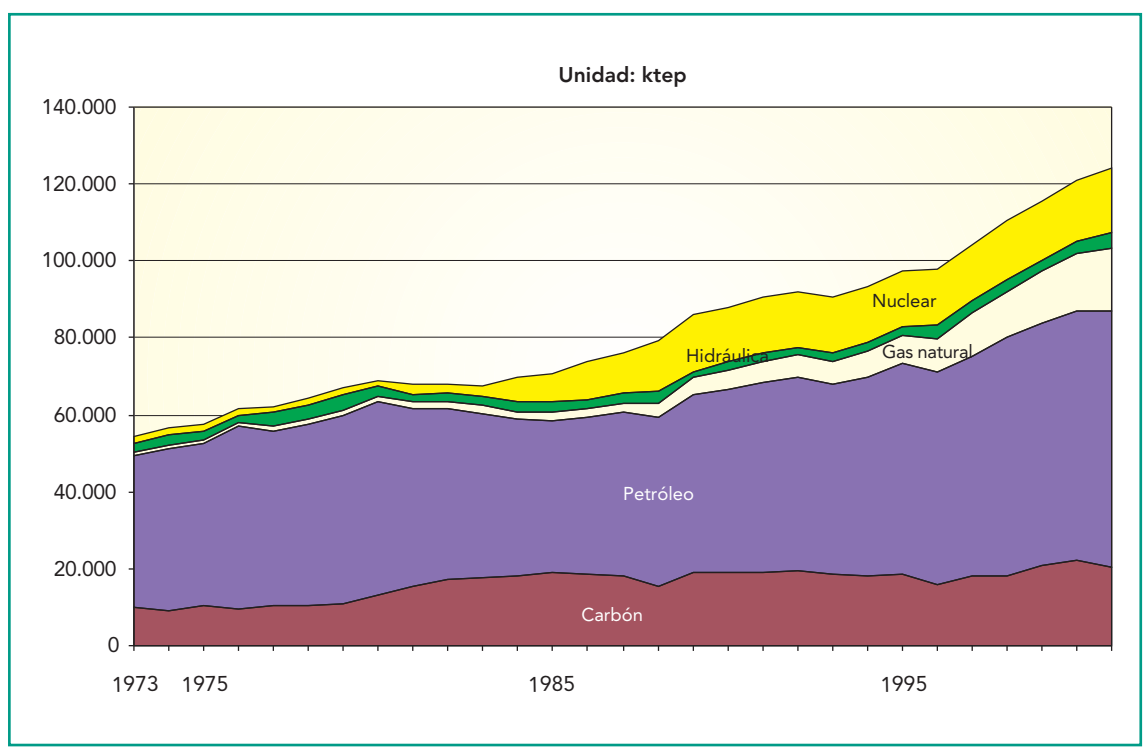
³ Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica (Importación – Exportación).

Metodología: AIE.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.2

Evolución del consumo de energía primaria



CUADRO A.1

Evolución del consumo de energía final por sectores
(1980-2001) (Unidad: ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
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	32.811	33.402
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
Productos 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	13.308	12.940
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	9.628	10.219
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	7.763
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	30.305	31.515	32.276	33.786
Carbón	11	12	8	8	2	9	2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Productos 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	33.394
Gas	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
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	21.674	23.122
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	468	378	339	263	151	130	121	158	154	140	106	80	65
Productos 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	10.924
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	3.006
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	8.538	9.127
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	86.760	90.310
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
Productos 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	55.587	57.259
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	5.430	5.647	6.550	7.325	8.162	9.688	10.934	12.319	13.225
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	16.309	17.282
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	37,82	36,99
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
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	24,98	25,60

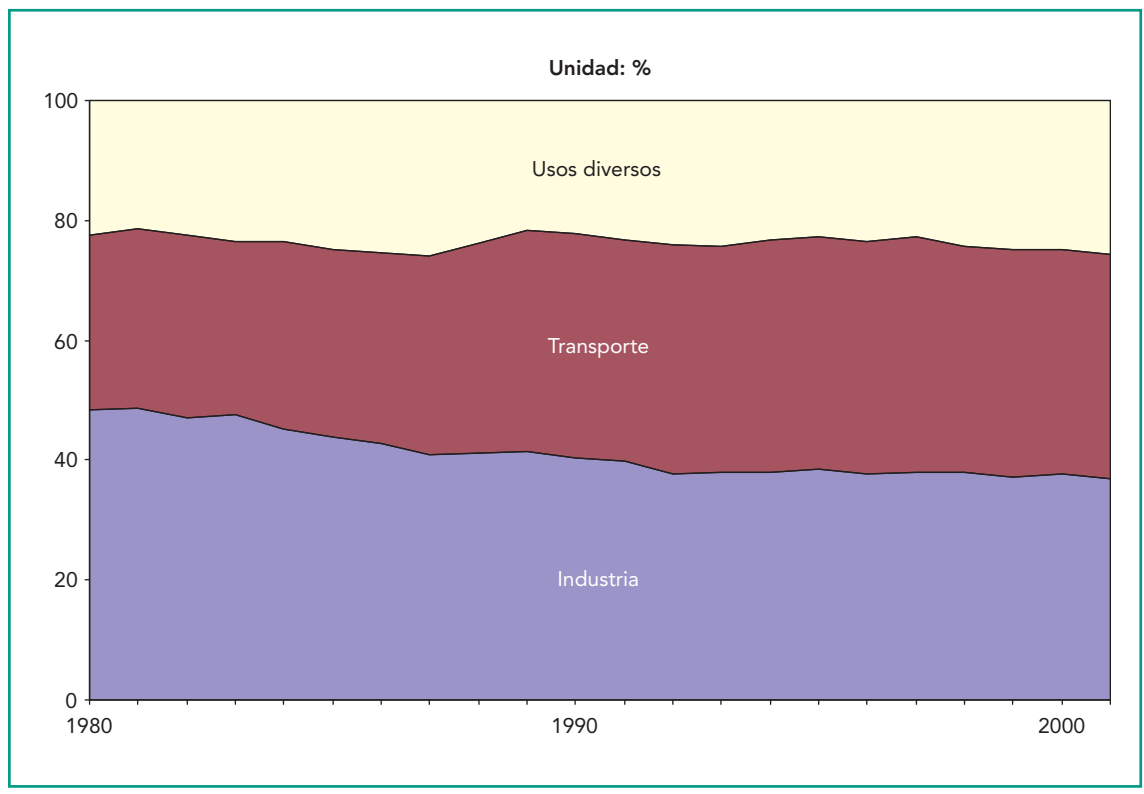
Nota: no incluye energías renovables.

Metodología: AIE.

Fuente: DGP/EM.

GRÁFICO A.3

Sectorización del consumo de energía final



CUADRO A.4
Evolución del consumo de energía final por unidad de PIB
(1980-2001) (tep/millón de pta. ctes. de 1995)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
PIB	50.619	50.551	51.181	52.088	53.017	54.247	56.013	59.120	62.131	65.131	67.595	69.314	69.959	69.237	70.887	72.842	74.617	77.556	80.905	84.158	87.581	90.033
Carbón/PIB	0,07	0,09	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
P. petrolíferos/PIB	0,75	0,70	0,67	0,65	0,65	0,63	0,63	0,63	0,62	0,61	0,60	0,61	0,61	0,62	0,63	0,64	0,64	0,65	0,66	0,64	0,63	0,64
Gas/PIB	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05	0,06	0,07	0,07	0,07	0,07	0,08	0,09	0,10	0,11	0,12	0,13	0,14	0,15
Electricidad/PIB	0,15	0,15	0,15	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,18	0,18	0,19	0,19
ENERGÍA FINAL/PIB	0,99	0,97	0,96	0,93	0,95	0,92	0,91	0,90	0,89	0,90	0,90	0,91	0,90	0,91	0,92	0,94	0,95	0,95	0,99	0,98	0,99	1,00
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,31	96,65	93,97	95,45	92,49	91,89	90,58	90,21	90,50	90,49	91,26	90,26	91,48	93,08	95,04	95,55	96,11	99,96	99,00	99,87	101,13

Metodología: AIE.
 PIB en miles de millones de pesetas constantes de 1995.
 Fuente: DGPEM.

CUADRO A.5
**Evolución del consumo de energía final por habitante
 (1980-2001) (tep/habitante)**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,92	39,01	39,10	39,17	39,22	39,28	39,85	40,20	40,54	40,87	41,12
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
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	1,09	1,09	1,10	1,14	1,20	1,22	1,26	1,34	1,33	1,36	1,39
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	0,20	0,24	0,27	0,30	0,32
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	0,30	0,31	0,32	0,33	0,33	0,36	0,38	0,40	0,42
ENERGÍA FINAL/PIB	1,34	1,29	1,29	1,27	1,31	1,29	1,32	1,37	1,43	1,50	1,56	1,61	1,61	1,61	1,67	1,75	1,80	1,86	2,00	2,04	2,12	2,20
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	120,06	119,57	119,67	124,44	130,38	134,09	138,16	148,59	151,79	158,09	163,57

Metodología: AIE.

Población en millones de habitantes.

Fuente: DGPEM.

CUADRO A.6
Evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB
(1980-2001) (tep/millón de pta. ctes. de 1995)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
PIB	50.619	50.551	51.181	52.088	53.017	54.247	56.013	59.120	62.131	65.131	67.595	69.314	69.959	69.237	70.887	72.842	74.617	77.556	80.905	84.158	87.581	90.033
Carbón/PIB	0,26	0,30	0,34	0,34	0,34	0,35	0,33	0,30	0,25	0,29	0,28	0,27	0,28	0,27	0,25	0,26	0,21	0,23	0,23	0,25	0,25	0,22
Petróleo/PIB	0,99	0,92	0,87	0,82	0,77	0,73	0,73	0,72	0,71	0,71	0,71	0,71	0,72	0,72	0,73	0,75	0,74	0,74	0,76	0,75	0,74	0,74
Gas natural/PIB	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,06	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,10	0,11	0,14	0,15	0,16	0,17	0,18
Nuclear/PIB	0,03	0,05	0,04	0,05	0,11	0,13	0,17	0,18	0,21	0,22	0,21	0,21	0,21	0,21	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,18	0,19	0,18
Hidráulica/PIB	0,05	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,04	0,04	0,05	0,03	0,03	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,05	0,04	0,04	0,03	0,03	0,05
Saldo internacional/PIB	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00
ENERGÍA PRIMARIA/PIB	1,36	1,34	1,33	1,30	1,32	1,30	1,31	1,29	1,27	1,32	1,30	1,31	1,31	1,31	1,32	1,34	1,31	1,34	1,37	1,38	1,39	1,38
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	98,52	97,57	95,39	96,90	96,05	96,80	94,84	93,67	97,00	95,88	96,28	96,73	96,59	97,00	98,72	96,64	98,47	100,72	101,37	102,19	101,70

Metodología: AIE.
 PIB en miles de millones de pesetas constantes de 1995.
 Fuente: DGPEM.

CUADRO A.7
Evolución del consumo de energía primaria por habitante
(1980-2001) (tep/habitante)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,5	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,92	39,008	39,096	39,166	39,22	39,278	39,853	40,202	40,544	40,868	41,117
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	0,45	0,46	0,52	0,54	0,49
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	1,41	1,44	1,53	1,55	1,58	1,62
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	0,17	0,19	0,21	0,28	0,29	0,33	0,37	0,40
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	0,38	0,38	0,40	0,40
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	0,06	0,06	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10
Saldo internacional/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
ENERGÍA PRIMARIA/PIB	1,84	1,79	1,79	1,77	1,82	1,84	1,90	1,97	2,04	2,21	2,26	2,33	2,36	2,32	2,38	2,49	2,49	2,60	2,75	2,86	2,97	3,02
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	126,66	128,14	126,35	129,68	135,44	135,60	141,55	149,72	155,42	161,76	164,49

Metodología: AIE.

Población en millones de habitantes.

Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.4
Intensidad energética final

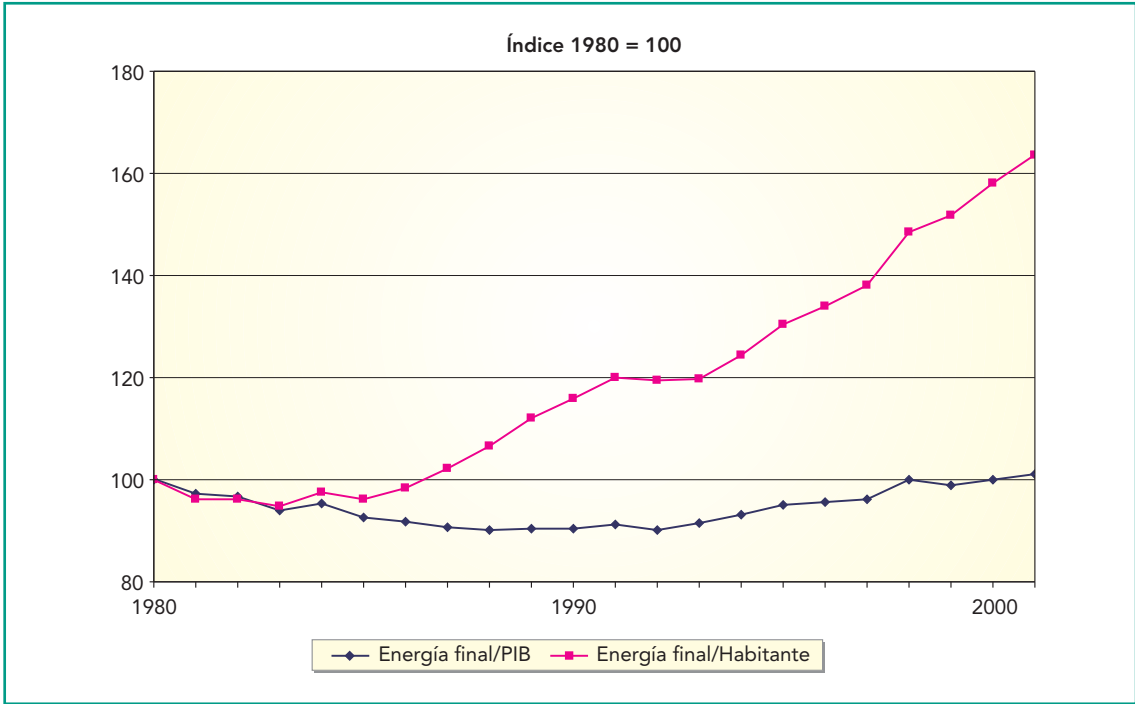
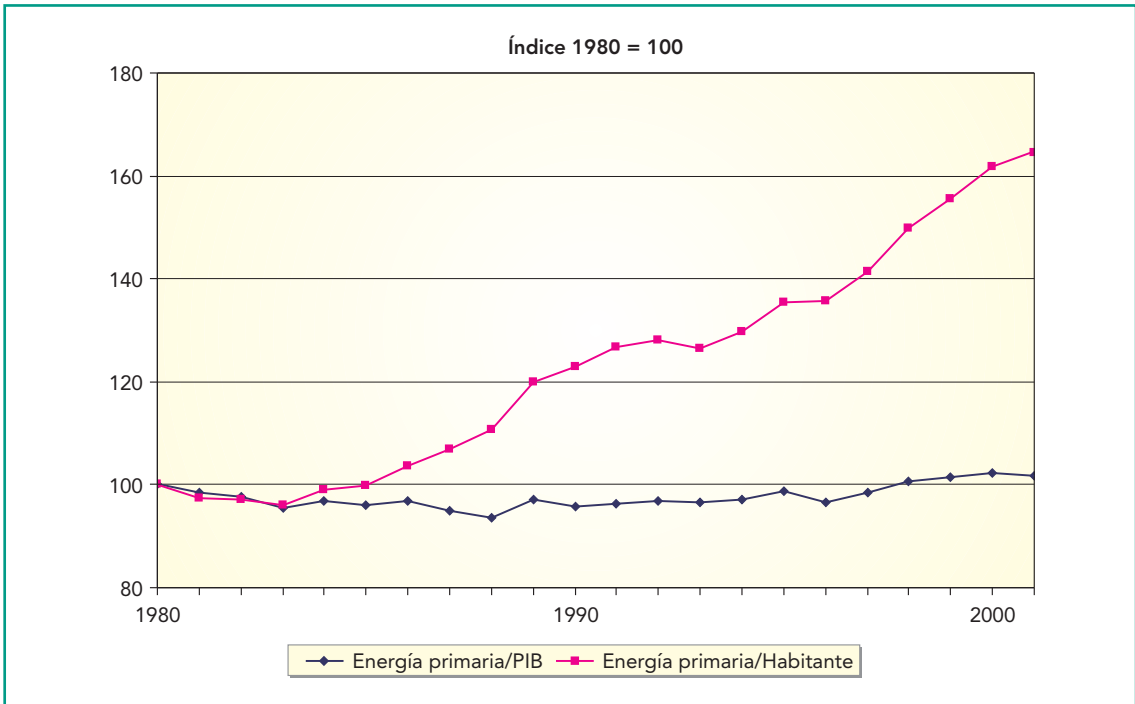


GRÁFICO A.5
Intensidad energética primaria



CUADRO A.8

**Evolución de la producción nacional de carbón
(1980-2001) (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
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
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
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
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

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO A.9

**Evolución de la producción nacional de carbón
(1980-2001) (Unidad: ktep)**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
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
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
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
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

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO A.10

Evolución de la producción nacional de energía (1980-2001) (Unidad: ktep)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
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
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
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
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
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
TOTAL	15.801	17.711	19.073	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

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

CUADRO A.11

Evolución del grado de autoabastecimiento (1980-2001) (%)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
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
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
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
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
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
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

Metodología: AIE.
Fuente: DGPEM.

GRÁFICO A.6

Producción nacional de carbón

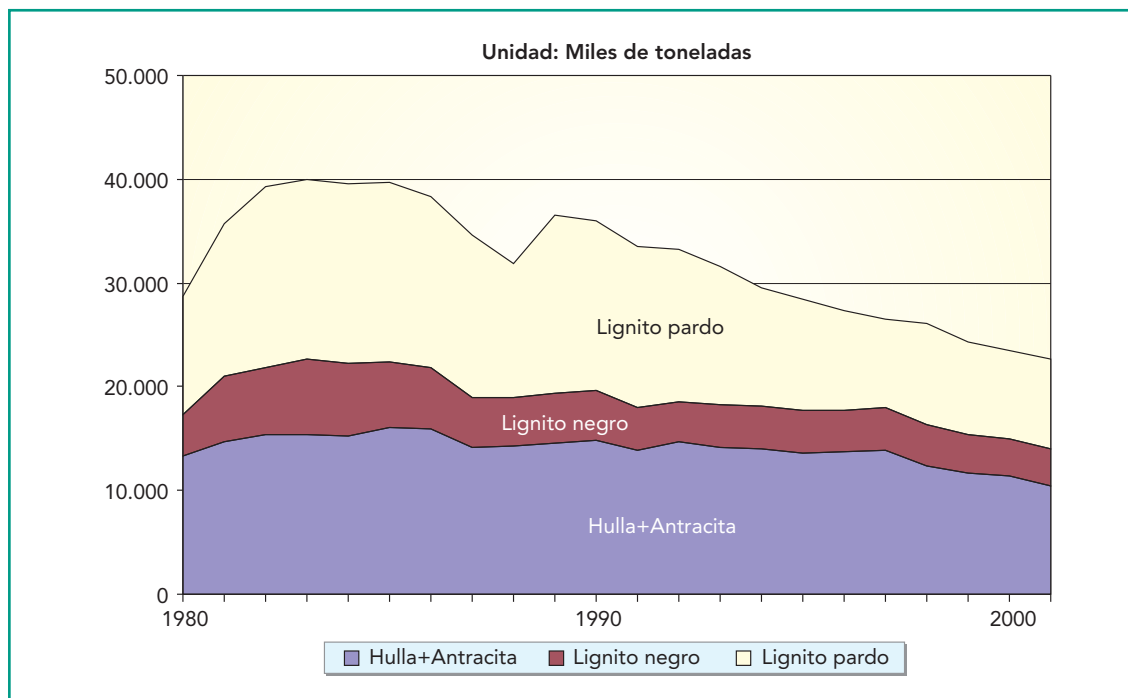


GRÁFICO A.7

Producción nacional de carbón

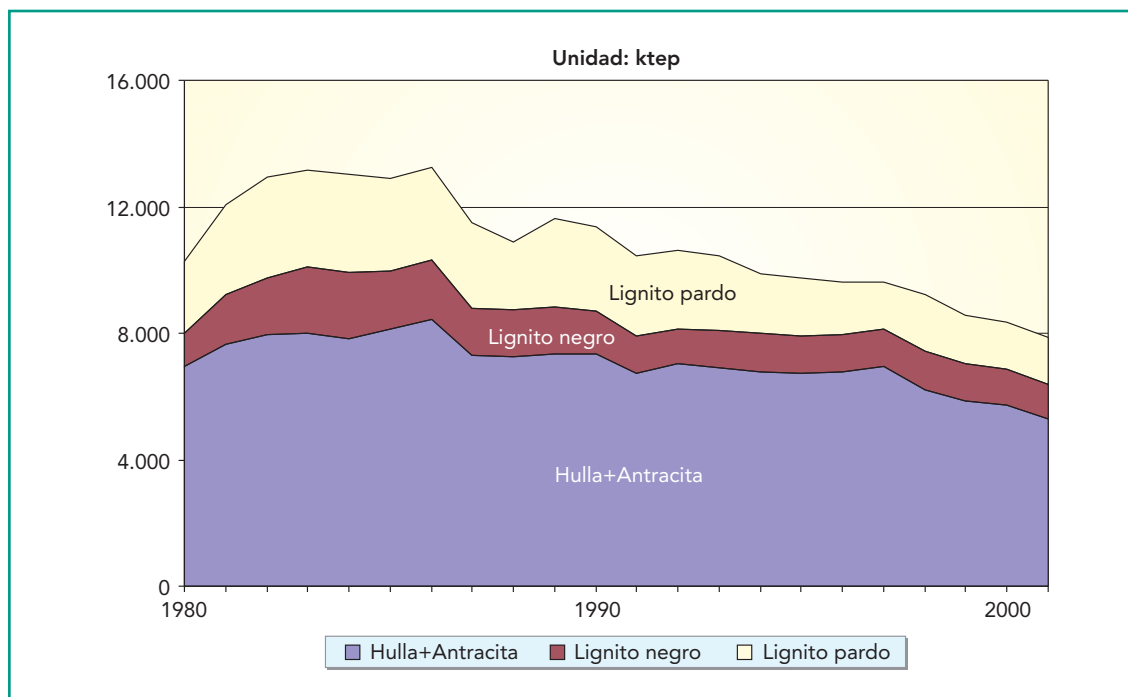
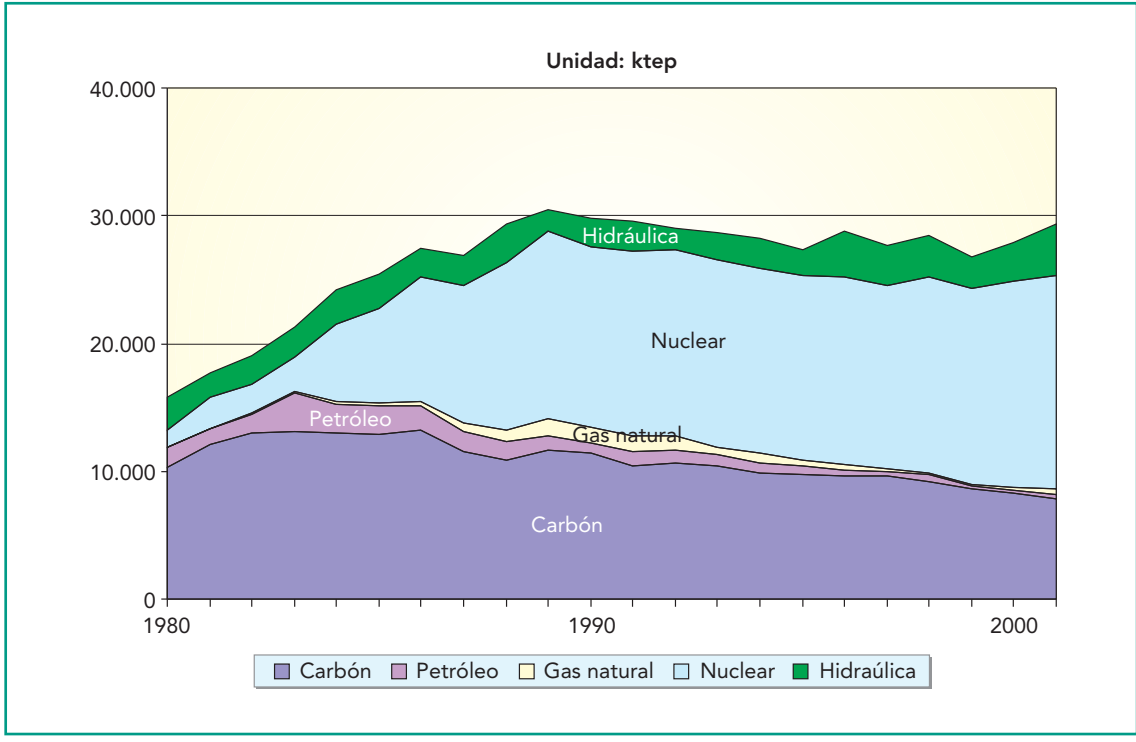


GRÁFICO A.8
Producción nacional de energía



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 MWh = 0,086 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 MWh = 0,2606 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 AIE	(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	- GLP	1,130
Coquerías:		- Gasolinas	1,070
- Hulla	0,6915	- Keroseno aviación	1,065
Resto usos:		- Keroseno agrícola y corriente	1,045
- Hulla	0,6095	- Gasóleos	1,035
- Coque metalúrgico	0,7050	- Fuel-oil	0,960
		- Naftas	1,075
		- Coque de petróleo	0,740
		- Otros productos	0,960
		Gas natural (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		Electricidad (Tep/Mwh)	0,086
		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	$2,388 \times 10^{-5}$	0,2388	0,2778
Gcal		$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-7}	10^{-3}	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtermias		4,1868	10^3	10^{-4}	1	1,163
Mtep		$4,1868 \times 10^4$	10^7	1	10^4	11.630
GWh		3,6	860	$8,6 \times 10^{-5}$	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.
REE	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.