



BOLETIN OFICIAL
DE LAS CORTES GENERALES

CONGRESO DE LOS DIPUTADOS

IV LEGISLATURA

Serie E:
OTROS TEXTOS

13 de septiembre de 1991

Núm. 169

INDICE

Núms.		Páginas
REALES DECRETOS LEGISLATIVOS		
131/000004	Real Decreto Legislativo por el que se aprueban las tarifas y la instrucción del Impuesto sobre Actividades Económicas, correspondientes a la actividad ganadera independiente	2
PLANES Y PROGRAMAS		
201/000001	Plan Energético Nacional 1991-2000.	5

REALES DECRETOS LEGISLATIVOS

131/000004

La Mesa de la Cámara, en su reunión del día de hoy, ha adoptado el acuerdo que se indica respecto del asunto de referencia:

(131) Real Decreto Legislativo en desarrollo de Ley de Bases.

131/000004

AUTOR: Gobierno

Real Decreto Legislativo por el que se aprueban las tarifas y la instrucción del Impuesto sobre Actividades Económicas, correspondientes a la actividad ganadera independiente.

Acuerdo:

Publicar en el Boletín, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 152 del Reglamento.

En ejecución de dicho acuerdo, se ordena la publicación de conformidad con el artículo 97 del Reglamento de la Cámara.

Palacio del Congreso de los Diputados, 10 de septiembre de 1991.—P. D., El Secretario General del Congreso de los Diputados, **Ignacio Astarloa Huarte-Mendicoa**.

REAL DECRETO LEGISLATIVO POR EL QUE SE APRUEBAN LAS TARIFAS Y LA INSTRUCCION DEL IMPUESTO SOBRE ACTIVIDADES ECONOMICAS, CORRESPONDIENTES A LA ACTIVIDAD GANADERA INDEPENDIENTE

La Ley 39/1988, de 28 de diciembre, reguladora de las Haciendas Locales, crea y regula en sus artículos 79 a 92, el Impuesto sobre Actividades Económicas.

La cuota tributaria de dicho impuesto se determina a partir de las Tarifas del mismo, las cuales, junto con la Instrucción para su aplicación, aparecen reguladas en las ba-

ses contenidas en el artículo 86 de la citada Ley 39/1988, de 28 de diciembre.

En ejercicio de la delegación legislativa establecida en el citado artículo 86, se dictó el Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre, por el que se aprueban las Tarifas y la Instrucción del Impuesto sobre Actividades Económicas.

Sin embargo, y por virtud de lo dispuesto en el párrafo segundo de la Disposición Final Cuarta de la Ley 5/1990, de 29 de junio, sobre medidas en materia presupuestaria, financiera y tributaria, las referidas Tarifas no incluyen las actividades agrícolas, ganaderas, forestales y pesqueras, cuyas Tarifas e Instrucción específicas debían ser aprobadas por otro Real Decreto Legislativo distinto, antes del 1 de octubre de 1991.

Por otra parte, el artículo 1 de la Ley 6/1991, de 11 de marzo, por la que se modifica parcialmente el Impuesto sobre Actividades Económicas y se dispone el comienzo de su aplicación el 1 de enero de 1992, excluye del hecho imponible del impuesto, el ejercicio de actividades agrícolas, ganaderas dependientes, forestales y pesqueras, dejando sujeto al mismo, exclusivamente, el ejercicio de actividades de ganadería independiente.

En consecuencia con lo anterior, la Disposición Adicional Primera de la Ley 6/1991, establece que las Tarifas y la Instrucción correspondientes a las actividades de ganadería independiente, han de aprobarse en el plazo y terminos previstos en el antes citado párrafo segundo de la Disposición Final Cuarta de la Ley 5/1990, esto es, antes del 1 de octubre de 1991, aprobación ésta que lleva a cabo el presente Real Decreto Legislativo.

En su virtud, al amparo de lo dispuesto en el artículo 86.1 de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, en la Disposición Final Cuarta de la Ley 5/1990, de 29 de junio, y en la Disposición Adicional Primera de la Ley 6/1991, de 11 de marzo, previo informe de la Comisión Nacional de la Administración Local, de acuerdo con el Consejo de Estado, a propuesta del Ministro de Economía y Hacienda y previa deliberación del Consejo de Ministros en su reunión del día 2 de agosto de 1991.

DISPONGO

ARTICULO UNICO

Se aprueban las Tarifas del Impuesto sobre Actividades Económicas, correspondientes a la actividad ganadera independiente, que se incluyen en el Anexo I del presente Real Decreto Legislativo, y que se integran en la Sección 1.ª de las Tarifas del citado impuesto contenidas en el Anexo I del Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre.

Asimismo, se aprueba la Instrucción que se incluye en el Anexo II del presente Real Decreto Legislativo, la cual junto con la contenida en el Real Decreto Legislativo 1.175/1990, regula la aplicación de las referidas Tarifas.

DISPOSICION FINAL

1. El presente Real Decreto Legislativo entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

2. Se autoriza al Gobierno de la Nación para dictar las normas de desarrollo y aplicación de cuanto se establece en el presente Real Decreto Legislativo.

ANEXO I

TARIFAS

SECCION PRIMERA

ACTIVIDADES EMPRESARIALES: GANADERAS, MINERAS, INDUSTRIALES, COMERCIALES Y DE SERVICIOS

DIVISION 0. GANADERIA INDEPENDIENTE.

Agrupación 01. EXPLOTACION DE GANADO BOVINO.

Grupo 011. Explotación extensiva de ganado bovino.
Cuota de: 155 pesetas por cabeza.

Grupo 012. Explotación intensiva de ganado bovino de leche.

Cuota de: 310 pesetas por cabeza.

Grupo 013. Explotación intensiva de ganado bovino de cebo.

Cuota de: 155 pesetas por cabeza.

NOTA COMUN A LA AGRUPACION 01: Los animales nacidos en la explotación y hasta la edad de seis meses no se computarán en los grupos de esta Agrupación, y su rendimiento se considera incluido en el asignado al ganado reproductor.

Agrupación 02. EXPLOTACION DE GANADO OVINO Y CAPRINO.

Grupo 021. Explotación extensiva de ganado ovino.
Cuota de: 40 pesetas por cabeza.

Grupo 022. Explotación intensiva de ganado ovino de cría.

Cuota de: 50 pesetas por cabeza reproductora.

Grupo 023. Explotación intensiva de ganado ovino de cebo.

Cuota de: 25 pesetas por cabeza.

Grupo 024. Explotación de ganado caprino.

Cuota de: 33 pesetas por cabeza.

NOTA COMUN A LA AGRUPACION 02: Los animales nacidos en la explotación y hasta la edad de tres meses, no se computarán en los grupos de esta Agrupación, y su rendimiento se considera incluido en el asignado al ganado reproductor.

Agrupación 03. EXPLOTACION DE GANADO PORCINO.

Grupo 031. Explotación extensiva de ganado porcino.
Cuota de: 45 pesetas por cabeza.

Grupo 032. Explotación intensiva de ganado porcino de cría.

Cuota de: 133 pesetas por cabeza reproductora.

Grupo 033. Explotación intensiva de ganado porcino de cebo.

Cuota de: 30 pesetas por cabeza.

NOTA COMUN A LA AGRUPACION 03: Los animales nacidos en la explotación y hasta la edad de cuatro meses, no se computarán en los grupos de esta Agrupación, y su rendimiento se considera incluido en el asignado al ganado reproductor.

Agrupación 04. AVICULTURA.

Grupo 041. Avicultura de puesta.

Epígrafe 041.1. Reproductoras de puesta.

Cuota de: 3,40 pesetas por cabeza.

Epígrafe 041.2. Ponedoras de huevos a partir de los cuatro meses de edad.

Cuota de: 1,80 pesetas por cabeza.

NOTAS AL GRUPO 041:

1.^a Las pollitas de puesta hasta cuatro meses de edad no se computarán.

2.^a El pago de las cuotas de cualquiera de los epígrafes de este grupo faculta para la incubación y cría o recría de pollitas, siempre que éstas sean destinadas a explotaciones de puesta del propio sujeto pasivo.

Grupo 042. Avicultura de carne.

Epígrafe 042.1. Reproductoras de carne.

Cuota de: 3,40 pesetas por cabeza.

Epígrafe 042.2. Pollos y patos para carne.

Cuota de: 0,20 pesetas por cabeza.

Epígrafe 042.3. Pavos, faisanes y palmípedas reproductoras.

Cuota de: 1,80 pesetas por cabeza.

Epígrafe 042.4. Pavos, faisanes y palmípedas para carne.

Cuota de: 2 pesetas por cabeza.

Epígrafe 042.5. Codornices para carne.

Cuota de: 0,10 pesetas por cabeza.

Agrupación 05. CUNICULTURA.

Grupo 051. Cunicultura.

Cuota de: 17 pesetas por cabeza reproductora.

Agrupación 06. OTRAS EXPLOTACIONES GANADERAS N.C.O.P.

Grupo 061. Explotaciones de ganado caballar, mular y asnal.

Cuota de: 100 pesetas por cabeza.

Grupo 062. Apicultura.

Cuota de: 8 pesetas por colmena.

Grupo 069. Otras explotaciones ganaderas.

Cuota por cada obrero de: 9.200 pesetas.

NOTA: Este grupo comprende las explotaciones ganaderas no especificadas en esta División tales como las explotaciones de sericultura, cría de animales para peletería, cría de caza en cautividad, cría de animales de laboratorio, caracoles, etc.

Agrupación 07. EXPLOTACIONES MIXTAS.

Grupo 071. Explotaciones mixtas.

Cuota de: la cantidad resultante de sumar las cuotas parciales correspondientes a cada una de las actividades que se ejerzan, con arreglo a lo previsto en los grupos y epígrafes de las Agrupaciones anteriores.

NOTA: Se clasifican en este grupo los sujetos pasivos que ejerzan en una misma explotación más de una de las actividades clasificadas en las Agrupaciones 01 a 06 de esta División.

NOTAS COMUNES A LA DIVISION 0:

1.^a Si el importe total de las cuotas correspondientes a las actividades clasificadas en esta División, ejercidas en la misma explotación, fuese inferior a 6.000 pesetas, el sujeto pasivo tributará por cuota cero.

2.^a Cuando la actividad ganadera se ejerza en el régimen denominado «ganadería integrada», las cuotas correspondientes serán satisfechas por el «ganadero integrador» o dueño del ganado.

3.^a A efectos de esta División, se entenderá extensiva la explotación realizada con disposición total o parcial de una base territorial con aprovechamiento de pastos o prados para alimentar el ganado.

ANEXO II

INSTRUCCION

Regla 1.^a: Contenido de las Tarifas

Las Tarifas contenidas en el Anexo I anterior comprenden:

a) La descripción y contenido de las actividades de ganadería independiente.

b) Las cuotas correspondientes a cada actividad de ganadería independiente, determinadas mediante la aplicación de los correspondientes elementos tributarios regulados en las Tarifas y en la Instrucción del Impuesto.

Regla 2.^a: Ejercicio de las actividades gravadas

El mero ejercicio de cualquier actividad de ganadería independiente especificada en las Tarifas, así como el mero ejercicio de cualquier otra actividad de esa naturaleza no especificada en aquéllas, dará lugar a la obligación de presentar la correspondiente declaración de alta y de contribuir por este impuesto, salvo que en la Instrucción se disponga otra cosa.

Regla 3.^a: Concepto de la actividad de ganadería independiente

1. Tienen la consideración de actividades de ganadería independiente, en tanto que actividades empresariales en los términos previstos en el artículo 80.1 de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, reguladora de las Haciendas Locales, las que tengan por objeto la explotación de un conjunto de cabezas de ganado que se encuentre comprendido en alguno de los casos siguientes:

a) Que pade o se alimente fundamentalmente en tierras que no sean explotadas agrícola o forestalmente por el dueño del ganado. A estos efectos se entenderá, en todo caso, que las tierras están explotadas por el dueño del ganado cuando concurra alguna de las circunstancias siguientes:

1.^a Que éste sea el titular catastral o propietario de la tierra.

2.^a Cuando realice por su cuenta a cualquier título, actividades tales como abonado de pastos, siegas, henificación, ensilaje, empacado, barbecho, recolección, podas, ramoneo, aprovechamiento a diente, etc., necesarias para la obtención de los henos, pajas, silos o piensos con que se alimenta fundamentalmente el ganado.

b) El estabulado fuera de las fincas rústicas, no considerándose como tal el ganado que sea alimentado fundamentalmente con productos obtenidos en explotaciones agrícolas o forestales de su dueño, aún cuando las instalaciones pecuarias se encuentren situadas fuera de las tierras.

c) El trashumante o trasterminante, no considerándose como tal el ganado que se alimente fundamentalmente con pastos, silos, henos o piensos obtenidos en tierras explotadas por el dueño del ganado.

d) Aquel que se alimente fundamentalmente con piensos no producidos en la finca en que se críe.

2. A los efectos de lo dispuesto en el apartado anterior, se entenderá que el ganado se alimenta fundamentalmen-

te con piensos no producidos en la finca en que se críe, cuando la proporción de éstos sea superior al cincuenta por ciento del consumo total de henos, pajas, silos o piensos, expresados en kilogramos.

3. Los titulares de explotaciones ganaderas que bajo cualquier forma de retribución acojan, como «ganaderos integrados», ganado propiedad de terceros, no tributarán en este impuesto por dicha actividad, la cual tendrá la consideración de ganadera dependiente.

Regla 4.^a: Facultades

1. Con carácter general, el pago de la cuota correspondiente a una actividad de ganadería independiente, facultativa exclusivamente para el ejercicio de esa actividad, salvo que en la Ley reguladora de este impuesto, en las Tarifas o en la Instrucción se disponga otra cosa.

2. No obstante lo anterior, el pago de las cuotas correspondientes al ejercicio de actividades de ganadería independiente, clasificadas en la División 0 de la Sección 1.^a de las Tarifas, faculta para la venta al por mayor y al por menor, así como para la exportación, de los productos, subproductos y residuos obtenidos como consecuencia de tales actividades.

Asimismo, el pago de las cuotas a que se refiere el párrafo anterior, faculta para la adquisición, tanto en territorio nacional como en el extranjero, de las materias primas necesarias para el desarrollo de las actividades correspondientes, siempre que las referidas en materias primas se integren en el proceso productivo propio.

Para el ejercicio de las actividades de ganadería independiente, así como para el desarrollo de las facultades que se regulan en esta Regla, los sujetos pasivos podrán disponer de almacenes o depósitos cerrados al público. La superficie de los referidos almacenes o depósitos no se computará a efectos de lo dispuesto en la letra F) del apartado 1 de la Regla 14.^a de la Instrucción, contenida en el Anexo II del Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre.

Regla 5.^a: Lugar de realización de las actividades

A efectos de este impuesto, las actividades de ganadería independiente no se ejercen en local determinado. En consecuencia con ello, el lugar de realización de dichas actividades será el término municipal en el que radiquen las respectivas explotaciones.

A estos efectos se entiende por explotación ganadera independiente la totalidad de los bienes inmuebles e instalaciones sitios en el término municipal en los que el mismo titular ejerza dicha actividad.

Regla 6.^a: Consideración de las explotaciones en las que se ejerce la actividad de ganadería independiente

Los bienes inmuebles e instalaciones que integran las

explotaciones en las que se ejerzan las actividades de ganadería independiente, no tienen la consideración de locales a efectos de lo dispuesto en la Regla 6.^a, y concordantes, de la Instrucción contenida en el Anexo II del Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre. Tampoco tienen tal consideración los almacenes y depósitos a que se refiere el párrafo tercero del apartado 2 de la Regla 4.^a de la presente Instrucción.

En consecuencia con lo dispuesto en el párrafo anterior, para el cálculo de las cuotas correspondientes al ejercicio de actividades de ganadería independiente no será de aplicación el elemento tributario de superficie regulado en la Regla 14.^a.1.F) de la Instrucción contenida en el Anexo II del Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre, y sobre dichas cuotas tampoco será de aplicación el índice previsto en el artículo 89 de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre.

Regla 7.^a: Régimen de las cuotas

1. Las cuotas correspondientes a las actividades de ganadería independiente contenidas en las Tarifas son todas ellas cuotas mínimas municipales, siéndoles de aplicación lo dispuesto en la Regla 10.^a de la Instrucción contenida en el Anexo II del Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre.

2. El elemento tributario constituido por el número de cabezas se entenderá referido a las que la explotación mantenga simultáneamente a lo largo de un año, con exclusión del número de cabezas que sucesivamente sean objeto de la explotación en razón de los ciclos productivos que tengan lugar dentro de ese período.

3. Las oscilaciones en más o en menos no superiores al 20 por 100 de los elementos tributarios, no alterarán la cuantía de las cuotas por las que se venga tributando. Cuando las oscilaciones de referencia fuesen superiores al 20 por 100, las mismas tendrán la consideración de variaciones a efectos de lo dispuesto en el párrafo segundo del artículo 91.2 de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, si bien, la obligación de comunicar dichas variaciones procederá sólo cada cinco años, sin perjuicio de las declaraciones de alta o baja que voluntariamente realicen los contribuyentes para cada ejercicio, en su caso.

4. Cuando en las explotaciones ganaderas concorra alguno de los casos de interdicción judicial, incendio, inundación, hundimiento, graves averías en los equipos de las instalaciones, así como en los casos de pestes o epizootias, los interesados darán parte a la Administración Gestora del impuesto, a los efectos previstos en el número 4 de la Regla 14.^a de la Instrucción contenida en el Anexo II del Real Decreto Legislativo 1.175/1990, de 28 de septiembre.

PLANES Y PROGRAMAS

201/000001

La Mesa de la Cámara, en su reunión del día de hoy, ha adoptado el acuerdo que se indica respecto del asunto de referencia:

(201) Planes y programas.

201/000001.

AUTOR: Gobierno.

Plan Energético Nacional 1991-2000.

Acuerdo:

Admitir a trámite y trasladar a la Comisión de Industria, Obras Públicas y Servicios, a efectos de lo establecido en el artículo 198 del Reglamento, Asimismo, publicar en el Boletín y someter a la deliberación del Pleno las propuestas de resolución que se formulen.

En ejecución de dicho acuerdo, se ordena la publicación de conformidad con el artículo 97 del Reglamento de la Cámara.

Palacio del Congreso de los Diputados, 10 de septiembre de 1991.—P. D., El Secretario General del Congreso de los Diputados, **Ignacio Astarloa Huarte-Mendicoa**.

PLAN ENERGETICO NACIONAL 1991-2000

INDICE

	<i>Pág.</i>
I. LINEAS BASICAS DEL PEN 1991-2000	9
II. ESCENARIO INTERNACIONAL	17
II.1. El Entorno Energético Internacional	17
I. Petróleo	17
II. Gas Natural	20
III. Carbón	22
IV. Nuclear	24
V. Energías Renovables	26
II.2. El Marco Comunitario de la Planificación Energética	28
I. Mercado Unico y Competencia	29
II. Seguridad de Suministro	31
III. Protección del Medio Ambiente	33
III. DEMANDA DE ENERGIA	37
I. Metodología de Estimación de la Demanda	37
II. Análisis Sectorial del Consumo de Energía Final	38
III. Previsiones de Demanda de Energía Final	45
IV. Demanda de Energía Primaria	49
IV. OFERTA DE ENERGIA	54
IV.1. Sector Eléctrico	54
I. Nuevo Equipamiento Eléctrico Peninsular	54
II. Nuevo Equipamiento Eléctrico Extrapeninsular	64
III. Reordenación del Sector Eléctrico	65
IV. Promoción de Calidad de Servicio en el Suministro de Energía Eléctrica	68

IV.2. Sector Nuclear	74
I. Parque Nuclear	75
II. Combustible Nuclear	77
III. Residuos Radiactivos y Desmantelamiento	78
IV. Principales Líneas de Orientación en el Sector Nuclear	80
V. Política Comunitaria Nuclear y Cooperación Internacional	83
IV.3. Sector Carbón	85
I. El Sector del Carbón en la Década de los 80	85
II. Principales Factores Determinantes de la Contribución del Carbón al Abasteci- miento Energético Futuro	86
III. El Plan de Reordenación del Sector del Carbón	91
IV. La Participación del Carbón en el Futuro Suministro Eléctrico Peninsular	92
V. La Investigación y el Desarrollo en el Sector del Carbón	94
VI. Política de Seguridad Minera	94
IV.4. El Sector del Gas Natural	96
I. Previsiones de Demanda	97
II. Suministro de Gas Natural	100
III. Balance Oferta-Demanda	103
IV. Inversiones	105
V. Política de Precios	105
VI. Reordenación del Sector	107
IV.5. Sector Petróleo	108
I. La Evolución del Sector desde el PEN-83	108
II. El Marco Institucional	111
III. La Planificación del Sector en la Década de los 90	113
IV. Seguridad de Aprovisionamiento	114
V. Protección del Medio Ambiente	115
VI. Ahorro y Sustitución	116
VII. Mejora de la Competitividad	117
V. ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE	119
I. Objetivos Medioambientales de la Política Energética	119
II. La Normativa Comunitaria y los Acuerdos Internacionales	125
III. Plan de Medidas y Resultados Previstos	133

VI. LA INVESTIGACION Y EL DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO	141
I. El Plan de Investigación Energética Vigente	141
II. Líneas de Actuación Futura	146
ANEXO 1. PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA 1991-2000	153
1. Introducción	153
2. Objetivos del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética	156
3. Articulación e Instrumentación: Los Programas de Actuación	161
4. Efectos Resultantes del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética	181
5. Estrategias de Actuación	186
6. Inversiones y Recursos Públicos	189
7. Hipótesis de Superación o Minorización de Objetivos	195
ANEXO 2. TERCER PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS	197
1. Introducción	197
2. Evolución de la Gestión de los Residuos Radiactivos	199
3. Generación de Residuos Radiactivos	203
4. Desarrollo de Estrategias y Actividades Técnicas	206
5. Aspectos Económicos y Financieros	216
6. Investigación y Desarrollo	227
Apéndice I Conceptos Básicos de la Gestión de los Residuos Radiactivos	234
Apéndice II Orden Ministerial del 1 de diciembre de 1989	239
Apéndice III Glosario de Términos	241

I

LINEAS BASICAS DEL PEN 1991-2000

El PEN establece las líneas básicas de actuación de la política energética en España para la década 1991-2000. Los sectores energéticos suministran productos de uso generalizado tanto en el consumo final como en los procesos productivos, son considerados en ciertos casos como servicios públicos, incluyen actividades con características de monopolio natural, y requieren frecuentemente inversiones en infraestructuras y equipamientos de largo período de maduración y larga vida. Esto significa que, aun en un contexto de desarrollo de los mercados energéticos y de creciente desregulación de los mismos, los imperativos de eficiencia económica, seguridad del suministro y protección del usuario, exigen el establecimiento de mecanismos de regulación en determinadas actividades energéticas, así como la planificación a largo plazo con carácter nacional de decisiones básicas que afectan a los sectores energéticos. La política energética, expuesta de forma sistemática en el PEN, se configura, por consiguiente, como el paradigma de las políticas industriales de carácter sectorial.

El PEN 91 se estructura en cinco grandes epígrafes (Escenario Internacional, Demanda Energética, Oferta Energética, Energía y Medio Ambiente, Política de I+D) y dos Anexos (Plan de Ahorro y Eficiencia Energética y Plan General de Residuos Radiactivos).

El escenario energético internacional que sirve de referencia al PEN 91, recoge las previsiones de los organismos internacionales especializados, fundamentalmente la AIE, así como las anticipaciones que están sirviendo de base en las empresas del sector para la fijación de las condiciones contractuales en operaciones mercantiles con efectos a largo plazo (por ejemplo la compra de reservas).

Aun con las características de incertidumbre propias de algunos mercados energéticos, como el petrolífero, es razonable anticipar una evolución tendencial moderada de los precios energéticos, en un contexto de inevitables fluctuaciones, aunque previsiblemente menos acusadas que las de las dos décadas pasadas.

Líneas básicas del PEN 1991-2000

El escenario de evolución del mercado del carbón, con la existencia de una oferta mundial diversificada y de bajo coste de extracción, permite anticipar un contexto de precios claramente moderados, para esta fuente energética.

Las fluctuaciones del precio del petróleo continuarán afectadas por la incertidumbre ligada a la fuerte concentración de reservas en el Oriente Medio, aunque la experiencia histórica reciente permite sin embargo anticipar un contexto más estable y precios medios reales no alejados de los actuales. En primer lugar, la intervención internacional en la crisis del Golfo atenúa la percepción del riesgo de graves perturbaciones del mercado originadas en el área. En segundo lugar, la propia crisis del Golfo ha puesto de manifiesto la voluntad de los países productores, con sus actuaciones compensatorias a la supresión de los suministros de Irak y Kuwait, de limitar estas fluctuaciones, y la capacidad de los países consumidores de la AIE de diseñar rápidamente medidas de emergencia y disponibilidad de los stocks, de indudable efecto estabilizador. En tercer lugar, como se ha puesto de manifiesto en el Seminario de países productores y consumidores celebrado en París, existe una práctica unanimidad, tanto entre productores como consumidores, en considerar gravemente lesiva para la economía de ambos a medio plazo, no solamente la inestabilidad de los mercados, sino el mantenimiento de precios excesivamente elevados o excesivamente reducidos. Por último, hay que tener en cuenta el efecto estabilizador a medio plazo de la mejora de la eficiencia en las infraestructuras energéticas de la URSS, país con enormes reservas de hidrocarburos.

Los precios del gas continuarán evolucionando en función de los precios del petróleo, aunque en el caso de la Europa comunitaria las condiciones físicas y contractuales de los suministros de esta fuente de energía son más estables. La estabilidad y seguridad de los suministros de gas a la CEE se incrementarán en la próxima década tanto por el proceso de transformación económica en la URSS, y el impacto positivo del desarrollo de la Carta Europea de la Energía, como por el desarrollo de las nuevas infraestructuras, como el nuevo gasoducto entre Argelia y España a través de Marruecos y la conexión con la red

de gasoductos europeos, una vez finalizado el tramo Lacq-Calahorra y las inversiones que se realicen para facilitar el suministro de gas soviético.

En este contexto, el fuerte crecimiento de consumo de gas natural previsto en la CEE por razones tanto económicas como medioambientales, el inevitable crecimiento del consumo de productos petrolíferos en aquellas actividades con limitada sustituibilidad, como es el caso del transporte, y la práctica congelación de los programas de ampliación de la capacidad nuclear en los países comunitarios con la excepción de Francia, va a provocar una fuerte disminución de la tasa de autoabastecimiento energético de la Europa comunitaria, aunque en un escenario de mejora en la garantía de suministros, fundamentalmente de gas natural, configurado por la aplicación de la Carta Europea de la Energía y las iniciativas comunitarias en este sentido.

A lo largo de la presente década, el marco institucional de los sectores energéticos en la CEE, fundamentalmente de los sectores gasístico y eléctrico, registrará un proceso de transformación acorde con la construcción del mercado interior energético en la Comunidad. La mayoría de los países miembro considera que este proceso debe abordarse con prudencia, teniendo en cuenta las características específicas de dichos sectores y valorando adecuadamente los mecanismos de funcionamiento y las estructuras empresariales y productivas existentes en los países miembro.

La previsión de la demanda energética de energía final a largo plazo depende de un gran número de factores, esencialmente el crecimiento económico, su distribución sectorial, los precios energéticos y el ritmo de renovación de los equipos, estando afectada lógicamente por un elevado grado de incertidumbre. Se ha seleccionado, de entre los diferentes escenarios analizados para nuestro país, un escenario central coherente con el marco energético internacional y comunitario expuesto en el PEN. El perfil de crecimiento de la demanda tendencial de energía final calculado se minorará por el efecto inducido por las medidas del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) contenido en el PEN. A partir de la demanda ob-

Líneas básicas del PEN 1991-2000

jetivo de energía final así estimada se calculan las necesidades de energía primaria, teniendo en cuenta la energía utilizada en la generación de electricidad, los consumos propios de los sectores energéticos y las pérdidas derivadas de la transformación, distribución y transporte de energías.

El crecimiento medio previsto para la demanda tendencial de energía final es superior al registrado en la década de los 80. Esta evolución refleja en gran medida la situación de partida en el nivel de consumo per cápita (que en 1990 fue el 64 % del valor medio de la CEE), las expectativas de crecimiento industrial (una vez superada la profunda crisis de la primera mitad de la pasada década), y el escenario de precios medios moderados para la energía previsto para los próximos diez años. El peso del consumo final en el sector del transporte continuará aumentando en el balance de energía final, disminuyendo el industrial y manteniéndose prácticamente la importancia relativa del resto (consumo residencial, terciario y otros). El PAEE prevé inducir un ahorro de energía final equivalente, al 7,2 % del consumo tendencial previsto en el año 2000, lo que implica un crecimiento medio previsto para la demanda objetivo de energía final de un 2,4 % anual para la presente década.

El perfil de evolución de la demanda de energía primaria refleja no sólo el efecto del PAEE en el consumo de energía final, sino en el resto de las fases del ciclo energético, e igualmente el impacto de la mejora en la eficiencia de la transformación energética (esencialmente el elevado rendimiento de las nuevas opciones del equipamiento eléctrico previstas en el PEN). El efecto global de las medidas programadas añadido al ahorro inercial (derivado de la sustitución de equipos por otros más eficientes al margen de los programas del Plan, la tendencia de la estructura económica hacia un menor peso de los sectores intensivos en energía, etc.) deberá propiciar una significativa mejora de la eficiencia energética, reflejada en la reducción del 12 % prevista en el ratio consumo de energía primaria/PIB, a lo largo del periodo cubierto por el PEN. El cambio de estructura de la demanda de energía primaria a lo largo de la década refleja un aumento del peso del gas natural y de las energías renovables y el descenso de la importancia relativa de la energía nuclear, el petróleo y el carbón.

La evolución de la estructura de la demanda de energía primaria prevista en el PEN se corresponde con la orientación de la política energética dirigida a lograr un adecuado equilibrio de los diferentes objetivos de la misma (coste, diversificación, autoabastecimiento y protección medioambiental) entre los que existe un evidente «trade-off». El aumento del peso del gas natural y de las energías renovables supone una significativa contribución al logro de los objetivos de diversificación energética y protección medioambiental. El aumento de la penetración del gas natural se corresponde además con el objetivo de minimización de costes y mejora de la eficiencia.

La potenciación de los recursos energéticos autóctonos (correspondiente al objetivo de autoabastecimiento) se cifra en las energías renovables y en el uso de carbón nacional para la producción eléctrica. La utilización de ambas energías representa un sobrecoste para el sistema energético, en especial el consumo de carbón nacional, y debe por consiguiente registrar un crecimiento limitado. La exigencia de mantener el sobrecoste de la potenciación de los recursos autóctonos dentro de un límite razonable y el fuerte aumento del consumo de gas (por razones de coste, diversificación y protección medioambiental) supondrá una reducción de la tasa de autoabastecimiento del mismo orden que la prevista para el conjunto de la CEE. La seguridad de los suministros exteriores se incrementará no obstante, por la mayor diversificación en el consumo de hidrocarburos (mayor peso del gas y menor del petróleo), la construcción de una infraestructura de conexión estable para el transporte de gas natural (gasoductos Argelia-Marruecos-España y Calahorra-Lacq), y la continuación de la política de adquisición de reservas de hidrocarburos en el exterior. Por otro lado, tal como se señala en la referencia al marco comunitario, dado el aumento de la dependencia energética exterior en la CEE, ligado en gran medida al aumento del consumo de gas, la Carta Europea de la Energía tendrá como uno de sus objetivos prioritarios la adopción de medidas para mejorar la seguridad del suministro exterior a Europa, esencialmente de gas natural.

El PEN 91 concede una especial importancia a la instrumentación del *Plan de Ahorro y Eficiencia Energética*, en la medida en que las metas de dicho Plan representan una contribución esencial al lo-

Líneas básicas del PEN 1991-2000

gro de los diferentes objetivos de la política energética. Este Plan prevé la implantación de cuatro Programas: Ahorro Energético, Sustitución, Cogeneración y Energías Renovables. Las ayudas públicas previstas en el Plan alcanzan cerca de los 200.000 millones de ptas. y las inversiones inducidas en aplicación de los diferentes Programas más de 1 billón de ptas. Al objetivo de mejora de la eficiencia energética de un 12 %, ya señalado, se añade una presencia significativa de las energías renovables en el balance de energía primaria.

La política de oferta energética del PEN 91 está dirigida a propiciar la cobertura de la demanda prevista, de acuerdo con los objetivos de la política energética ya señalados, y con el máximo grado de flexibilidad en la adaptación a las posibles desviaciones en relación al escenario central considerado. Esto significa contar con el mercado como mecanismo fundamental de la asignación de recursos, recurriendo a la planificación energética solamente cuando imperativos de eficiencia, reducción de riesgos o protección del usuario así lo exija. Dadas las características de los diferentes sectores energéticos, la planificación de la oferta juega un papel importante en sectores como el gasístico y el eléctrico, mientras que son esencialmente los mecanismos de mercado los que operan en la toma de decisiones en el sector petrolero. Las características del sector de la minería del carbón, inmerso en un proceso de reestructuración por imperativo comunitario, requiere, por otro lado, una presencia activa de la Administración en la política de ordenación del sector.

La utilización de los mecanismos de mercado como base fundamental en la toma de decisiones contribuye a dotar al sistema energético de una mayor capacidad de autorregulación y, por consiguiente, de adaptación de la oferta a una demanda incierta. En esta misma línea, la política de precios continuará reflejando la evolución de los mercados internacionales, manteniéndose en el caso del carbón el sistema de convergencia a largo plazo establecido en el Nuevo Sistema de Contratación de Carbón Térmico (NSCCT). En todo caso, teniendo en cuenta estos criterios, la fiscalidad indirecta sobre los productos energéticos se utilizará como instrumento adicional para la consecución de los objetivos energéticos y medioambientales del PEN.

La política de oferta en el Sector Eléctrico presta una atención especial a la planificación del nuevo equipamiento eléctrico. El crecimiento medio de la demanda peninsular de energía eléctrica previsto para la próxima década es del orden del 3,5 % anual. A este ritmo de crecimiento de la demanda el actual parque de generación sería insuficiente para abastecer el sistema a mediados de la década. Debe señalarse no obstante que, dada la flexibilidad que proporciona el contrato vigente de importación de Francia, la demanda puede crecer hasta un 4,5 % anual entre 1991 y 1994 sin que el Sistema Público Peninsular registre un déficit de generación de energía eléctrica. La previsión de demanda peninsular de energía eléctrica se incrementa con la exportación de apoyo a Francia y la previsible exportación de Marruecos. En función de la evolución prevista de la demanda de energía eléctrica, de los diferentes requerimientos técnicos y de seguridad (potencia de reserva, etc.) y del mantenimiento de la hipótesis conservadora de crecimiento homotético de la curva de carga (corregido con el establecimiento previsto de medidas de gestión de la demanda), se calculan las necesidades de potencia en el periodo de planificación.

La cobertura de las necesidades de potencia corre a cargo, en primer lugar, del actual parque de generación que se mantiene operativo en su práctica totalidad: las bajas previstas antes del año 2000, incluyen únicamente seis grupos de fuel y uno de carbón que representan un total de 417 MW. El alargamiento de la vida útil del parque existente es la alternativa de menor coste comparada con cualquier otra opción de nueva capacidad. En segundo lugar, a través del impulso del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, el PEN prevé incrementar sustancialmente el suministro de electricidad procedente de los autoprodutores, hasta cubrir en torno a un 10 % de la generación de electricidad en el año 2000, un valor similar a la media actual en la CEE, siguiendo imperativos medioambientales (uso predominante del gas en cogeneración y de energías renovables), de eficiencia energética (mejor rendimiento de la energía primaria consumida, menor coste de transporte y distribución) y reducción del esfuerzo inversor del Sistema Público Peninsular (SPP). El aumento de potencia previsto del SPP hasta el año 2000 incluye 902 MW de nueva potencia hidráulica, 1.338 MW de carbón na-

Líneas básicas del PEN 1991-2000

cional, 550 MW de carbón de importación, 1.835 MW de nueva potencia de gas (nuevo ciclo combinado, y adaptación a ciclo combinado y repowering de centrales de fuel) y 300 MW de turbinas de gas, además de 1.000 MW de energía eléctrica importada de Francia. El volumen de inversión previsto para el SPP en este nuevo parque de generación hasta el año 2000 es del orden de 950.000 millones de ptas. de 1990, incluyendo la inversión en alargamiento de vida útil del parque actual y la mejora de la operatividad y flexibilidad del parque existente. El coste del kWh generado por el nuevo equipamiento es inferior en un 23 %, aproximadamente al coste medio de generación del parque actual.

La opción del nuevo equipamiento permite conjugar los objetivos de minimización de costes (alargamiento de la vida útil de las instalaciones, importación de energía eléctrica de Francia, utilización de gas natural en tecnologías de más alto rendimiento, uso de turbinas de gas como potencia de reserva, etc.), potenciación de recursos autóctonos (uso del carbón nacional y recursos hidráulicos), protección medioambiental (aumento del uso del gas natural, hidráulica y de energía eléctrica importada, además de la utilización de nuevas tecnologías limpias en centrales de carbón nacional), y diversificación (aumento del peso del gas natural y reducción de la importancia relativa de la energía nuclear). La opción de nuevo equipamiento elegida permite además minimizar la inversión del SPP y por consiguiente, el impacto financiero sobre el sistema eléctrico y abordar el proceso de aumento de la capacidad de manera más flexible. Además de la flexibilidad en la elección de la fecha de suministro de energía eléctrica francesa, la posibilidad de modular el proceso de inversión permite adaptar mejor el calendario de inversiones a la evolución real de la demanda de energía eléctrica a lo largo de la década.

La política de oferta en el sector eléctrico incluye igualmente el modelo propuesto de reordenación del sector, cuyo marco regulador quedará plasmado en la Ley del Sistema Eléctrico, y las líneas de actuación para promover la mejora de la calidad del servicio eléctrico que se concretarán en un Plan de Calidad desarrollado en coordinación con las CC.AA.

El PEN no prevé ampliar la capacidad de *generación nuclear* a lo largo del período de planificación por lo que el peso de la energía nuclear en la generación eléctrica (un 36,7 % en 1.990, estando España en el tercer lugar de la CEE por la importancia relativa de esta energía) pasará a ser de un 23 % en el año 2000. La política energética en el sector de la energía nuclear se orientará hacia el mantenimiento de las centrales nucleares en operación en condiciones óptimas de seguridad y fiabilidad, la optimización del ciclo de combustible nuclear así como a la política de I+D, orientada tanto a promover la optimización del funcionamiento del parque actual, como a la presencia en el desarrollo tecnológico de nuevas opciones de generación nuclear (reactores avanzados, reactores de seguridad pasiva, reactores de seguridad intrínseca, fusión, etc.). La política de gestión del combustible nuclear permitirá incrementar la cobertura nacional de la primera parte del ciclo de combustible nuclear del 27 % actual a un 48 % al final del período de planificación, mediante la ampliación de la producción de concentrados de uranio hasta cubrir el 80 % de las necesidades nacionales.

La política de oferta en el *sector gasístico* se orientará a facilitar el suministro de gas en las mejores condiciones de coste y seguridad a los diferentes sectores consumidores: doméstico-comercial, industrial, cogeneración y centrales eléctricas. El fuerte crecimiento del consumo de gas previsto en el PEN (pasando de un 5,6 % de la energía primaria en 1990 a un 12 % en el año 2000) responde a imperativos de coste, eficiencia, protección del medio ambiente y diversificación energética. A pesar de este fuerte crecimiento, la contribución del gas al balance energético español todavía permanecerá sensiblemente por debajo de la media comunitaria, que en la actualidad es un 18,5 % de la energía primaria, con un previsible aumento a lo largo de la presente década.

La política de infraestructuras en el sector se orientará en función de las necesidades de transporte derivadas del programa de gasificación del país, y de la mejora de la seguridad y estabilidad del sistema gasístico. La ampliación al suministro por gasoducto de los sistemas de gas importado, limitados hasta ahora a la importación a tra-

Líneas básicas del PEN 1991-2000

vés de buques metaneros, tendrá un importante efecto en ese sentido. Además las conexiones de la Red Nacional de Gasoductos con la Red Europea y con los pozos argelinos, integrarán al sistema español en conjuntos más amplios, con las posibilidades de acceso a nuevos suministros y de ayuda mutua que ello comporta. La fiabilidad del sistema se completará mediante la mejora del mallado de la red, la construcción de almacenamientos de reserva y el desarrollo de puertos para metaneros. Igualmente para mejorar la seguridad de suministro a los consumidores finales, se desarrollarán almacenamientos subterráneos a partir de yacimientos de gas. La inversión estimada para el período 1991-2000 se estima en una cifra del orden de 500.000 millones de ptas.

La política de suministros conjuga la minimización del coste de transporte (por consiguiente, el suministro preferente de Argelia), con la diversificación a través de los contratos con Libia, Noruega, Nigeria y el posible con la Unión Soviética. Por otro lado, la necesidad de armonizar para el conjunto de países consumidores europeos los objetivos de minimización del coste de transporte y la diversificación de los suministros, permitirá avanzar en el diseño de nuevas formas contractuales (por ejemplo acuerdos «swap»).

La política energética en el sector del carbón se orienta a su potenciación como recurso energético autóctono, con las limitaciones impuestas por el sobrecoste que implica su utilización, el imperativo comunitario de reducción de ayudas públicas a la minería energética, y los requerimientos medioambientales.

Por esta razón, el nuevo equipamiento eléctrico incorpora una potencia de 1.338 MW de carbón nacional, correspondiente a la ampliación de la producción de carbón previsible a un coste inferior al precio de referencia establecido de acuerdo con criterios comunitarios. La ampliación de capacidad de generación eléctrica utilizando carbón se realiza, además, optimizando los emplazamientos existentes e incorporando nuevas tecnologías limpias de generación (lecho fluido atmosférico y presurizado, así como gasificación integrada con ciclo combinado) a una parte importante de la nueva potencia.

El imperativo comunitario de reducción de las ayudas públicas a la minería del carbón, y la ne-

cesidad de reducir el sobrecoste que representa para el sistema energético español la utilización del carbón nacional, exigen la puesta en práctica de una política de reordenación del sector del carbón en España. En aplicación de las Resoluciones de la Comisión de la CEE, el Gobierno presentó un Plan de Reordenación de la minería de carbón sin contrato-programa para el período 1990-1993 en curso de ejecución, que deberá permitir a las empresas afectadas converger en sus costes unitarios hacia el precio de referencia, tanto por la reducción de los costes en la minería subterránea, como por el aumento del peso de la producción a cielo abierto en el mix de producción.

Para el conjunto de la actividad de la minería en empresas sin contrato-programa, seguirá vigente el marco establecido por el Nuevo Sistema de Contratación de Carbón Térmico. El precio de referencia para la contratación de los suministros procedentes de la minería subterránea seguirá convergiendo, de acuerdo con la fórmula establecida, hacia el precio medio europeo de los suministros al sector eléctrico. El precio en el segmento de cielo abierto continuará siendo fijado libremente por las partes, pero referido a contratos de suministro a largo plazo.

En todo caso, en el marco del NSCCT, la política energética se orientará a facilitar la aproximación gradual del precio medio del carbón nacional para usos eléctricos al coste marginal a largo plazo del carbón importado.

Las empresas del sector del carbón sin contrato-programa que reciban ayudas a través del mecanismo del suplemento de precio, deberán desarrollar sus planes de empresa en el marco establecido por el Plan de Reordenación del sector de la minería de carbón sin contrato-programa para el período 1990-1993, en curso de ejecución. El objetivo de este Plan es la reducción del coste unitario medio, a través de la mejora de la competitividad de la minería subterránea y del aumento del peso de la producción a cielo abierto en el mix de producción.

Las empresas del sector que reciban ayudas a través del sistema de contrato-programa, deberán igualmente presentar planes de empresa que cumplan el requerimiento comunitario de reducción de las ayudas públicas para que estas ayudas puedan ser autorizadas por la CEE.

Líneas básicas del PEN 1991-2000

La evolución del sector *del petróleo* en los próximos años se encuadra en un marco de referencia muy diferente al de la década pasada. En primer lugar, la culminación del proceso de adaptación del Monopolio de Petróleos, y la creciente integración de la industria petrolera española en el mercado comunitario, asegurarán un nivel de competencia en el mercado español similar al del resto de la Comunidad; las decisiones empresariales tendrán, por tanto, un mayor peso en la realización de las estrategias a seguir para alcanzar los objetivos de la política energética. Por otra parte, y a diferencia de la situación a principios de los ochenta, el clima de los mercados internacionales de crudos es más favorable, tanto en lo que se refiere a oferta de suministros como en lo relativo a expectativas de precios, favoreciendo el funcionamiento de los mecanismos del mercado en el ajuste entre oferta y demanda.

Los objetivos de la política energética para el sector, entre los que destaca la garantía del aprovisionamiento, reflejan asimismo la creciente importancia de la protección del medio ambiente, la necesidad de continuar fomentando el uso racional de esta energía, y el apoyo a la mejora de la competitividad del sector.

La liberalización del sector implica, que en condiciones normales de funcionamiento de los mercados, la seguridad del aprovisionamiento procederá en mayor medida de las estrategias utilizadas por las compañías petroleras para garantizar su suministro de crudos. Por otra parte, el Gobierno velará por la garantía de suministro en eventuales situaciones de emergencia, mediante el mantenimiento y la gestión —en situaciones de crisis— de las reservas estratégicas recomendadas por la Agencia Internacional de la Energía y la CEE, y la aplicación de medidas específicas cuya eficacia se puso de manifiesto durante la crisis del Golfo. La dimensión comunitaria de la estrategia de aprovisionamiento se acentuará con la entrada en vigor de la Carta Europea de la Energía, y la definición consensuada de los ámbitos de competencia de las políticas energéticas nacional y comunitaria, en el seno de la Conferencia Intergubernamental para la Unión Política de la Comunidad.

La aplicación de la normativa comunitaria vigente y futura en materia de medio ambiente con in-

cidencia sobre el sector, garantizará a los consumidores españoles los niveles de calidad medioambiental predominantes en la Comunidad. En cuanto al uso racional de los productos petrolíferos, las medidas contempladas en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética permitirán reducir el crecimiento previsto de la demanda; la sustitución por gas natural en la industria —a través de la expansión de la cogeneración fundamentalmente— y en los sectores doméstico y terciario, así como las medidas específicas de ahorro en el sector transporte, serán los principales instrumentos utilizados. Por último, la segregación de los activos comerciales y logísticos de CAMPSA, y la asignación de los activos comerciales a las empresas de refino, junto con la modificación del sistema de relaciones económicas entre dichas empresas y CAMPSA, contribuirán a mejorar la competitividad del sector.

Uno de los objetivos prioritarios de este Plan Energético Nacional es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía.

En este PEN se establecen por primera vez unos *objetivos medioambientales de la política energética* y se presenta el plan de medidas para el logro de esos objetivos en el horizonte 2000.

Los objetivos medioambientales de la política energética se fijan atendiendo a las necesidades previstas de crecimiento económico durante la década, así como a la situación de partida de nuestro país en el contexto de los países de su entorno geográfico y económico y a la dimensión internacional de las políticas medioambientales.

Algunos objetivos se formulan en términos cuantitativos, de manera que sean fácilmente verificables, y otros, dada su naturaleza, sólo en términos cualitativos.

Los objetivos más importantes en lo que se refiere al parque de grandes instalaciones de combustión existentes en el sector eléctrico y de refino de petróleo, son los siguientes: reducir las emisiones de SO₂ en el año 2000 en las grandes instalaciones de combustión en torno al 42 % respecto del año 1980 y reducir las emisiones de NO_x en las grandes instalaciones de combustión existentes hasta alcanzar 263 Kto. en el año

Líneas básicas del PEN 1991-2000

2000. Ambos objetivos superan los compromisos exigidos a nivel global por la correspondiente Directiva de la CEE.

En lo que se refiere al CO₂ se propone como objetivo una limitación de su crecimiento del 36 % entre 1990 y el año 2000 para el total de emisiones de los sectores transformadores de energía.

Otros objetivos son la mejora de la calidad de los productos petrolíferos mediante la reducción del contenido en plomo de las gasolinas y del contenido en azufre en los gasóleos y fuelóleos, así como la minimización del número de nuevos emplazamientos de instalaciones emisoras de gases contaminantes.

Las principales medidas para lograr estos objetivos son el Programa de Ahorro y Eficiencia Energética, el empleo de ciclos combinados con gas natural, el repowering de algunas centrales de fuel-oil existentes y empleo de gas natural como combustible, el aumento de la participación del carbón importado de bajo contenido en azufre en las centrales de carbón nacional, especialmente en las de lignitos, la reducción gradual del contenido de azufre del fuel utilizado en las centrales eléctricas, el aumento significativo de la cogeneración, la utilización de tecnologías de combustión limpias, la utilización de quemadores de bajo NO_x y la combustión por etapas.

Finalmente se avanza en el PEN los que podrían ser nuevos requerimientos y medidas medioambientales de especial repercusión en el sector energético, así como algunas líneas directrices de las futuras políticas que, o bien están en discusión, o bien se ha iniciado su aplicación como son el planteamiento de la reducción de las emisiones con una perspectiva supranacional, las políticas adecuadas para tratar los casos de contaminación transfronteriza y la introducción del concepto de «carga crítica», o cantidad máxima de contaminantes que puede admitir un ecosistema.

El PEN 91 presta especial atención a las actividades de *investigación y desarrollo* del sector energético, analizando los resultados obtenidos hasta ahora desde el inicio de los Planes de In-

vestigación Energética en 1985 y definiendo las líneas de actuación futuras que se desarrollarán a través de las revisiones cuatrianuales del PIE, una vez transcurrido el período de vigencia del Plan de Investigación Energética (PIE) actual a finales de 1992.

Aunque el PIE ha sido generalmente operativo, es necesaria su adaptación a los cambios previstos en el entorno energético, derivados fundamentalmente de la mayor competencia en el área de I+D que traerá consigo la realización del Mercado Interior de la Energía y de la mayor capacidad de asunción de riesgos económicos y tecnológicos por las empresas, como consecuencia de la mayor concentración empresarial en los sectores de gas y electricidad y de la liberalización del sector del petróleo.

Entre las medidas previstas de mejora de la eficiencia del Sistema de Investigación Energética destaca la potenciación de la unidad responsable de la planificación estratégica y de la coordinación de las relaciones del SIE con otras entidades nacionales e internacionales de investigación, lo que contribuirá a una mayor participación de los programas nacionales en los avances obtenidos en la I+D energética internacional, permitirá hacer mayor uso de los recursos financieros que ofrecen diversos organismos de la CEE y facilitará la apertura de la investigación realizada en otros países a las soluciones tecnológicas surgidas en España.

Las líneas generales de la investigación energética, que se desarrollarán a través de los sucesivos Programas de Investigación cuatrianuales, se orientan a la disminución del impacto medioambiental de la producción y uso de la energía, el desarrollo y puesta a punto de nuevas tecnologías de generación de electricidad —con especial énfasis en las que permiten reducir la dependencia de las energías fósiles—, el aumento de la fiabilidad y seguridad de los procesos de conversión energética, y el desarrollo de tecnologías que favorezcan el ahorro energético, la competitividad de las empresas energéticas y la mejora de la calidad de servicio.

II ESCENARIO INTERNACIONAL

II.1 EL ENTORNO ENERGETICO INTERNACIONAL

El objetivo de asegurar el aprovisionamiento en materias primas energéticas adaptadas en cantidad, calidad y precio a las necesidades de la economía nacional, requiere que la planificación energética sea coherente con la evolución previsible de los mercados internacionales de la energía, que proporcionan en la actualidad más del 60 % del consumo nacional de energía primaria. Dentro de estos mercados, son especialmente relevantes los de las energías fósiles que, tanto en España como en el conjunto de los países de la OCDE, continuarán representando más del 80 % del consumo mundial de energía primaria a principios de la próxima década.

El análisis se extiende, no obstante, a las tendencias en la utilización por los países de la OCDE de la energía nuclear y las energías renovables, por el interés que estas energías presentan como alternativa a la dependencia de las energías fósiles.

I. PETROLEO

La principal incertidumbre que plantea el aprovisionamiento energético de los países importadores de energía primaria es la evolución futura del precio del crudo de petróleo, ya que la mayor parte de los suministros de gas natural están indexados directa o indirectamente con este precio, y el del carbón ha registrado históricamente pocas oscilaciones.

I.1. Previsiones a corto y medio plazo

La característica más acusada de la evolución histórica del precio del crudo ha sido su extrema volatilidad. Dentro de las limitaciones que este hecho impone a todo pronóstico, existe un cierto consenso en que el precio del barril de crudo se mantendrá aproximadamente constante en términos reales hasta mediados de la presente década, con oscilaciones coyunturales entre 15 y 25 \$/barril en términos nominales.

Desde el punto de vista de la oferta, los principales factores condicionantes del precio del crudo a medio plazo son la tasa de utilización de la capacidad productiva de los países de la OPEP, el ritmo de recuperación de la producción de Iraq y Kuwait tras la crisis del Golfo, y la magnitud de la probable reducción de la producción en la Unión Soviética.

Suponiendo que la producción de Iraq y Kuwait no se reanude durante 1991, la producción de la OPEP en este año correspondería a una tasa de utilización de la capacidad productiva cercana al 95 %. Se espera, sin embargo, que la capacidad de producción de la OPEP crezca rápidamente a partir de 1992, cuando las reparaciones en curso en Kuwait e Iraq queden terminadas y comience a entrar en funcionamiento el aumento de capacidad que está teniendo lugar en Arabia Saudí, Irán y Venezuela. La tasa de utilización de la capacidad de la OPEP podría disminuir en este caso hasta el 80 % en 1993-1996, el límite mínimo para

El entorno energético internacional

el que la OPEP ha conseguido históricamente mantener el nivel de precios.

El mantenimiento en términos reales del precio del crudo hasta 1996 es consistente con la hipótesis de una lenta disminución de la producción no-OPEP, como consecuencia de un descenso más acusado en los Estados Unidos y la Unión Soviética compensado parcialmente con una mayor producción en algunos países menos desarrollados. La producción en la Unión Soviética puede reducirse en 1991 al 83 % del nivel alcanzado en 1988, afectando a sus exportaciones a la OCDE. Es probable, no obstante, que la mayor parte de la disminución de la producción de la URSS sea compensada por la contracción de la demanda interna —provocada por la clara recesión de la economía soviética— y de las exportaciones netas a países de Europa del Este, cuya capacidad de importación estará limitada por la necesidad de pagar su aprovisionamiento en divisas fuertes.

1.2. Previsiones a largo plazo

La incertidumbre respecto a la evolución futura del precio del crudo aumenta con la prolongación del horizonte temporal considerado.

La Agencia Internacional de la Energía estima como más probable una banda de fluctuación del precio en dólares de 1990 entre 21 y 30\$/barril hasta el año 2000. El análisis de las decisiones inversoras a largo plazo de las compañías petroleras durante el ejercicio de 1991 (compras de reservas y puestas en desarrollo) indica, no obstante, unas expectativas de aumento de precios más moderadas por parte de estas compañías, cuya hipótesis de trabajo se centra en una banda de fluctuación del precio entre 19 y 23\$/barril para lo que resta de decenio. Es probable en todo caso que la evolución real de los precios registre oscilaciones al alza y a la baja de corta duración en torno a ese valor.

La Agencia Internacional de la Energía prevé un crecimiento moderado de la demanda mundial, con una tasa media anual hasta el 2000 en torno al 1,8 %.

El aumento será especialmente acusado en los países menos desarrollados, pero también afectará a los países de la OCDE, cuyo consumo de petróleo en el 2000 podría ser superior al actual en un 8 %. En estos países, la escasez de energías alternativas económicamente viables en los sectores petroquímico y de transporte impedirá estabilizar la demanda, a pesar del continuo esfuerzo por aumentar la eficiencia energética del petróleo; este hecho, junto con la disminución de su producción interior, dará lugar a un aumento significativo de la dependencia de las importaciones, que puede volver a alcanzar el nivel del 70 % registrado en los años 70.

La evolución de la producción mundial a largo plazo depende de la expansión de las reservas recuperables de petróleo, que a su vez está condicionada no sólo por el precio del crudo, sino también por los desarrollos tecnológicos en las técnicas de exploración, y por la disponibilidad de capital de los países productores en desarrollo.

Las 2/3 partes de las reservas mundiales se encuentran situadas en el Golfo Pérsico, generalmente en países con una elevada proporción entre reservas y producción, y con grandes posibilidades de expandir a bajo coste su capacidad productiva; este hecho, junto con los programas de expansión de capacidad iniciados en Arabia Saudí e Irán con la financiación proporcionada por sus ventas durante la crisis del Golfo, hacen prever un aumento muy significativo de la producción en la zona.

Las proyecciones sobre producción futura del resto de los países en desarrollo indican un crecimiento moderado, con una creciente importancia relativa de los países no-OPEP. La Unión Soviética constituye una importante incógnita; a los niveles actuales de producción, sólo tiene reservas para 14 años, a menos que se produzcan mejoras sustanciales en la recuperación de reservas de los actuales yacimientos, mejoras que a su vez están condicionadas por la resolución de las incertidumbres sobre su evolución política y económica.

El resultado global de estas previsiones regionales indica la ausencia de problemas de abastecimiento mundial en el futuro previsible. Pero la producción mundial tenderá a concentrarse en

Cuadro 1
MERCADO INTERNACIONAL DE PETROLEO
(millones de barriles por día)

	1990 (a)	1995	2000
CONSUMO MUNDIAL	65,9	75,0	80,0
OCDE	37,6	40,6	40,4
Europa del Este y Unión Soviética	10,4	12,2	13,2
Países en desarrollo.....	17,9	22,2	26,4
OFERTA MUNDIAL	66,4	75,0	80,0
OCDE	15,8	15,1	13,7
Europa del Este y Unión Soviética	11,7	11,1	11,4
Oriente Medio	17,4	24,8	28,2
Otros países en desarrollo.....	20,2	22,7	25,4
Mejoras de proceso	1,3	1,3	1,3
Variación de stocks.....	0,5	—	—

(a) Preliminar.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía. (Mayo 1991).

Oriente Medio, cuya contribución a la cobertura de la demanda mundial puede registrar un fuerte aumento en los próximos años.

La creciente dependencia de la producción del Golfo Pérsico implica un mayor riesgo de inestabilidad del mercado, que puede ser amortiguado, sin embargo, por otros factores.

En primer lugar, y por lo que a los países productores se refiere, las consecuencias de las crisis de los años 70 han puesto de manifiesto la conveniencia de proteger los mercados a largo plazo a través de una expansión ordenada de la producción, y del mantenimiento de precios moderados, que eviten drásticas reducciones en el consumo de petróleo de los países importadores; desde este punto de vista, el precio apropiado sería el necesario para permitir el desarrollo de sus economías sin poner en peligro el crecimiento económico de los países más desarrollados, que continuarán siendo su principal mercado a principios de la próxima década.

El cambio de actitud se está empezando a poner de manifiesto en los debates de la OPEP, donde

la discusión se centra no sólo en los recortes de producción para mantener los precios a corto plazo, sino también en las necesidades de financiación de las inversiones para mantener la capacidad productiva al nivel que requiera la demanda. Arabia Saudí puede jugar un papel decisivo en la implementación por la OPEP de una política de precios moderados, ya que dispone de la tercera parte de la capacidad de producción de la zona, y necesita fomentar el consumo de petróleo, para hacer frente a los compromisos financieros contraídos con sus aliados en la crisis del Golfo, y para reactivar su economía, especialmente afectada por los precios baratos a mediados de la presente década.

Por otra parte, la perspectiva de una mayor dependencia de las importaciones está fomentando en los países de la OCDE una estrategia de creciente cooperación con los países productores en el desarrollo de sus recursos petroleros para acceder a suministros estables.

La tendencia es más acusada en los países con escasos recursos nacionales, como la mayoría

El entorno energético internacional

de los Estados miembro de la CEE y Japón, cuyo esfuerzo en este sentido se complementa con el que están realizando numerosos países productores para reducir los obstáculos a la inversión extranjera en exploración y producción de petróleo.

La política energética de Estados Unidos está más orientada hacia el fomento de la industria petrolera nacional, pero tendrá que prestar una atención creciente a las relaciones con los países exportadores, ya que, según todas las previsiones, las importaciones pueden aumentar hasta valores superiores al 50 % de la demanda interna a finales de la década.

Cabe esperar, por tanto, que la evolución del precio del crudo a largo plazo tienda a reflejar un nivel aceptable para los intereses de los países exportadores e importadores, una tendencia en la que jugará un importante papel la colaboración entre Estados Unidos y Arabia Saudí, reforzada por la crisis del Golfo, y la entrada en vigor de la Carta Europea, que facilitará la transferencia a la Unión Soviética de la tecnología y el capital necesarios para desarrollar sus recursos petrolíferos.

A pesar de estos factores de estabilidad, los riesgos de crisis son indudables, y hacen necesaria la adopción de medidas para reducir la dependencia de los suministros. Las recomendaciones de la Agencia Internacional de la Energía en este sentido ponen especial énfasis en la diversificación de fuentes energéticas de aprovisionamiento, el fomento de una producción diversificada geográficamente, y la intensificación del esfuerzo para aumentar la eficiencia energética del petróleo, especialmente en el sector de transporte.

II. GAS NATURAL

II.1. Oferta

Las reservas mundiales de gas natural son superiores a las del petróleo, aunque su desarrollo ha sido mucho más lento, debido en gran medida a las dificultades de su transporte y distribución. Las reservas están concentradas en áreas geográficas que generalmente no coinciden con las

de mayor demanda; y los costes de transporte a través de grandes gasoductos y buques metaneros son elevados, por el reducido contenido energético por unidad de volumen que caracteriza el gas natural, y requieren una importante inversión que sólo puede rentabilizar una amplia demanda. Todos estos factores han contribuido a dificultar los intercambios a nivel mundial y a reducir la realización del potencial de producción.

Estas limitaciones han comenzado a superarse en los últimos años, durante los que el aumento de la demanda de gas natural ha permitido la ampliación de las infraestructuras de transporte ligada a nuevos contratos de importación, y está favoreciendo la creciente desregulación de la oferta.

II.2. Demanda

La expansión de la demanda de gas responde fundamentalmente al creciente interés en reducir el impacto medioambiental de la transformación y consumo de energía, y a los avances tecnológicos que han tenido lugar en el diseño, eficiencia y funcionamiento de las plantas de ciclo combinado.

En las pequeñas instalaciones de combustión utilizadas por el sector residencial, el terciario y las PYMES industriales, el procedimiento elegido para reducir las emisiones contaminantes es la mejora de la calidad de los combustibles utilizados, y las ventajas del gas natural en este sentido son evidentes: tiene contenidos casi nulos de azufre y reducidos de NO_x , su combustión no produce prácticamente partículas y las emisiones de CO_2 que se originan en su combustión son inferiores a las del gasóleo y el fuel, y en torno al 60 % de las del carbón. Además, los equipos para su combustión son más sencillos, y el gas permite en general obtener mayores rendimientos, incluso en calderas convencionales. Esta competitividad del gas natural será determinante para la sustitución de los productos petrolíferos y el carbón por este combustible en estos sectores.

En las grandes instalaciones de combustión —centrales eléctricas en su mayoría— las ventajas medioambientales del gas permiten ahorros de costes considerables respecto al uso de otros combustibles fósiles. La legislación medioam-

Gas natural

biental de los países desarrollados suele establecer límites a la concentración de los contaminantes convencionales emitidos, cuyo cumplimiento requiere el uso de equipos específicos de desulfuración y separación de partículas, cuando se emplean combustibles fósiles distintos al gas. Por otra parte, el control de emisiones de CO₂ sólo puede realizarse utilizando combustibles con reducidas emisiones de este contaminante, ya que la tecnología actual no permite la eliminación o transformación de las emisiones a costes soportables.

Además de las ventajas medioambientales, el impulso al consumo de gas natural procederá de la expansión de los usos eléctricos de este combustible propiciada por el desarrollo tecnológico de las turbinas de gas, que ha permitido aumentar su fiabilidad, alargar su vida útil hasta períodos muy próximos a los de las centrales convencionales de fuel o carbón, y mejorar su rendimiento —en ciclos combinados, el rendimiento puede alcanzar valores en torno al 45 %, frente al 35-37 % de las centrales convencionales—. Las nuevas tecnologías de ciclo combinado son de fácil acceso, tanto por su reducido coste fijo —del orden de la mitad del necesario para centrales de carbón con equipos convencionales de combustión limpia— como por la estandarización del diseño de las centrales, cuya construcción puede realizarse en periodos breves y ciertos. El aumento previsto de los usos eléctricos del gas responde también al interés en los proyectos de cogeneración de vapor y electricidad, cuyo rendi-

miento puede alcanzar hasta el 65 %, favoreciendo además la apertura de la generación de electricidad a la competencia de los autoprodutores.

Como consecuencia de todos estos factores, la Agencia Internacional de la Energía prevé un crecimiento del consumo de gas natural para generación de electricidad en los países de la OCDE en torno al 6 % anual hasta mediados de la próxima década.

En los países miembro de la Comunidad Económica Europea, la derogación en 1990 de la directiva 75/404, que restringía el uso de gas natural en centrales eléctricas, ha eliminado el principal obstáculo a su expansión. Esta decisión de la Comisión facilitará el cumplimiento del compromiso asumido por la CEE de estabilizar las emisiones de CO₂ en el año 2000 al nivel registrado en 1990, así como la diversificación de los suministros energéticos.

II.3. Precios

Las previsiones sobre evolución de precios del gas natural indican el probable mantenimiento de niveles relativamente bajos, y más independientes del precio del petróleo, durante la primera mitad de los años 90, como consecuencia de una abundancia relativa de suministros. En la segunda mitad de la década, los precios pueden hacerse más sensibles a las variaciones de los precios de los productos petrolíferos con los que compi-

Cuadro 2
ESTRUCTURA DE LA ENERGIA PRIMARIA EN LA OCDE

	1989	1995	2000	
Combustibles sólidos	24,0	23,0	24,2	
Petróleo	44,3	43,5	41,3	
Gas Natural	19,1	20,7	21,8	
Nuclear	10,2	10,3	10,2	
Hidráulica y otras	2,4	2,5	2,5	
[Total OCDE]	[100,0]	100,0	100,0]	

Fuente: Agencia Internacional de la Energía. Mayo 1991. Nueva metodología.

El entorno energético internacional

ten, a medida que se vayan ajustando la oferta y la demanda.

Esta tendencia general es compatible con una diversidad de comportamientos de los precios en regiones mundiales específicas, porque los elevados costes de transporte del gas natural contribuyen a la fragmentación del mercado internacional.

En Estados Unidos, la repercusión del precio de los productos petrolíferos será más limitada porque el gas tiene su propio balance oferta-demanda de formación de precios, como consecuencia de la importancia de la producción nacional y la extensión de su red de transporte.

En el mercado europeo, el precio del gas se establece en contratos de suministro a largo plazo que vinculan dicho precio al de los productos petrolíferos que sustituye, lo que reduce la influencia de la relación oferta-demanda de gas a corto plazo; las fórmulas específicas de indexación acordadas en los contratos dependen, sin embargo, del balance regional entre oferta y demanda, en el que tendrá especial importancia la ampliación de los suministros procedentes de Argelia y la Unión Soviética. Ambos países disponen de cuantiosas reservas, cuya explotación depende del desarrollo de la demanda en Europa Occidental en la escala suficiente para mejorar la capacidad de producción y rentabilizar la expansión de la infraestructura de transporte.

La construcción del gasoducto entre España y el Magreb es un primer paso para ampliar significativamente el suministro de gas natural a Europa,

a un coste inferior al procedente de la Unión Soviética y del aumento de la capacidad de exportación de Noruega.

La contribución de la Unión Soviética puede ser aún más relevante: con un 40 % de la producción mundial y unas reservas probadas muy superiores a las del petróleo, este país es el principal productor de gas natural y la exportación a Europa Occidental es su principal vía de acceso a la importación de los bienes de consumo y de inversión esenciales para su recuperación económica; con el apoyo técnico y económico necesario, se espera que el crecimiento inicialmente moderado de sus exportaciones como consecuencia de los actuales estrangulamientos de oferta, se acelere en la segunda mitad de la presente década; en consecuencia, las exportaciones soviéticas a Europa Occidental podrían triplicarse en los próximos 15 años.

La cooperación de los países miembro de la Comunidad Económica Europea con Argelia y la Unión Soviética en el contexto de la Carta Europea de la Energía es un factor decisivo en este sentido.

III. CARBÓN**III.1. Oferta**

La abundancia de reservas mundiales recuperables de carbón, y su dispersión geográfica, con-

Cuadro 3
DEMANDA MUNDIAL DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS
(mn. tep)

	1989	1995	2000	
OCDE	970	1.022	1.127	
Unión Soviética y Europa del Este	594	602	607	
Países en vías de desarrollo.....	790	991	1.199	
Total mundial.....	2.354	2.615	2.933	

Fuente: Agencia Internacional de la Energía. Mayo 1991.

Carbón

tribuirán a mantener la seguridad de suministro que ha caracterizado tradicionalmente al mercado internacional del carbón. De los tres primeros productores mundiales —China, la Unión Soviética y Estados Unidos— dos tienen una capacidad de exportación limitada: China, donde el aumento del consumo interno absorberá la mayor parte de la producción, y la Unión Soviética, cuya producción se mantendrá virtualmente estable por los estrangulamientos en su red de transporte y la concentración de la producción en minas con reservas limitadas. Pero Estados Unidos prevé aumentar su producción en un 60 % durante los próximos quince años y África del Sur, Australia, Canadá y América del Sur disponen de reservas suficientes para adaptar la producción a la evolución de la demanda.

El desarrollo de la producción en los países exportadores está condicionado sin embargo a la realización de una importante inversión, que requerirá la participación de los consumidores en la asunción de los riesgos asociados a la expansión de la capacidad productiva, a través de compromisos de retirada del carbón a medio y largo plazo.

El acceso al aprovisionamiento de carbón de los países importadores ha sido facilitado por el aumento en el número y capacidad de terminales de carga y recepción tras la crisis del petróleo de los años 70, como consecuencia del aumento de la demanda de carbón derivado de la diversificación de fuentes energéticas en el mundo desarrollado, y no se prevé un encarecimiento significativo de los fletes.

III.2. Demanda

Casi un 75 % del carbón mundial se emplea actualmente en la generación de electricidad, y las previsiones indican que este sector continuará siendo con diferencia el principal mercado, especialmente en la OCDE, donde la ralentización de los programas nucleares dará nuevo impulso al uso de la hulla térmica como alternativa para la cobertura de la demanda de base; esta tendencia será favorecida además por la evolución prevista de los precios del carbón térmico, que, en términos reales, se espera que aumenten menos

que los de los hidrocarburos, especialmente a partir de mediados de la presente década.

El crecimiento de los usos eléctricos del carbón en la OCDE más que compensará la reducción de la demanda del sector doméstico —por razones medioambientales— y del carbón siderúrgico —por el ajuste estructural de la industria siderúrgica en estos países—, dando lugar a un aumento del peso relativo del carbón en el consumo de energía primaria de estos países desde el 24 % actual, a un 25 % a mediados de la próxima década.

Estas previsiones de demanda se basan en el supuesto de que la normativa sobre protección medioambiental de los países desarrollados en el futuro previsible no incluirá medidas adicionales a las vigentes o ya anunciadas. La mayoría de estas medidas están dirigidas a la limitación de las emisiones contaminantes convencionales (SO₂, NO_x, partículas) en las grandes instalaciones de combustión, un objetivo que puede alcanzarse a costes razonables con las tecnologías de combustión limpia del carbón ya existentes o en desarrollo.

En el caso de carbones de alto poder calorífico y bajo contenido de azufre, es suficiente la inyección de caliza en la caldera, y el encarecimiento de costes es reducido. Con carbones de mayor contenido de azufre, es necesario instalar sistemas de desulfuración de los gases de escape por vía seca o húmeda, una tecnología más cara pero eficaz. El desarrollo tecnológico alcanzado permite incluso la combustión limpia de carbones de alto contenido de azufre y baja calidad, a través de las técnicas de lecho fluido atmosférico circulante —un sistema con más de 150 unidades operativas o en construcción en todo el mundo— o lecho fluido a presión, del que existen tres plantas en operación, una de ellas en España. La alternativa más apropiada en el futuro próximo será probablemente la gasificación integrada con ciclo combinado, cuyo desarrollo en tamaños comerciales se encuentra en vía de realización.

La ampliación de la política de protección medioambiental al establecimiento de límites a las emisiones de CO₂ para controlar el efecto invernadero, daría lugar, sin embargo, a una sustitución muy significativa del carbón por otros combustibles, ya que las emisiones de CO₂ origina-

El entorno energético internacional

das en la combustión de carbón son casi un 70 % superiores a la del gas natural, y más elevadas que las del resto de las energías fósiles, y la tecnología actual no permite el tratamiento de estas emisiones.

III.3. Precios

Los precios del carbón de importación para usos eléctricos se han caracterizado tradicionalmente por su gran estabilidad, favorecida por la abundancia y dispersión geográfica de las reservas, y por el marco competitivo en que se realiza el comercio internacional. El precio CIF del carbón importado por los países comunitarios a lo largo de la década de los 80 se ha estabilizado en dólares corrientes dentro de un intervalo de fluctuación muy reducido, excepto en los años inmediatamente posteriores a fuertes aumentos o descensos de los precios de crudo.

En cuanto a los precios futuros, se espera que la estabilidad de precios en términos reales se mantenga a corto y medio plazo. A más largo plazo, los principales factores determinantes son el impacto sobre la demanda del probable endurecimiento de los requerimientos medioambientales, y la evolución del aumento de los costes marginales de ampliación de la capacidad de producción en los principales países exportadores. Dentro de la incertidumbre asociada a la incidencia de la política medioambiental, y del papel de China, la URSS y Polonia en el comercio internacional futuro, existe un cierto consenso en que el precio en términos reales puede aumentar moderadamente a lo largo de la década, impulsado fundamentalmente por la necesidad de rentabilizar las inversiones en ampliación de la capacidad de producción.

IV. NUCLEAR

IV.1. Tendencias en la OCDE

El aumento de la contribución de la energía nuclear a la generación de electricidad ha sido una de las principales vías utilizadas por los países

de la OCDE para reducir su dependencia de las importaciones de hidrocarburos desde la primera crisis del petróleo en 1973, y proporciona un instrumento particularmente eficaz para alcanzar los objetivos de protección medioambiental en materia de reducción de emisiones contaminantes convencionales y del efecto invernadero.

A pesar de estas ventajas, la Agencia Internacional de la Energía prevé una importante desaceleración del crecimiento de la energía nuclear en la OCDE, en comparación con la expansión registrada desde 1973.

Para el conjunto de los países de este área, la contribución de la energía nuclear al abastecimiento de energía primaria se mantendrá probablemente en su nivel actual (10 %) hasta el año 2000.

De acuerdo con la información actualmente disponible sólo un número reducido de países —entre los que se encuentran Japón y Francia— tienen previsto mantener una decidida política de expansión nuclear. Estados Unidos está impulsando la certificación por la National Regulatory Commission de dos reactores de nueva generación con sistemas de seguridad pasiva para 1995; pero su estrategia para los próximos diez años se centra en la reforma y simplificación del proceso de licenciamiento de plantas nucleares, para reducir los riesgos financieros a que se ha enfrentado el sector privado como consecuencia de los crecientes requisitos de seguridad impuestos al funcionamiento de estas centrales desde el incidente de Three Mile Island. Alemania no prevé la construcción de nuevas plantas y ha paralizado las centrales nucleares que estaban en funcionamiento en la antigua RDA. En el Reino Unido se encuentra en construcción la planta Sizewell B, estando prevista la revisión del programa nuclear para 1994. Suecia ha modificado este año su decisión de iniciar en 1995 el cierre paulatino de su parque de generación nuclear, aunque mantiene el objetivo de abandonar esta energía en el 2010. Suiza aprobó por referéndum, en septiembre de 1990, una moratoria de diez años para nuevos proyectos nucleares, así como el mantenimiento en operación de sus centrales actuales. Canadá ha detenido en 1990 su plan de expansión de la capacidad nuclear. Italia, a partir del referéndum de 1987, ha renunciado por el momento a la utilización de energía nuclear, habien-

Nuclear

Cuadro 4
OFERTA MUNDIAL DE ENERGIA PRIMARIA
(Tasas de crecimiento)

	1989-1995	1995-2000
OCDE	1,6	1,0
Combustibles sólidos	0,9	2,0
Petróleo	1,3	0,1
Gas Natural	3,0	2,0
Nuclear	1,9	0,7
Hidráulica y otras	1,9	1,6
Unión Soviética y Europa del Este	2,1	2,1
Combustibles sólidos	0,2	0,2
Petróleo	2,3	1,5
Gas Natural	3,6	3,5
Nuclear	2,4	6,1
Hidráulica y otras	1,5	1,7
Países en desarrollo	4,4	4,2
Combustibles sólidos	3,9	3,9
Petróleo	4,3	3,5
Gas Natural	6,8	6,6
Nuclear	4,2	4,4
Hidráulica y otras	4,8	4,8
Total mundial	2,4	2,1
Combustibles sólidos	1,8	2,3
Petróleo	2,3	1,3
Gas Natural	3,8	3,4
Nuclear	2,1	1,8
Hidráulica y otras	2,8	3,0
Biomasa (excl. OCDE)	0,4	0,3

Fuente: Agencia Internacional de la Energía. (Mayo 1991).

do paralizado las plantas que se encontraban en construcción.

En general, la expansión futura de esta fuente energética en los países de la OCDE está ligada al desarrollo de nuevas tecnologías de reactores nucleares, y al perfeccionamiento del tratamiento de los residuos radiactivos.

IV.2. Nuevas tecnologías

En el desarrollo de nuevos tipos de reactores nucleares, cuyo objeto es conseguir mejores niveles de seguridad y eficiencia económica, se perfilan tres grupos: los evolutivos, los denominados «pasivos», y los intrínsecamente seguros.

El entorno energético internacional

Los evolutivos permiten perfeccionar la tecnología existente, incorporando las mejoras en el diseño, producto de la amplia experiencia acumulada en la construcción y operación de centrales nucleares. El resultado es una disminución de los costes fijos, derivado de la simplificación y estandarización de diseños, y de la menor indisponibilidad de las centrales. La simplificación de diseño contribuye además a elevar el nivel de seguridad de funcionamiento. Como ejemplo de estos reactores se pueden citar el N4 francés, el Convoy alemán, y los desarrollos que se están llevando a cabo en Japón por Mitsubishi y Westinghouse, y en Estados Unidos por ABB, Combustion Engineering, y General Electric; en Europa cabe resaltar asimismo el trabajo en curso del consorcio franco-alemán Siemens-Framatome para el desarrollo de un producto común.

La característica fundamental de los reactores «pasivos» es que sustituyen elementos activos relacionados con la seguridad (motores, bombas, etc.) por otros basados en fenómenos naturales (fundamentalmente la acción de la gravedad y la refrigeración mediante circulación natural), lo que simplifica el diseño de los sistemas de seguridad y reduce la probabilidad de fallo humano en su operación. Como consecuencia de estas características, la potencia de estos reactores es más reducida, situándose en torno a los 600 MW. La falta de referencia de estos sistemas de seguridad en las generaciones actuales de reactores obliga a garantizar su eficiencia mediante comprobación previa en laboratorios; es probable, por tanto, que este tipo de reactores no esté disponible en el mercado hasta finales de los años 90. Los principales desarrollos se están llevando a cabo en Estados Unidos por General Electric y Westinghouse.

La tercera línea de desarrollo tecnológico, más innovadora, corresponde a los reactores intrínsecamente seguros (PIUS), cuya parada y actuación en caso de emergencia se realiza totalmente mediante sistemas pasivos. Estos reactores están siendo desarrollados en Suecia por ABB, y en Japón (Universidad de Tokio), y se encuentran en un estado conceptual preliminar, por lo que la fecha de su explotación comercial es difícil de precisar actualmente.

Por último, deben mencionarse los reactores reproductores rápidos, que optimizan el aprove-

chamiento del combustible nuclear al permitir la reutilización del combustible gastado por los reactores nucleares convencionales. Su incorporación a gran escala a nivel comercial se ha venido demorando como consecuencia de la ralentización de los programas nucleares en el mundo. Dentro de este grupo destaca el programa de reactor rápido europeo, en el que participan Francia, Alemania, Italia, Bélgica y Reino Unido, apoyado por la CEE.

IV.3. Residuos radiactivos

El almacenamiento de residuos de baja y media actividad se está llevando a cabo desde hace décadas a escala industrial, en Canadá, Francia, Reino Unido y Estados Unidos.

Respecto a los residuos de alta actividad, la amplia experiencia adquirida en los últimos años como consecuencia de programas de I+D auspiciados por diversos organismos internacionales, ha puesto de manifiesto la existencia de soluciones seguras y técnicamente viables, basadas en el almacenamiento en formaciones geológicas profundas.

La información obtenida está siendo contrastada en laboratorios subterráneos que permitan validar por métodos directos los modelos matemáticos ya desarrollados. La investigación se realiza a escala multilateral, existiendo varios laboratorios subterráneos en operación actualmente en Canadá (granito), Bélgica (arcilla) y Alemania y Suiza (sal).

Un área importante de cooperación internacional futura será la elaboración de criterios y normas para el almacenamiento de aplicación común.

V. ENERGIAS RENOVABLES

Las energías renovables representan actualmente algo menos del 3 % del consumo de energía primaria en los países desarrollados. La energía hidroeléctrica convencional es, con diferencia, la más importante, aunque su expansión está limitada por la creciente competencia con usos alternativos del agua, y por el techo alcanzado en los

Energías renovables

emplazamientos disponibles para grandes centrales hidroeléctricas en la mayoría de los países de la OCDE. Las perspectivas de desarrollo de la minihidráulica son, por el contrario, muy favorables, porque la atomización de sus instalaciones evita los problemas medioambientales asociados a las grandes centrales hidroeléctricas, y permite explotar los pequeños aprovechamientos hidráulicos frecuentemente infrautilizados en estos países.

El resto de las energías renovables presenta un potencial de crecimiento muy desigual en los distintos países de la OCDE. La energía solar, tanto fotovoltaica como térmica, se está desarrollando sobre todo en Estados Unidos, a través de aplicaciones comerciales para calefacción en el sector residencial. Se espera que la utilización de la biomasa registre asimismo un crecimiento importante, tanto en lo que respecta al aprovechamiento de residuos forestales como a través de las plantas de tratamiento de residuos sólidos urbanos, que incineran ya el 30 % de los residuos generados en los países desarrollados. En cuanto a la energía eólica, la experiencia se ha centrado en parques de media y baja potencia, aunque la tendencia es hacia parques con equipos de ma-

yor capacidad (200-400 kW). La geotermia proporciona ya una potencia de generación eléctrica de 2200 MW en Estados Unidos, y ha alcanzado un nivel de desarrollo relativamente importante en Italia.

A pesar de estos avances, la tecnología de explotación de la mayoría de estas energías renovables no ha alcanzado todavía un coste competitivo. La realización de su potencial depende, por tanto, en gran medida del apoyo prestado por los programas públicos de promoción, que están cobrando nuevo impulso dentro de los esfuerzos dirigidos a solucionar el efecto invernadero. Los mecanismos de fomento están ampliándose para incluir incentivos fiscales y financieros —tales como tarifas preferenciales y subsidios directos— a la aplicación de estas energías, mecanismos que complementan la vía tradicional de asistencia pública a prototipos tecnológicos en el ámbito de programas de I+D. Como consecuencia de esta evolución, se espera que la contribución de las energías renovables distintas a la hidráulica convencional aumente significativamente durante los próximos quince años, aunque seguirá siendo marginal en la mayoría de los países desarrollados.

II.2

EL MARCO COMUNITARIO DE LA PLANIFICACION ENERGETICA

La evolución del sector energético, como la de la economía española en su conjunto, será profundamente afectada por la realización del Mercado Unico Europeo en 1993, que transformará las relaciones entre los países comunitarios, integrándolos en una única área económica.

El sector energético es una pieza clave en la construcción del Mercado Unico, cuantitativamente, porque representa una cuarta parte del PIB comunitario, y cualitativamente, porque la racionalización de la producción, transporte y distribución de la energía es una condición esencial para la mejora de la competitividad de la economía comunitaria. Según estimaciones de la Comisión de la Comunidad Económica Europea, la asignación más eficiente de recursos energéticos, asociada a la liberalización de los intercambios y el fomento de la competencia, puede permitir un ahorro de costes equivalente al 0,5 % del PIB comunitario.

La aplicación al sector energético de la lógica económica que subyace la realización del Mercado Unico está condicionada, sin embargo, por su repercusión sobre aspectos tan vitales para los

países miembro como la política de aprovisionamiento y la garantía de suministro, que son de hecho las razones principales de la mayoría de las actuales medidas de intervención y regulación del sector.

El carácter estratégico del sector requiere que la realización del Mercado Interior de la energía se analice en el contexto de un planteamiento global de la problemática energética comunitaria. Este es el propósito del debate iniciado el pasado mes de diciembre en el seno de la Conferencia Intergubernamental para la Unión Política de la Comunidad, que debe definir el alcance y contenido de la política común en el ámbito de la energía.

La actuación comunitaria se orienta a la consecución de tres objetivos fundamentales: el avance en la realización del Mercado Interior de la energía; la mejora en la seguridad del aprovisionamiento energético, y la protección del medio ambiente. Estos objetivos definen el marco comunitario que encuadra la planificación energética nacional para los próximos años.

El marco comunitario de la planificación energética

I. MERCADO UNICO Y COMPETENCIA

El sector energético es uno de los sectores económicos comunitarios que menor grado de integración ha conseguido hasta el momento, como consecuencia fundamentalmente de su carácter estratégico, y de las especiales condiciones económicas y técnicas que le diferencian de otros mercados de bienes y servicios.

Estas diferencias han contribuido a que la Comisión de las Comunidades Europeas, siguiendo instrucciones del Consejo Europeo, no incluyera en el Libro Blanco sobre mercado único de 1985 al sector energético entre los sectores que debían iniciar la liberalización de los intercambios. La discusión con los países miembro de la problemática asociada al sector de la energía se inició en 1988, con la elaboración por la Comisión del documento «El Mercado Interior de la Energía», que enumera los principales obstáculos a la competencia y establece los criterios para mejorar paulatinamente las condiciones previas de la integración.

Los sectores que componen el mercado comunitario de la energía presentan notables diferencias respecto al grado y características de las barreras que dificultan el desarrollo de la competencia.

I.1. Petróleo

El sector del *petróleo* tiene un nivel de competencia comparativamente elevado en casi todos los países miembro, con la excepción de los países de más reciente incorporación, donde el proceso de liberalización se encuentra sin embargo ya en proceso de realización. Los factores que han contribuido a la creación de este entorno más competitivo son, fundamentalmente, la existencia de una abundante oferta —mundial y europea— de productos terminados, con una transparencia de precios razonable, tanto a nivel de grandes suministradores como a nivel de consumidores finales. Este amplio abastecimiento, junto con la posibilidad de utilizar distintos sistemas de distribución al consumidor final, permite la presencia en el mercado de numerosos operadores, ninguno de los cuales llega a controlar una parte significati-

va del mismo. Por otra parte, la regulación nacional de las actividades del sector está limitada generalmente a la normativa sobre protección del medio ambiente, y al uso de la política fiscal para actuar sobre la demanda y fomentar la exploración y el desarrollo de los recursos nacionales.

En general, los principales obstáculos a la competencia proceden de la disparidad de precios de los productos petrolíferos en los países miembro, que reflejan fundamentalmente diferencias en la fiscalidad indirecta. La actuación comunitaria se orienta por tanto a la armonización de dicha fiscalidad. La armonización del IVA será un primer paso hacia la reducción de esta barrera al intercambio. La Comisión ha elaborado asimismo un proyecto de directiva para armonizar los impuestos específicos sobre consumo de fuelóleos y gasóleos dentro de una banda común de oscilación, estableciendo para las gasolineras una tasa mínima objetivo.

En los países de más reciente incorporación, como España, Portugal y Grecia, la adaptación al mercado único implica además la adecuación del funcionamiento del sector a la normativa comunitaria sobre defensa de la competencia, en las condiciones acordadas en los respectivos Tratados de Adhesión. En el caso de España, estas condiciones incluyen la adaptación del monopolio de CAMPSA; la desaparición del Régimen de Cuota de comercio de crudo; la eliminación de los contingentes de importación de crudos y carburantes, y la liberalización del sistema de determinación de precios de los productos petrolíferos.

I.2. Carbón

El sector del *carbón* de origen comunitario se caracteriza por el elevado grado de protección que numerosos países miembro han otorgado a una industria con altos costes de producción, pero que representa una fuente importante de recursos energéticos autóctonos, y de seguridad de aprovisionamiento. Una vía de apoyo al sector ha sido tradicionalmente la introducción de elementos de ayuda en los acuerdos verticales entre productores de carbón y el sector eléctrico, práctica que ha sido cuestionada por la Comisión a partir de la entrada en vigor de la decisión 2064/86/CECA. De acuerdo con dicha decisión,

Mercado único y competencia

las ayudas de Estado quedan condicionadas a la mejora de la competitividad, la creación de nueva capacidad de producción económicamente viable, y la reducción de la repercusión socioeconómica de los procesos de reconversión del sector. La implementación del nuevo marco de ayudas debe ser facilitada por el programa RECHAR, cuya finalidad es impulsar la reconversión económica de las zonas carboníferas comunitarias en declive.

1.3. Gas natural y electricidad

Los sectores de *gas natural* y *electricidad* son los que presentan mayores obstáculos a la realización del Mercado Único, por las barreras económicas, técnicas y jurídicas a la competencia que plantea el desarrollo de su actividad.

Desde el punto de vista económico, ambos subsectores presentan rasgos de monopolio natural. El transporte y distribución de gas requiere una elevada inversión en infraestructura con largos periodos de maduración, que generalmente restringe su realización a empresas de gran capacidad financiera. Estas empresas facilitan además el aprovisionamiento a través de contratos a largo plazo de elevados volúmenes mínimos de compra con los países productores, lo que refuerza el poder de negociación frente a estos países, que a su vez obtienen la seguridad de ingresos suficientes para desarrollar la explotación de las reservas.

En el sector eléctrico, el transporte y la distribución presentan costes unitarios decrecientes; la gestión integrada de la red de transporte supone, además, un ahorro considerable de costes, derivado de la explotación centralizada del sistema eléctrico. La generación es más sensible a los beneficios de la competencia; pero la dificultad de localizar emplazamientos, y el elevado coste fijo de la mayoría de las centrales eléctricas, imponen barreras a la entrada de esta actividad.

Respecto a los obstáculos técnicos, es necesario destacar la insuficiencia de las actuales infraestructuras de transporte de gas y electricidad para desarrollar los intercambios intracomunitarios. Grecia e Irlanda no disponen de redes de interconexión eléctrica con los países miembro, y España, Portugal, Reino Unido e Irlanda no tie-

nen todavía interconexión de gas natural con el resto de la Comunidad.

A estas barreras se añade la estricta regulación a que está sometida la actividad de estos sectores en la mayoría de los países miembro, como consecuencia de su repercusión sobre objetivos estratégicos prioritarios, tales como la garantía de suministro, la utilización de recursos energéticos autóctonos, y la corrección de desequilibrios sociales y regionales relacionados con el suministro. En el sector eléctrico, los casos de apertura a la competencia más destacados —Inglaterra y Holanda— son de reciente implantación y se encuentran todavía en fase de experimentación, cuyos resultados son seguidos con gran interés por el resto de los países.

Estas características de los sectores del gas y la electricidad no son incompatibles con una mayor apertura a la competencia, pero requieren un análisis de los posibles conflictos entre la liberalización de los mercados y otros objetivos de la política energética nacional.

Hasta ahora, las medidas comunitarias adoptadas para estos sectores, dentro del proyecto de realización del mercado interior, se han centrado en:

- el fomento de la *transparencia de precios* al consumidor industrial, a través de las directivas 90/23/CEE (electricidad) y 90/377/CEE (gas), que establecen la obligatoriedad de suministrar datos a la Comisión sobre las tarifas aplicadas a estos consumidores, a excepción de aquellos cuyo consumo supera 100.000 tep/año de gas ó 75 MW de potencia contratada de electricidad. Estas directivas, vigentes desde el 1 de julio de 1991, constituyen el primer paso hacia una mayor transparencia en los costes de transporte y distribución, que permitirá reducir las posibilidades de competencia desleal en el mercado único.
- el desarrollo del *tránsito de gas y electricidad* entre países miembro, a través de dos directivas que establecen el mutuo acceso a las redes de transporte comunitarias de las empresas nacionales que realizan el transporte de gas y electricidad. Se está analizando asimismo la conveniencia de establecer la apertura obligatoria de las redes de transporte al acceso de terceros, una iniciativa apoyada por

El marco comunitario de la planificación energética

los grandes consumidores, la aprobación de esta medida debe estar condicionada, sin embargo a la compatibilización del acceso de terceros con la obligación de garantizar el suministro a todos los consumidores, tanto industriales como domésticos, en condiciones óptimas de costes.

Estas actuaciones se complementarán con la eliminación progresiva de las barreras técnicas a los intercambios entre países miembro. La Comisión ha aprobado ya el programa REGEN (1990-1993), cuyo objetivo es el desarrollo de las interconexiones de transporte de gas y electricidad, dentro de un programa más amplio de desarrollo de Grandes Redes Transeuropeas, y tiene previsto el análisis de las posibilidades de emprender la armonización técnica de las redes de transporte de electricidad.

I.4. Otros desarrollos

Además de estas medidas sectoriales de fomento de la competencia, el Consejo Europeo adoptó el 18 de octubre de 1990 una directiva de apertura a todas las empresas comunitarias de los mercados públicos de contratación de obras y suministros energéticos, cuya finalidad es reducir el proteccionismo nacional que ha caracterizado tradicionalmente la adjudicación de estos contratos. De acuerdo con esta directiva, la adjudicación por organismos públicos o privados de contratos que superen determinados umbrales (5 MECUS para contratos de obra y 400.000 ECUS para contratos de suministro, excepto combustible) debe realizarse a través de unas normas comunes para los países miembro, estableciendo asimismo una preferencia a favor de las empresas comunitarias siempre que sus condiciones de oferta no superen en más de un 3 % a las de empresas de países terceros. La directiva entrará en vigor el 1 de enero de 1993, previendo un período transitorio para España hasta el 1 de enero de 1996.

La eficacia de esta directiva será acentuada por el trabajo de homologación y armonización técnica de los equipos y productos energéticos que están desarrollando el Comité Europeo de Normalización y el Comité Europeo de Normalización Eléctrica. El resultado de estos trabajos afectará

tanto a los subsectores de transporte y distribución de gas, calor y electricidad, como a los de exploración y extracción de energías fósiles, abarcando asimismo a una amplia gama de equipos utilizados en el consumo de energía.

En el contexto de apertura del sector energético español a la competencia de los países comunitarios que implica la realización del mercado interior, una de las máximas prioridades de la planificación energética nacional es el fomento de la competitividad de las empresas energéticas. Las líneas directrices de esta actuación implican una reordenación en profundidad de los sectores petrolífero, del carbón, eléctrico y del gas natural, cuyas características se detallan en los correspondientes capítulos del PEN.

II. SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Las importaciones de energía primaria de la Comunidad Económica Europea representan en torno al 49 % de su consumo total (Cuadro 1). La dependencia de las importaciones de petróleo es especialmente acusada (78 %) y ha aumentado en los últimos cinco años, como consecuencia del colapso de los precios en 1986, que ha ralentizado las actividades de exploración y producción en el Mar del Norte, y ha desincentivado la sustitución de petróleo por otras fuentes energéticas. En el sector del gas natural, el fuerte incremento de la demanda ha elevado las importaciones hasta el 38 % de la demanda interna, procediendo a partes aproximadamente iguales de Noruega, Argelia y la Unión Soviética. En cuanto al carbón, la escasa competitividad de la producción comunitaria ha impedido reducir el peso relativo de las importaciones, a pesar del virtual estancamiento de la demanda en términos reales en los últimos años. Las importaciones de carbón proceden en más de un 70 % de Estados Unidos, África del Sur y Australia, y el resto está muy diversificado entre Polonia, Colombia, Canadá, China y la Unión Soviética.

La Comisión de la CEE prevé que la dependencia de suministros exteriores se acentuará en el futuro, pudiendo superar el 56 % en el año 2000. La tendencia afectará a todas y cada una de las energías fósiles.

Cuadro 1
CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA EN LA COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA

	Mn. tep.	1990		Escenarios año 2000					
		% total dependencia		Mn. tep.	A (1)		Mn. tep.	B (2)	
		Energía	Impor-tación		% total dependencia			Energía	Impor-tación
					Energía	Impor-tación			
Gas Natural	213	18,5	38	249	19,5	46 %	280	19,7	50 %
Petróleo	517	45,0	78	531	41,5	84 %	596	42,0	84 %
Combustibles sólidos.....	235	20,5	33	275	21,5	55 %	305	21,5	60 %
Nuclear	161	14,0	—	196	15,3	—	210	14,8	—
Hidráulica.....	21	1,8	9,5 (3)	24	1,9	8 % (3)	24	1,7	8 % (3)
Otras renovables.....	2	0,2	—	4	0,3	—	4	0,3	—
Suministro total de energía	1.149	100	49,0	1.279	100	56 %	1.419	100	58,5 %

(1) Esta alternativa supone un crecimiento económico del conjunto de la CEE del 2,7 % anual durante el período 1990-2000 (igual al conseguido en el período 1968-1988), la puesta en marcha efectiva del mercado único en 1993, y un precio de 24\$/barril (en términos reales de 1990) para el año 2000. El precio del carbón se mantiene bajo (55\$/t en el año 2000), y los precios del gas continúan ligados a los del petróleo.

(2) Esta alternativa supone que la puesta en marcha del mercado único junto con una mejora de las condiciones del comercio mundial, dan como resultado un mayor crecimiento económico de la CEE (3,5 % de 1990 al 2000). El precio del petróleo sufre el resultado de mayores tensiones de demanda y llega a 30\$ en términos reales del año 1990 para el año 2000. El carbón y el gas siguen en los mismos términos que el escenario A.

(3) Corresponde al componente hidráulico de la electricidad importada.

Además del fomento de la eficiencia energética, las actuaciones comunitarias en materia de seguridad de aprovisionamiento se orienta fundamentalmente en tres direcciones: la diversificación de las fuentes energéticas en los países miembro; la adopción de medidas conjuntas frente a situaciones de crisis de aprovisionamiento petrolífero, y un planteamiento global del aprovisionamiento energético a largo plazo del territorio europeo, en el contexto de la Carta Europea de la Energía.

II.1. Diversificación de suministros

Dentro de la primera línea de acción se encuadran las recomendaciones de carácter sectorial a los países miembro aprobadas por el Consejo Europeo el 16 de septiembre de 1986, que incluyen la limitación de la contribución de los productos petrolíferos al 15 % de la generación de electricidad, la mejora de la competitividad de la pro-

ducción comunitaria de combustibles sólidos y el fomento de las energías renovables.

Por otra parte, la derogación en 1990 de la Directiva 75/404 que restringía el uso de gas natural en centrales eléctricas, facilitará la diversificación de fuentes energéticas.

II.2. Situaciones de emergencia

Respecto a las situaciones de emergencia, la Comunidad dispone ya de una normativa que establece las acciones básicas a adoptar por cada país miembro (1), incluyendo la distribución entre los consumidores de sus reservas mínimas obligatorias de crudo y/o productos petrolíferos, la restricción del consumo en función del déficit de abastecimiento previsto, y la regulación de precios para evitar alzas extraordinarias.

(1) Directivas 73/238/CEE y 68/414/CEE.

El marco comunitario de la planificación energética

La reciente Crisis del Golfo ha dado lugar a una propuesta de directiva por la Comisión para ampliar sus poderes de intervención en caso de emergencia. La mayoría de los países miembro han cuestionado, sin embargo, la utilidad de una modificación en este sentido, dado que las nuevas competencias que se atribuirían a la Comisión —evaluación de la gravedad de la situación, inicio de un plan de tres meses de reducción obligatoria del consumo, capacidad de disposición de parte de los stocks obligatorios— son desempeñadas ya por la Agencia Internacional de la Energía, a la que tras la reciente adhesión de Francia pertenecen todos los países comunitarios.

II.3. La Carta Europea de la Energía

La línea de actuación comunitaria de mayor trascendencia en materia de seguridad de aprovisionamiento es sin duda la propuesta de una Carta Europea de la Energía, realizada por la Comisión a instancias del Consejo Europeo de Dublín de 25-26 de junio de 1990. Esta iniciativa introduce un nuevo planteamiento de la problemática energética europea, en el que el desarrollo de la cooperación y la interdependencia económica se perfilan como los instrumentos más adecuados para enfrentar la responsabilidad común frente a la seguridad del abastecimiento en condiciones competitivas, la protección del medio ambiente y el uso eficaz de los recursos energéticos.

La propuesta de colaboración se dirige preferentemente a los países europeos y, especialmente, a los de Europa del Este y la Unión Soviética que, disponiendo de abundantes recursos energéticos, carecen sin embargo del capital y la tecnología necesaria para desarrollarlos; pero se extiende a todos aquellos países terceros con interés recíproco en el terreno de la energía en Europa.

La realización de la Carta se llevará a cabo mediante la firma de acuerdos específicos o protocolos de los que se derivarán obligaciones contractuales vinculantes para las partes. Entre los campos específicos de posible cooperación, se encuentran el desarrollo de la energía nuclear y las energías renovables, la explotación limpia de

los recursos de carbón, la explotación y transporte de gas y petróleo, el uso eficaz de la energía, la modernización de centrales eléctricas, la interconexión de redes de electricidad de alta tensión, y la transferencia de tecnologías.

España está impulsando activamente la participación en la Carta Europea de la Energía de los países del Magreb, que, junto con Noruega y la Unión Soviética, constituyen la principal fuente potencial de expansión y diversificación de las importaciones comunitarias de gas natural. Esta iniciativa es especialmente relevante para los países del sur de la Comunidad, cuyo acceso a los suministros de gas natural noruego y soviético implica un extra coste de transporte frente al incurrido por los países del norte. Pero es también de interés para la Comunidad en su conjunto, como vía de diversificación de riesgos frente a la disponibilidad futura del gas soviético, y como instrumento de desarrollo de la política mediterránea de la CEE.

III. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

El impacto medioambiental de la producción, transformación y uso de la energía supera con frecuencia el ámbito territorial del país en que estas actividades tienen lugar. La eficacia en la preservación del medio ambiente requiere por tanto, generalmente, una acción global concertada, no sólo a nivel comunitario sino incluso en algunos casos —como el control del efecto invernadero— a escala mundial.

La legislación comunitaria en este ámbito se basa en dos principios generales: el reconocimiento de la necesidad de establecer normas de «alto nivel de protección» (art. 100 A del Tratado de Roma) y la acción preventiva en la corrección de los ataques al medio ambiente (art. 130 R).

Los desarrollos de la política comunitaria medioambiental más importantes entre los que han tenido lugar desde la aprobación del PEN-83 son: la aproximación de legislaciones referentes a las especificaciones que deben cumplir los combustibles líquidos; la limitación de emisiones proce-

Protección del medio ambiente

dentes de grandes instalaciones de combustión, y el compromiso comunitario de estabilizar las emisiones de dióxido de carbono.

III.1. Combustibles líquidos

La actual normativa comunitaria sobre *especificaciones de combustibles líquidos* se centra en la regulación de las gasolinas, contenida en las directivas 75/176 y 87/219 sobre el contenido de azufre, y las directivas 85/210 y 87/416, relativas al contenido de plomo. El importante impacto medioambiental de los combustibles líquidos hace prever, sin embargo, un importante avance de la legislación comunitaria en este ámbito. En la evolución previsible de la normativa, cabe destacar la tendencia hacia mayores restricciones a la gasolina con plomo; la obligatoriedad a medio plazo del uso de oxigenados y de aditivos anti-depósito en el uso de benceno; la progresiva reducción de azufre en el gasóleo de automoción, así como el aumento en el índice de cetano y el uso obligatorio de aditivos anti-depósitos, y la reducción del contenido de azufre en el fuelóleo.

Estas medidas son de gran relevancia para el sector petrolífero español, ya que afectan a productos con un mercado muy dinámico en el que la calidad es un factor de competitividad especialmente importante. La adaptación del sector español de refino a la creciente exigencia de calidad en el mercado comunitario, requiere la realización de grandes inversiones para que su estructura productiva sea competitiva y homologable a la del refino europeo.

III.2. Grandes instalaciones de combustión

La contaminación producida por las *grandes instalaciones de combustión* está regulada por la directiva 88/609 que establece límites a la emisión de SO₂, NO_x y partículas en las instalaciones con potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW.

En las instalaciones ya existentes, el objetivo de reducción de emisiones es diferente para cada país miembro, y se aplica al conjunto del parque instalado. En el caso de España, la directiva establece la disminución progresiva de las emisio-

nes de SO₂ en un 21 % para el año 1993, un 40 % para 1998, y un 50 % para el 2003, tomando como base de referencia las emisiones del parque de 1980. En cuanto a las emisiones de NO_x, el descenso debe alcanzar el 20 % en 1993, y el 40 % en 1998.

En lo que se refiere al parque nuevo —es decir, instalaciones a las que la autorización inicial de explotación ha sido concedida después del 1 de julio de 1987—, las exigencias son mucho más estrictas, aplicándose unos estándares de emisión que deben ser cumplidos por cada instalación, y son iguales para todos los países miembros. La directiva fija un standard máximo de emisiones de SO₂ de 400 mg/m³ normalizado para centrales de 500 MW térmicos, aunque se contemplan excepciones para las instalaciones que utilizan combustibles sólidos nacionales o de importación. El límite de emisiones de NO_x se establece en función de las características del combustible utilizado.

El cumplimiento de esta directiva por el sector eléctrico español no plantea excesivas dificultades. En las centrales de carbón existentes, la mezcla del carbón nacional con combustibles menos contaminantes, y la modificación de la tecnología de combustión, contribuirá a reducir las emisiones de SO₂ y NO_x al nivel establecido para España. Por otra parte, las emisiones de las centrales de fuel serán prácticamente nulas, puesto que estas centrales consumirán gas natural o ejercerán una función de reserva. En cuanto al nuevo equipamiento eléctrico, las incorporaciones susceptibles de producir estas emisiones son las centrales de carbón, y todas ellas incluyen la tecnología de combustión limpia suficiente para reducir las emisiones a los niveles permitidos por la Comunidad (2).

El sector petrolífero español, por el contrario, deberá realizar un gran esfuerzo inversor para adaptarse a esta directiva, inversión que se añade a la necesaria para cumplir las especificaciones comunitarias sobre combustibles líquidos.

(2) Aunque la directiva establece una moratoria para España, que permite autorizar hasta 1999 nuevas centrales eléctricas con niveles de emisiones superiores a los del conjunto de la Comunidad, la tecnología de combustión limpia seleccionada para nuevas centrales de carbón es la necesaria para cumplir la norma común.

El marco comunitario de la planificación energética

III.3. Efecto invernadero

Actualmente, el esfuerzo de la Comisión de la CEE para prevenir la contaminación atmosférica se centra en el análisis de la estrategia más adecuada para limitar el efecto invernadero. El reconocimiento de la dimensión mundial de este grave problema ha dado lugar a la asunción por la Europa comunitaria del compromiso de estabilizar las emisiones de CO₂ en los niveles actuales hasta el año 2000, según acuerdo del Consejo conjunto de Energía y Medio Ambiente sobre Cambio Climático adoptado el 29 de octubre de 1990.

El compromiso se aplicará con desigual grado de exigencia a los países miembro, ya que las emisiones de dióxido de carbono son función directa, en gran medida, del nivel de desarrollo económico alcanzado (Cuadro 2), y el margen de maniobra para limitar dichas emisiones en los distintos países comunitarios es diferente.

A diferencia de otras emisiones contaminantes de la atmósfera —cuyo control puede realizarse a un coste razonable con la tecnología actual—, las de dióxido de carbono sólo pueden reducirse por dos vías: consumiendo menos energía y/o

utilizando combustibles con menos contenido de carbono por unidad de energía.

El ahorro de energía es más factible en los países más desarrollados, que parten de un nivel de consumo de energía —y emisiones de CO₂— per cápita elevado, y poseen mayor capacidad de ajuste a tasas moderadas de crecimiento económico.

Por otra parte, los países con mayor uso relativo de fuentes energéticas poco contaminantes tienen menos posibilidades para reducir las emisiones de CO₂ a través de la sustitución de combustibles.

En reconocimiento de estas diferencias, la contribución de cada país miembro al cumplimiento del objetivo comunitario se determinará en función de variables tales como sus necesidades de crecimiento energético durante la década, y su posición de partida en términos de emisiones de CO₂ por habitante. La propuesta que está elaborando la Comisión permitirá a España, Grecia, Portugal e Irlanda una mayor flexibilidad en la aplicación de las medidas comunitarias dirigidas al control del efecto invernadero, para facilitar la convergencia de sus economías al nivel de desarrollo económico alcanzado por otros países miembro.

En la estrategia adoptada por la Comunidad, la mejora de la eficiencia energética y la sustitución de combustibles deben contribuir en igual medida al cumplimiento del compromiso asumido.

— Eficiencia energética

El mantenimiento de la tendencia de mejora de eficiencia energética registrado en la Comunidad —11 % durante la década de los 80— es insuficiente para alcanzar el objetivo comunitario.

Para apoyar el mayor esfuerzo de ahorro que deben realizar los países miembro, la Comisión ha propuesto en noviembre de 1990 el programa SAVE, con un período de vigencia de cinco años, y una dotación de 35 MECUS.

El programa, pendiente de aprobación, incluye el establecimiento de estándares de eficiencia en el consumo de energía de edificios, electrodomésticos y vehículos. Prevé asimismo la creación de una red europea de financiación por terceros, una

Cuadro 2
Emisiones de CO₂ per cápita en 1989
(Toneladas por persona)

PAIS	INDICE CEE = 100
Bélgica	133
Dinamarca	122
Francia	79
Alemania	137
Grecia	84
Irlanda	103
Italia	81
Luxemburgo	400
Holanda	118
Portugal	45
Reino Unido	122
España	64
Promedio CEE-12	100

Fuente: Comisión de la C.E.E.

Protección del medio ambiente

fórmula de financiación de las inversiones en ahorro energético particularmente eficaz, puesto que permite financiar la inversión con la disminución de costes energéticos derivada de esa inversión. La eficacia del programa se complementará con el desarrollo de mecanismos de información y difusión de métodos de ahorro energético, que sensibilicen a los consumidores a la necesidad de reformar los hábitos de consumo de energía.

El programa THERMIE, aprobado en julio de 1990 por un periodo de cinco años, está orientado hacia las fases de demostración y difusión de nuevas tecnologías energéticas que faciliten el ahorro de energía y la disminución del impacto medioambiental. Su dotación es de 700 MECUS, siendo las principales líneas de actuación el desarrollo de prototipos a escala industrial y la difusión de resultados una vez comprobada la viabilidad técnico-económica del proyecto.

— *Sustitución de combustibles*

Aunque el desarrollo de la energía nuclear ha contribuido sustancialmente a la reducción de emisiones de dióxido de carbono en la Comuni-

dad durante la década de los 80, la limitada expansión de esta energía prevista para los próximos diez años reduce las posibilidades de estabilización de las emisiones de CO₂ por esta vía, que tendrá que ser complementada con el crecimiento del consumo de otras energías con bajo contenido de carbono.

De acuerdo con las estimaciones de la Comisión, el desarrollo de las energías renovables puede jugar un papel en el control del efecto invernadero. Para reducir los obstáculos a la expansión de estas fuentes de energía que suponen el elevado coste relativo de su explotación, la Comisión está elaborando un programa específico de apoyo a estas energías.

Por otra parte, la derogación de la directiva 75/404 sobre limitación del uso de gas natural en centrales térmicas, amplía las posibilidades de sustitución de combustibles con alto contenido de carbono.

Las medidas de fomento del ahorro y la sustitución descritas pueden ser insuficientes para alcanzar el objetivo propuesto, por lo que no se descarta la posibilidad de introducir un impuesto que incentive la eficiencia energética en general, y la sustitución de combustibles sólidos y productos petrolíferos en particular.

III DEMANDA DE ENERGIA

La previsión de la demanda de energía a largo plazo cumple una triple función. En primer lugar, permite diseñar una política de abastecimiento a largo plazo de energía, un input de uso generalizado y difícilmente sustituible. Por otra parte, facilita la programación por las empresas de las inversiones necesarias para cubrir la demanda, inversiones que, por su magnitud y su largo periodo de maduración, tienen gran incidencia en los planes de financiación de las empresas que deben acometerlas. La evaluación de la tendencia de la demanda de energía es necesaria, además, para definir una estrategia coherente con los objetivos de mejora de eficiencia energética que se desean alcanzar, estrategia que sólo es plenamente eficaz a largo plazo.

La estimación de la demanda a largo plazo es especialmente relevante en el caso de la electricidad, cuyo suministro requiere el ajuste instantáneo entre oferta y demanda, y cuya oferta se planifica a nivel nacional. En otras energías, como el carbón y los productos petrolíferos, el fácil acceso a las importaciones facilita en todo caso el ajuste de la oferta a las desviaciones de la demanda, incluso a corto y medio plazo.

I. METODOLOGIA DE ESTIMACION DE LA DEMANDA

El proceso de estimación de la demanda incluye tres fases diferenciadas.

El análisis parte de la estimación de la demanda tendencial de energía final, es decir, la demanda de energía final que resultaría del libre funcionamiento del mercado. Se entiende por demanda final el consumo en abonado, excluyendo el consumo de energía por el sector energético.

La demanda tendencial se corrige posteriormente con los efectos previstos de las medidas contenidas en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE), lo que permite determinar la demanda objetivo de energía final.

La demanda objetivo es, a su vez, la base de estimación de las necesidades de energía primaria, que es la variable más relevante para determinar el abastecimiento de energía, y para evaluar la eficiencia energética.

La demanda tendencial de energía final depende de numerosos factores, entre los que destacan

Demanda de energía

el crecimiento económico y su distribución por sectores, la evolución de los precios energéticos, y el ritmo de renovación de los equipos.

La formulación de cualquier hipótesis sobre la evolución de estas variables durante los próximos diez años se enfrenta a grandes incertidumbres, especialmente dentro del contexto de adaptación de la economía al Mercado Unico europeo, que alterará la competitividad relativa de los distintos sectores económicos.

La estimación de la demanda supone aceptar, además, que el comportamiento de los consumidores será similar al manifestado en el pasado, un supuesto menos fiable cuanto más dilatado sea el horizonte temporal considerado, ya que la probabilidad de cambios de comportamiento aumenta con el paso del tiempo.

Para determinar el intervalo de fluctuación de la demanda, se han considerado varios escenarios de crecimiento de la actividad económica y de evolución de los precios del crudo. En el escenario básico se supone un crecimiento medio anual del PIB en términos reales del 3,51 %, —del mismo orden de magnitud que el registrado en el periodo 1982-1990—, y un precio medio del crudo en términos reales durante el periodo de planificación en torno a 23\$/barril, que, dentro de la incertidumbre asociada a todo pronóstico sobre dicho precio, es coherente con la hipótesis de trabajo aplicada por las compañías petroleras en sus decisiones inversoras a largo plazo.

En dicho escenario, se ha realizado un análisis muy desagregado de los condicionantes de la demanda de diferentes productos energéticos para usos específicos. Este enfoque permite hacer uso de las estimaciones econométricas disponibles sobre las variables explicativas de la demanda más relevantes en cada caso. Se han incorporado asimismo, al análisis, los resultados de estudios realizados en diversos ámbitos de la investigación económica española sobre tendencias probables de cada mercado, los factores específicos que pueden ser relevantes, y las posibilidades técnicas y económicas de sustitución entre energías alternativas para usos concretos.

La agregación de las previsiones realizadas para cada uno de estos mercados individuales, determina la demanda tendencial de energía final. El resultado ha sido contrastado con el obtenido a

través de la regresión de la demanda sobre sus principales variables explicativas.

La relación entre la demanda tendencial y el objetivo de consumo final, determinada por el efecto del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, se describe en el Cuadro 1. El PAEE incluye medidas de sustitución entre energías —a través de diversos programas— y medidas dirigidas a la disminución del consumo energético, instrumentadas a través del programa de ahorro. Las medidas de sustitución no afectan prácticamente al total de la demanda tendencial, pero sí a su estructura por energías; la reducción del consumo tendencial se debe casi exclusivamente al programa de ahorro, como se indica en dicho cuadro.

El análisis sectorial de la demanda de energía final que se describe más adelante, se realiza partiendo de la demanda tendencial después de sustitución y antes del programa de ahorro que recoge el Cuadro 1.

A partir del objetivo de demanda de energía final así obtenido, se determina la demanda de energía primaria, haciendo uso de una relación que depende de la energía utilizada en la generación de electricidad, de los consumos propios de los sectores energéticos, y de las pérdidas de energía derivadas de la transformación, distribución y transporte de energías.

II. ANALISIS SECTORIAL DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL

II.1. Demanda de carbón

El consumo final de carbón está dominado por los usos industriales, que representan más del 90 % del total. Los sectores doméstico y terciario absorben el resto, siendo irrelevante el consumo en el sector transporte.

Dentro de los usos industriales, destacan el consumo de coque en la siderurgia integral, y el de hulla en el sector cementero.

El efecto sobre estas industrias de la crisis económica en la década anterior redujo sensiblemente

*Análisis sectorial del consumo de energía final***Cuadro 1****RELACION ENTRE DEMANDA TENDENCIAL Y DEMANDA OBJETIVO DE ENERGIA FINAL: AÑO 2000 (ktep)****A. Por sectores de consumo**

	Tendencial	Tendencial después de sustitución y antes de ahorro	Objetivo de demanda final
Industria	32.104	31.657	29.609
Transporte	32.696	32.696	29.560
Resto	18.598	18.465	17.650
Total:			
— Sin renovables para uso final (1)	83.398	82.818	76.819
— Con renovables	85.595	85.514	79.515

B. Por energías

	Tendencial	Tendencial después de sustitución y antes de ahorro	Objetivo de demanda final
Carbón	4.687	4.136	3.683
Productos petrolíferos	56.221	54.563	50.260
Gas	6.069	7.819	7.236
Electricidad	16.421	16.300	15.640
Total:			
— Sin renovables para uso final (1)	83.398	82.818	76.819
— Con renovables	85.595	85.514	79.515

(1) Excluye las energías renovables para usos finales para mantener la homogeneidad con las series estadísticas temporales existentes. Se ha considerado asimismo un 80 % de la incidencia del PAEE sobre el sector electricidad, para incrementar el margen de seguridad de suministro.

te la demanda de carbón para estos usos. La superación de esa coyuntura ha permitido la reanimación de la demanda de carbón en los últimos años. Pero incluso con ritmos de crecimiento económico elevados, como los supuestos en el escenario base, no cabe esperar aumentos significativos en el consumo de carbón por estas industrias, que han alcanzado ya un alto nivel de producción, y no prevén una expansión relevante de la capacidad instalada.

El aumento de la demanda de carbón está limitado además por su creciente sustitución por otros combustibles —principalmente coque verde y gas natural— en otros usos industriales.

Por otra parte, el proceso de sustitución de carbón por gas natural y gasóleo C en los sectores doméstico y terciario se intensificará en los próximos años, como consecuencia del creciente nivel de exigencia requerido por la protección del medio ambiente.

En consecuencia, se prevé que el consumo final de carbón continúe disminuyendo aunque el crecimiento moderado de los sectores siderúrgico y cementero atenuará la tendencia.

El Cuadro 2 recoge la demanda final después de las sustituciones mencionadas, y antes del efecto del programa de ahorro, destacando la inci-

Demanda de energía

Cuadro 2
CONSUMO FINAL DE CARBÓN, SIN PROGRAMA DE AHORRO (1)

	1990			1995			2000		
	ktep	Estructura	% variación anual 1982-1990	ktep	Estructura	% variación anual 1990-1995	ktep	Estructura	% variación anual 1990-2000
Industria	3.866	90,52 %	-3,39	3.943	95,26 %	0,40	4.039	97,65 %	0,44
Transporte	1	0,02 %	-23,27	—	—	-100,00	—	—	-100,00
Resto (2)	404	9,46 %	-1,15	196	4,74 %	- 13,47	97	2,35 %	- 13,30
Total	4.271	100,00 %	-3,21	4.139	100,00 %	- 0,63	4.136	100,00 %	- 0,32

(1) Después de sustitución.

(2) Sectores primario, terciario y doméstico.

dencia de la fuerte sustitución prevista en los usos residenciales.

II.2. Demanda de productos petrolíferos

La demanda procede, fundamentalmente, del sector transporte —gasolinas, gasóleos A y B, kerosenos—; de la industria, en hornos y calderas —fuel, coque verde, gasoil—, como materia prima —naftas y GLP—, y de los usos térmicos en los sectores residencial y terciario —gasóleo C y GLP—.

— Transporte

El sector transporte es la principal fuente de demanda, cuantitativamente, porque representa casi el 55 % del consumo total, y cualitativamente, porque su margen de sustitución por otros combustibles es prácticamente nulo, siendo la principal causa de la rigidez de la demanda de importaciones de crudos.

Es improbable que el consumo en este sector continúe creciendo tan rápidamente como en años pasados, en los que las gasolinas llegaron a alcanzar tasas de aumento anual superiores al 6 % durante el cuatrienio 1986-1990, por la fuerte expansión en la matriculación de automóviles, y el descenso en los precios del petróleo.

El análisis econométrico de la demanda de combustibles para automoción pone de manifiesto la importancia de la tasa de crecimiento de la renta real como variable explicativa, ya que de ella depende el ritmo de renovación del parque nacional de vehículos automóviles. Para el crecimiento económico previsto en el escenario base, el consumo de gasolinas y gasóleos de automoción crecería a una tasa media anual en torno al 3,7 %, una evolución coherente, con el moderado precio del crudo en términos reales esperado para los próximos años. El menor consumo per cápita de gasolina en España, comparado con el de los países de la Comunidad Económica Europea, indica por otra parte el potencial de crecimiento de la demanda, en ausencia de medidas específicas de ahorro.

Se espera, asimismo, un fuerte incremento de la demanda de keroseno (4,3 % anual), derivado de las expectativas de una considerable expansión del tráfico aéreo.

Para los próximos diez años se prevé una desaceleración de la demanda de productos petrolíferos en el sector transporte, que continuará alcanzando sin embargo tasas porcentuales de crecimiento muy próximas a las de la actividad económica. La elasticidad PIB de la demanda se situaría en torno a la unidad, pudiendo variar entre 1,1

Análisis sectorial del consumo de energía final

—escenario de máximo crecimiento económico—
y 0,9 —escenario de crecimiento mínimo—.

— *Industria*

El consumo del sector industrial representa en torno al 27 % del total, y abarca una gran diversidad de productos: fueloil, coque verde y gasóleo C para usos térmicos convencionales; GLP y naftas como materia prima para las industrias petroquímicas y fertilizantes; lubricantes, asfaltos, coque calcinado y otros para una amplia gama de actividades industriales.

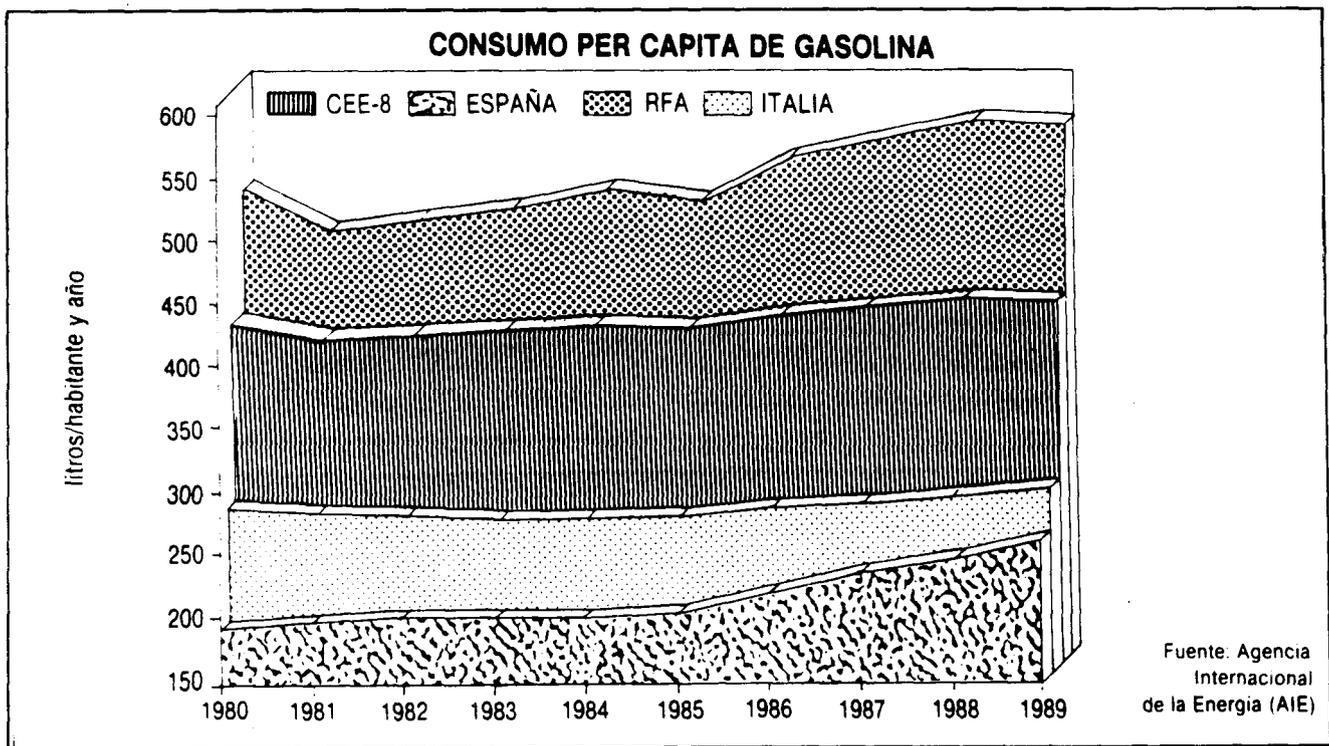
El consumo de fueloil ha ocupado tradicionalmente un lugar predominante. El mayor consumo de fuel tiene lugar en las industrias básicas, cuyo crecimiento en la década pasada ha sido inferior al del resto de la industria. Este hecho, junto con el intenso proceso de sustitución de fuel por gas registrado en los últimos años, ha reducido drásticamente el consumo de fuel en la industria, cuyo valor en 1990 fue prácticamente la mitad del alcanzado en 1982. Esta tendencia ha sido la causa principal de la disminución del consumo de

productos petrolíferos en la industria entre 1982 y 1990.

Existen todavía posibilidades de sustitución de fuel por gas natural, que se ampliarán con el desarrollo de la cogeneración de vapor y electricidad. El importante aumento de la cogeneración previsto, facilitado por la expansión geográfica de la red de gasoductos durante el período de planificación, permitirá realizar ese potencial. El análisis individualizado de los proyectos de cogeneración indica que la mayor parte de la misma se realizará en la primera mitad de la década, durante la que la sustitución de fuel por gas continuará reduciendo el consumo de fuel en la industria, aunque a menor ritmo que en el pasado. A partir de 1995 es probable, sin embargo, que el consumo de fuel se estabilice o registre incluso un moderado crecimiento.

La evolución descrita puede verse modificada por un endurecimiento de la legislación medioambiental, que obligue a utilizar fueloil de bajo contenido de azufre —y mayor precio—, o penalice el consumo de fuel para reducir las emisiones de

Gráfico 1



Demanda de energía

CO₂. En este caso, la mayor sustitución de fuel por gas natural podría reducir sensiblemente la demanda de fuel.

El resto del consumo industrial de productos petrolíferos para usos térmicos corresponde al gasóleo C y al coque verde, utilizado fundamentalmente como combustible por las cementeras y otras industrias de materiales de construcción. La competitividad en precio de este combustible mejorará probablemente a largo plazo, ya que la creciente demanda de productos petrolíferos más ligeros a nivel mundial dará lugar a nuevos excedentes de coque en el mercado internacional, y la oferta nacional también está creciendo sensiblemente. Se prevé, por tanto, un aumento de su consumo, cuya magnitud estará condicionada, no obstante, por la evolución de la normativa sobre protección del medio ambiente.

El consumo de naftas petroquímicas alcanza una magnitud similar a la del fuel, y su evolución tiene por tanto una fuerte incidencia en la demanda

industrial de productos petrolíferos. La variable más relevante para la estimación de su demanda es el crecimiento de la producción de la industria petroquímica. Este sector está realizando fuertes inversiones en capacidad, ante la expectativa de déficit de productos petroquímicos básicos en la Comunidad Económica Europea. La previsión de crecimiento de la demanda de naftas petroquímicas en el escenario base corresponde al necesario para mantener la plena utilización de la capacidad que se instalará durante el periodo de planificación.

Para el resto de los productos petrolíferos utilizados en la industria —lubricantes, asfaltos, etc.— se prevé un crecimiento de la demanda inferior al registrado en los últimos años de la década de los 80, en los que la realización de los planes de autovías y carreteras, y el elevado ritmo de matriculación de vehículos, contribuyeron a una fuerte expansión de la demanda.

Como consecuencia de las previsiones descritas

Cuadro 3

CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLIFEROS, SIN PROGRAMA DE AHORRO (1)

	1990			1995			2000		
	ktep	Estructura	% variación anual 1982-1990	ktep	Estructura	% variación anual 1990-1995	ktep	Estructura	% variación anual 1990-2000
Industria	11.270	27,65 %	-1,53	11.980	25,57 %	1,23	13.565	24,86 %	1,87
Transporte	22.406	54,97 %	5,35	26.908	57,43 %	3,73	32.269	59,14 %	3,72
Resto:	7.086	17,38 %	0,22	7.968	17,0 %	2,37	8.729	16,00 %	0,60
- Doméstico y terciario	5.030	12,34 %	3,77	5.577	11,9 %	2,09	6.087	11,16 %	1,93
- Otros (2)	2.056	5,04 %	-5,11	2.391	5,1 %	3,07	2.642	4,84 %	2,54
Total	40.762	100,00 %	2,11	46.856	100,00 %	2,83	54.563	100,00 %	2,96

Elasticidad PIB

1982-1990: 0,60

1990-1995: 0,81

1990-2000: 0,84

(1) Después de sustitución.

(2) Fundamentalmente agricultura y pesca.

Análisis sectorial del consumo de energía final

para los distintos productos petrolíferos de uso industrial, la demanda total de dichos productos en la industria cambiará de tendencia en la próxima década, pasando de una disminución en 1982-1990, a un crecimiento moderado en los próximos diez años.

— Sectores doméstico y terciario

La demanda de gasóleo C y GLP para usos térmicos en estos sectores depende fundamentalmente del crecimiento de la renta, que afecta tanto al nivel de equipamiento energético de las familias, como al grado de terciarización de la economía. Esta demanda presenta, asimismo, una fuerte inercia, al ser resultado de consumos individuales muy atomizados, en los que los hábitos de consumo de energía juegan un importante papel. El efecto de estos dos factores contribuiría a mantener una tasa de crecimiento de la demanda similar a la registrada en los últimos años. Sin embargo, la posibilidad de sustitución de estos combustibles por gas natural es muy importante y, por otra parte, a medida que el nivel medio de confort en el sector residencial nacional vaya aproximándose al europeo, aparecerán síntomas de saturación de la demanda. Ello permite prever tasas de crecimiento del consumo gradualmente decrecientes en los próximos diez años. La desaceleración dependerá en todo caso del ritmo de expansión de la infraestructura de transporte y distribución del gas natural.

— Otros usos

El consumo de productos petrolíferos —especialmente gasóleo— en los sectores agrícola y pesquero es importante. El descenso registrado entre 1982 y 1990 refleja el efecto de la variación de la normativa vigente sobre precios de los gasóleos A y B. Una vez agotado este efecto, se prevé un crecimiento moderado del consumo, que dependerá en todo caso de la evolución de la política agrícola comunitaria.

— Demanda total de productos petrolíferos

En ausencia de las medidas contempladas en el programa de ahorro, el crecimiento de la demanda final de productos petrolíferos se aceleraría en la presente década, dando lugar a una elasticidad PIB de 0,84, comparada con el valor de 0,60 registrado en el periodo 1982-1990. El principal factor determinante de esta evolución es el cambio

de tendencia en el consumo de productos petrolíferos por la industria, sector que venía compensando el comportamiento del sector transporte.

Debe destacarse asimismo la creciente importancia relativa del transporte que, de acuerdo con las previsiones, pasaría a representar casi el 60 % del consumo total, lo que aumentaría la rigidez del consumo de productos petrolíferos. Ello indica la necesidad de que este sector reciba una atención prioritaria en el programa de ahorro del PAEE.

II.3. Demanda de gas natural

El consumo de gas natural ha experimentado un fuerte desarrollo en los últimos años, propiciado por la política de diversificación en el suministro energético establecida en el PEN 83. Desde la entrada en vigor del Protocolo del Gas, en julio de 1985, la red de distribución se ha ampliado en un 50 %, y las previsiones de demanda, revisadas al alza en el Plan del Gas de 1988, han sido superadas.

La limpieza y eficiencia que caracterizan la combustión del gas natural han conferido a esta energía un papel preponderante en la sustitución de combustibles más contaminantes. El consumo ha sido fomentado, además, por la determinación de tarifas de venta de acuerdo con el principio de garantizar una adecuada posición competitiva del gas respecto a energías alternativas, establecido en el Protocolo de 1985.

Durante los próximos diez años, el aumento de la demanda dependerá en gran medida de la extensión de las redes de distribución. En la determinación de las previsiones de demanda indicadas en el Cuadro 4, se ha supuesto la extensión del suministro a Galicia, a la zona de influencia del gasoducto Sevilla-Madrid, a Granada y a Cádiz, y la ampliación de la red desde Valladolid a Salamanca, Zamora, Segovia y León.

La estimación de la demanda ha sido cuantificada en base a un análisis muy desagregado de las expectativas de consumo, y en particular de la cogeneración, para la que se prevé un intenso crecimiento durante los próximos cinco años.

Demanda de energía

Cuadro 4
CONSUMO FINAL DE GAS NATURAL, SIN PROGRAMA DE AHORRO (1)

	1990			1995			2000		
	ktep	Estructura	% variación anual 1982-1990	ktep	Estructura	% variación anual 1990-1995	ktep	Estructura	% variación anual 1990-2000
Industria	3.677	81,15 %	22,27	5.536	83,54 %	8,53	6.612	84,56 %	6,04
— Combustible	3.303	72,90 %	20,63	4.888	73,76 %	8,15	5.964	76,27 %	6,09
— Materia Prima	374	8,25 %	100,00	648	9,78 %	11,62	648	8,29 %	5,65
Transporte	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Doméstico y terciario	854	18,85 %	7,90	1.091	16,46 %	5,02	1.207	15,44 %	3,52
Total	4.531	100,00 %	18,05	6.627	100,00 %	7,90	7.819	100,00 %	5,61

(1) Después de sustitución.

El desarrollo de la cogeneración será, de hecho, uno de los principales factores del crecimiento de la demanda final de gas, que superará el 5 % anual, una tasa sensiblemente superior a la esperada para el crecimiento del PIB en el escenario básico (3,51 %) (1).

II.4. Demanda de energía eléctrica

En la proyección de las necesidades de energía eléctrica se ha prestado especial atención a sus usos industriales —que en 1990 representaron el 51 % del total— y a los sectores doméstico y terciario, que absorben la mayor parte del resto del consumo. El sector transporte representa un porcentaje poco significativo, aunque es probable que su consumo de electricidad crezca rápidamente en el futuro, dados los planes de expansión del transporte público.

Por lo que respecta a los *consumos industriales*, las dos variables clave son la tasa de crecimiento de la producción industrial, y la evolución de la estructura de dicha producción.

(1) Se ha contabilizado como demanda final el 60 % del gas suministrado a turbinas, imputándose el 40 % restante a la producción de electricidad.

En el escenario base, la recuperación del crecimiento de la actividad industrial, en comparación con el ritmo registrado en la década de los 80, contribuye a acelerar el crecimiento de la demanda de electricidad.

La importancia de la estructura de la producción industrial como variable explicativa del consumo eléctrico, es consecuencia de las marcadas diferencias entre distintos sectores industriales respecto a la intensidad de utilización de electricidad. En los sectores más intensivos en electricidad —siderurgia, metalurgia no férrea, electroquímica, cemento, pasta de papel— el consumo por unidad de valor añadido es más de tres veces superior a la media de la industria.

En estos sectores, las posibilidades de crecimiento de la producción a medio plazo están limitadas por el alto grado de utilización de la capacidad instalada. La expansión de la capacidad en la mayoría de estos sectores está condicionada, a su vez, por la creciente competencia de las importaciones en el contexto del Mercado Único, y por el impacto de la actividad de estas industrias sobre el medio ambiente.

El resto de la industria manufacturera y la construcción, que presentan una intensidad de consumo de electricidad muy inferior a la media indus-

Previsiones de demanda de energía final

trial, constituyen el grupo de actividades industriales con mejores perspectivas de crecimiento económico.

Es probable, por tanto, que la evolución de la estructura industrial hacia un menor peso relativo de los sectores más intensivos en electricidad, compense parcialmente el efecto de la aceleración del crecimiento de la actividad industrial, manteniendo la elasticidad PIB de demanda de electricidad de la industria en un valor inferior a la unidad.

En los sectores *residencial y terciario*, la mejora de calidad de vida asociada al crecimiento económico dará lugar al aumento del equipamiento eléctrico, y a un acercamiento, por tanto, del consumo eléctrico per cápita a los mayores niveles alcanzados en otros países comunitarios. Gran parte del equipamiento corresponderá, sin embargo, a nuevos aparatos y equipos, cuya mayor *eficiencia energética permite reducir el consumo de electricidad*. Las previsiones indican que la demanda de electricidad en estos sectores continuará creciendo a tasas superiores a las de la actividad económica, pero con una tendencia decreciente.

La evolución prevista de la *demanda total de electricidad*, indicada en el Cuadro 5, refleja, asimismo, el creciente peso relativo en la economía del sector terciario, cuyo consumo eléctrico por unidad de valor añadido es menos del 10 % del correspondiente al conjunto de la industria.

En ausencia del programa de ahorro del PAEE el crecimiento de la demanda total de electricidad mostraría una tasa ligeramente decreciente respecto al período 1982-1990, dando lugar a una elasticidad PIB de demanda que tiende a aproximarse a la unidad, como en la mayoría de los países de la OCDE.

III. PREVISIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

III.1 Demanda sin programa de ahorro del PAEE

Como consecuencia de las evoluciones sectoriales descritas, la demanda de energía final segui-

Cuadro 5
DEMANDA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, SIN PROGRAMA DE AHORRO (1)

	1990			1995			2000		
	ktep	Estructura	% variación anual 1982-1990	ktep	Estructura	% variación anual 1990-1995	ktep	Estructura	% variación anual 1990-2000
Industria	5.595	50,98 %	2,51	6.452	48,19 %	2,89	7.441	45,65 %	2,89
Transporte	232	2,11 %	5,51	326	2,43 %	7,04	427	2,62 %	6,29
Residencial, terciario y otros	5.148	46,91 %	6,44	6.612	49,38 %	5,13	8.432	51,73 %	5,06
Total	10.975	100,00 %	4,25	13.390	100,00 %	4,06	16.300	100,00 %	4,03
Total en GWh abonado	127.605			155.709			189.535		

Elasticidad PIB

1982-1990: 1,21

1990-1995: 1,16

1990-2000: 1,15

(1) Después de sustitución.

Demanda de energía

ría la tendencia indicada en el Cuadro 6, donde se observa que el consumo de energía final tiende a crecer menos que la actividad económica, incluso sin medidas de ahorro.

Debe destacarse, sin embargo, la aceleración del crecimiento, respecto al registrado en la década de los 80. Esta evolución refleja en gran medida la situación de partida de bajo consumo de energía per cápita —que, en 1990, fue el 64 % del valor medio en la CEE—, las expectativas de crecimiento económico relativamente elevado —una vez superada la intensa crisis industrial de la primera mitad de los años 80— y los precios moderados de la energía previstos para los próximos diez años. Esta previsión pone de manifiesto la

necesidad de instrumentar un programa de ahorro que modere el crecimiento de la demanda energética.

La distribución por sectores del crecimiento de la demanda confirma la conveniencia de centrar el esfuerzo de ahorro en el sector transporte, cuyo peso relativo en el consumo total tiende a aumentar.

En la estructura de la demanda por tipos de energía, el gas natural y la electricidad continúan aumentando su participación relativa. En el caso del gas, ello refleja principalmente la creciente sustitución por gas de otros combustibles. En cuanto a la energía eléctrica, la tendencia es común a los países desarrollados, en los que el crecimiento

Cuadro 6
DEMANDA DE ENERGIA FINAL ANTES DE PROGRAMA DE AHORRO (1)

A. Por sectores

	1990			2000		
	ktep	Estructura	% variación anual 1982-1990	ktep	Estructura	% variación anual 1990-2000
Industria	24.408	40,32 %	0,66	31.657	38,22 %	2,63
Transporte	22.639	37,40 %	5,34	32.696	39,48 %	3,74
Residencial, terciario y otros	13.492	22,28 %	2,59	18.465	22,30 %	3,19
Total	60.539	100,00 %	2,66	82.818	100,00 %	3,18

B. Por energías

	1990			2000		
	ktep	Estructura	% variación anual 1982-1990	ktep	Estructura	% variación anual 1990-2000
Carbón	4.271	7,06 %	-3,21	4.136	4,99 %	-0,32
Ptos. Petrolíferos	40.762	67,33 %	2,11	54.563	65,89 %	2,96
Gas Natural	4.531	7,48 %	18,05	7.819	9,44 %	5,61
Electricidad	10.975	18,13 %	4,25	16.300	19,68 %	4,03
Total	60.539	100,00 %	2,66	82.818	100,00 %	3,18

Elasticidad PIB

1982-1990: 0,76

1990-2000: 0,91

(1) Después de sustitución.

Previsiones de demanda de energía final

económico ha ido generalmente asociado al desarrollo de nuevas aplicaciones de la electricidad.

El peso relativo de los productos petrolíferos se reduce muy ligeramente, por el potencial de crecimiento que todavía presenta el consumo en el sector de automoción.

III.2. Efecto del programa de ahorro sobre la demanda de energía final

Como indica el Cuadro 7, el programa de ahorro

permite eliminar la aceleración del crecimiento de la demanda de energía final reduciendo dicho crecimiento del 3,18 % anual al 2,41 %.

El ahorro de energía final se estima en casi 6.000 ktep, equivalentes al 7,24 % del consumo que se habría registrado en el 2000, y al 9,91 % de la demanda real en 1990. Este último porcentaje es el más representativo del esfuerzo a realizar, porque el programa de ahorro del PAEE se ha ex-

Cuadro 7
EFFECTO DEL PROGRAMA DE AHORRO SOBRE LA DEMANDA (1)

A. Por sectores

	2000			% variación anual de la demanda	
	Consumo ktep	Ahorro ktep	% Ahorro sobre consumo en 2000	1990-2000	
				Sin Ahorro	Con Ahorro
Industria	31.657	2.048	6,47	2,63	1,95
Transporte	32.696	3.136	9,59	3,74	2,70
Residencial terciario y otros	18.465	815	4,41	3,19	2,72
Total	82.818	5.999	7,24	3,18	2.41

B. Por energías

	2000			% variación anual de la demanda	
	Consumo ktep	Ahorro ktep	% Ahorro sobre consumo en 2000	1990-2000	
				Sin Ahorro	Con Ahorro
Carbón	4.136	453	10,95	-0,32	-1,47
Ptos. Petrolíferos	54.563	4.303	7,89	2,96	2,12
Gas Natural	7.819	583	7,46	5,61	4,79
Electricidad	16.300	660	4,05	4,03	3,61
Total	82.818	5.999	7,24	3,18	2,41

Elasticidad PIB

Sin ahorro: 0,91

Con ahorro: 0,69

(1) Después de sustitución y considerando un 80 % de la incidencia del PAEE sobre el sector electricidad para incrementar el margen de seguridad del suministro.

Demanda de energía

traído de las oportunidades de ahorro que ya existen en 1990.

Por sectores, el mayor ahorro corresponde al transporte (9,59 %), lo que contribuye a reducir el consumo de productos petrolíferos en un 7,89 % respecto al nivel que se habría alcanzado en el año 2000.

El ahorro indicado constituye sólo una parte del ahorro total que se espera conseguir durante el período de planificación. El aumento de la eficiencia energética se orienta no sólo a la disminución del consumo de energía final por unidad de PIB, sino también a la mejora en los procesos de producción, transporte y distribución de la energía,

cuyo efecto sólo puede evaluarse analizando la evolución de la demanda de energía primaria.

III.3. Objetivo de demanda de energía final

La comparación de la demanda resultante después del efecto del PAEE con la demanda actual, indica que el consumo de energía final por unidad de PIB se reducirá en un 10 % durante los próximos diez años. La consecución de este objetivo permitirá además, reducir el peso relativo de los productos petrolíferos en el consumo total desde el 67,33 % actual, a un 65,43 % en el año 2000, y limitará la tendencia a una creciente importancia relativa del sector transporte.

Cuadro 8
OBJETIVO DE DEMANDA DE ENERGIA FINAL (1)

A. Por sectores de consumo

	1990		2000	
	ktep	Estructura	ktep	Estructura
Industria	24.408	40,32 %	29.609	38,54 %
Transporte	22.639	37,40 %	29.560	38,48 %
Residencial, terciario y otros	13.492	22,28 %	17.650	22,98 %
Total	60.539	100,00 %	76.819	100,00 %

B. Por energías

	1990		2000	
	ktep	Estructura	ktep	Estructura
Carbón	4.271	7,06 %	3.683	4,79 %
Ptos. petrolíferos	40.762	67,33 %	50.260	65,43 %
Gas natural	4.531	7,48 %	7.236	9,42 %
Electricidad	10.975	18,13 %	15.640	20,36 %
Total	60.539	100,00 %	76.819	100,00 %

(1) Considerando un 80 % de incidencia del PAEE sobre el sector electricidad para incrementar el margen de seguridad del suministro.

*Demanda de energía primaria***IV. DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA**

La demanda de energía primaria se obtiene añadiendo a los consumos de energía final de carbón, productos petrolíferos y gas natural, la energía primaria suministrada a las centrales eléctricas, así como los consumos propios y las pérdidas en refinerías, coquerías, y en el transporte y distribución de productos petrolíferos y gas natural.

Los resultados de la demanda de energía primaria en el año 2000, indicados en el Cuadro 9, se basan en el parque de generación eléctrica previsto para ese año, una vez incorporado el nuevo equipamiento eléctrico descrito en el capítulo del PEN sobre el sector eléctrico.

En la evolución de la estructura de demanda destaca el aumento del peso relativo del gas natural, que se duplica; su contribución relativa a la cobertura de las necesidades de energía primaria seguirá siendo, no obstante, muy inferior a la me-

dia actual en la Comunidad Económica Europea (2).

La participación relativa del petróleo desciende, pero sólo ligeramente. Ello es consecuencia de la fuerte reducción del consumo de productos petrolíferos durante la década pasada en las centrales eléctricas de la península, y en usos finales industriales, que ha concentrado la demanda en las centrales eléctricas extrapeninsulares y en el sector transporte, donde las posibilidades de disminución del consumo de productos petrolíferos son más limitadas.

La creciente contribución relativa de las energías renovables refleja fundamentalmente la expansión de la minihidráulica, —que, dentro de estas energías, es la que presenta costes de explotación más competitivos— y de los usos de otras energías renovables.

(2) En base a la metodología EUROSTAT, la contribución del gas en España en el año 2000 será de 12,3 %, frente al 18,5 % de media comunitaria en 1990.

Cuadro 9
DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA (1)

	1990		2000	
	ktep	Estructura	ktep	Estructura
Carbón	18.762	20,92 %	21.498	19,39 %
Petróleo	47.175	52,59 %	56.255	50,73 %
Gas natural	5.000	5,57 %	13.482	12,16 %
Nuclear	14.138	15,76 %	12.512	11,28 %
Hidráulica	2.203	2,46 %	3.142	2,83 %
Otras energías renovables (2)	2.460	2,74 %	3.518	3,17 %
Importación neta de electricidad	-37	-0,04 %	491	0,44 %
Total	89.701	100,00 %	110.898	100,00 %

(1) Nueva metodología de la Agencia Internacional de la Energía. En términos de la metodología de EUROSTAT, la contribución del petróleo sería 50,1 % en el año 2000.

(2) Biomasa, residuos, geotermia, solar y calores residuales usados por los autoprodutores para usos finales y en la generación de electricidad. La minihidráulica se incluye en hidráulica.

Demanda de energía

Cuadro 10
EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA POR UNIDAD DE PIB

	Variación 1982-1990 (1)	Variación 1990-2000 (2)
Carbón	0,82	0,81
Petróleo	0,80	0,84
Gas Natural	2,00	1,91
Nuclear	4,68	0,63
Hidráulica	0,71	1,01
Otras energías renovables (3)	1,48	1,01
Importación neta de electricidad	0,11	-9,41
Total	0,97	0,88
Mejora total de eficiencia energética	3 % (4)	12 % (5)

(1) Respecto a un valor 1 en 1982 del consumo de energía primaria por unidad de PIB.

(2) Respecto a un valor 1 en 1990 del consumo de energía primaria por unidad de PIB.

(3) Biomasa, residuos, geotermia, solar, y calores residuales usados por los autoprodutores para usos finales y en la generación de electricidad. La minihidráulica se incluye en hidráulica.

(4) Igual a (1-0,97) 100.

(5) Igual a (1-0,88) 100.

Los resultados más relevantes de la comparación entre la demanda de energía primaria actual y la prevista para principios de la próxima década se refieren a la evolución de la intensidad energética, y del grado de autoabastecimiento.

IV.1. Eficiencia energética

La demanda de energía primaria prevista supone una notable mejora de la intensidad energética global, ya que el consumo de energía primaria por unidad de PIB disminuirá en un 12 % durante el periodo de planificación, frente a una reducción del 3 % entre 1982 y 1990.

Una forma de valorar el ahorro total de energía primaria asociado a esta mejora de eficiencia energética es comparar el consumo total de dicha energía previsto para el año 2000 —110.898 ktep— con el consumo que se habría producido si la intensidad energética de 1990 se hubiera mantenido constante —126.656 ktep—. El ahorro total, dado por la diferencia entre ambos consumos, es de 15.758 ktep.

Cuadro 11
COMPARACION INTERNACIONAL DE GRADOS DE AUTOABASTECIMIENTO: 1989 (1)

Países con producción de hidrocarburos inferior a 20 Mtep/año	Grado de autoabastecimiento (%)
Media CEE	38,57
Media OCDE	33,81
Dinamarca	51,23
Alemania	48,75
Francia	46,80
Grecia	40,20
Irlanda	31,32
Bélgica	26,85
Italia	16,61
Japón	16,02
Portugal	8,03
Luxemburgo	1,17
España	35,88
Total países:	
Media CEE	52,99
Media OCDE	72,61

(1) Metodología de la Agencia Internacional de la Energía.

Demanda de energía primaria

Cuadro 12
AUTOABASTECIMIENTO DE ENERGIA (1)
(%)

	1990		2000	
	ESPAÑA	CEE	ESPAÑA	CEE
Carbón	62,3	67,0	52,3	45,0
Petróleo	1,7 (2)	22,0	1,4 (2)	16,0
Gas natural	24,6	62,0	2,1	54,0
Nuclear	100,0	100,0	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	91,0 (3)	100,0	92,0 (3)
Otras energías renovables	100,0	100,0	100,0	100,0
Total	36,9	51,0	28,8	44,0

(1) Metodología EUROSTAT.

(2) Sólo se contabiliza la producción interior. Si se incluye la producción nacional en el exterior el valor medio correspondiente al periodo 1990-2000 sería del 16 %.

(3) Corresponde al componente hidráulico de la electricidad importada.

Este ahorro total se desglosa en tres componentes:

- El efecto del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, que supone una disminución del consumo en 10.093 ktep (3).
- El efecto de la mejora de eficiencia en los procesos de transformación de energía, que supone una disminución del consumo en 3.032 ktep.

Respecto a la transformación de energía, debe destacarse el elevado rendimiento de las opciones de nuevo equipamiento eléctrico seleccionadas para la generación de electricidad, en las que el ciclo combinado, el repowering, y la gasificación integrada con ciclo combinado en la central de carbón nacional de Puertollano representan una proporción muy elevada del total. También se incluye la disminución prevista de consumos propios, y de pérdidas en transporte y distribución de energía.

(3) Considerando una incidencia del 80 % sobre la oferta y demanda de electricidad para incrementar el margen de seguridad del suministro. Si se considera la incidencia total del PAEE, el consumo disminuiría en 10.752 ktep, dando lugar a un ahorro total de 16.417 ktep, en vez de 15.758 ktep.

- El ahorro inercial, que supone una disminución del consumo en 2.633 ktep.

Este ahorro se debe a un conjunto de factores, entre los que se incluyen: la sustitución de equipos por otros de mayor eficiencia energética que se realizará fuera del ámbito del PAEE; la tendencia de la estructura de la economía hacia un mayor peso relativo de los sectores menos intensivos en energía; y la creciente saturación de la demanda a medida que el consumo de energía per cápita en España vaya aproximándose a la media europea.

IV.2. Autoabastecimiento

Entre las alternativas disponibles para asegurar el aprovisionamiento energético, el autoabastecimiento presenta la ventaja de reducir la dependencia del suministro extranjero, asegurando por tanto el suministro en situaciones de crisis, y evitando los efectos desfavorables del encarecimiento de los precios energéticos sobre la balanza comercial y la economía en su conjunto.

El grado de autoabastecimiento más adecuado para un país depende de la producción y los recursos autóctonos disponibles, del sobreprecio

Demanda de energía

Gráfico 2

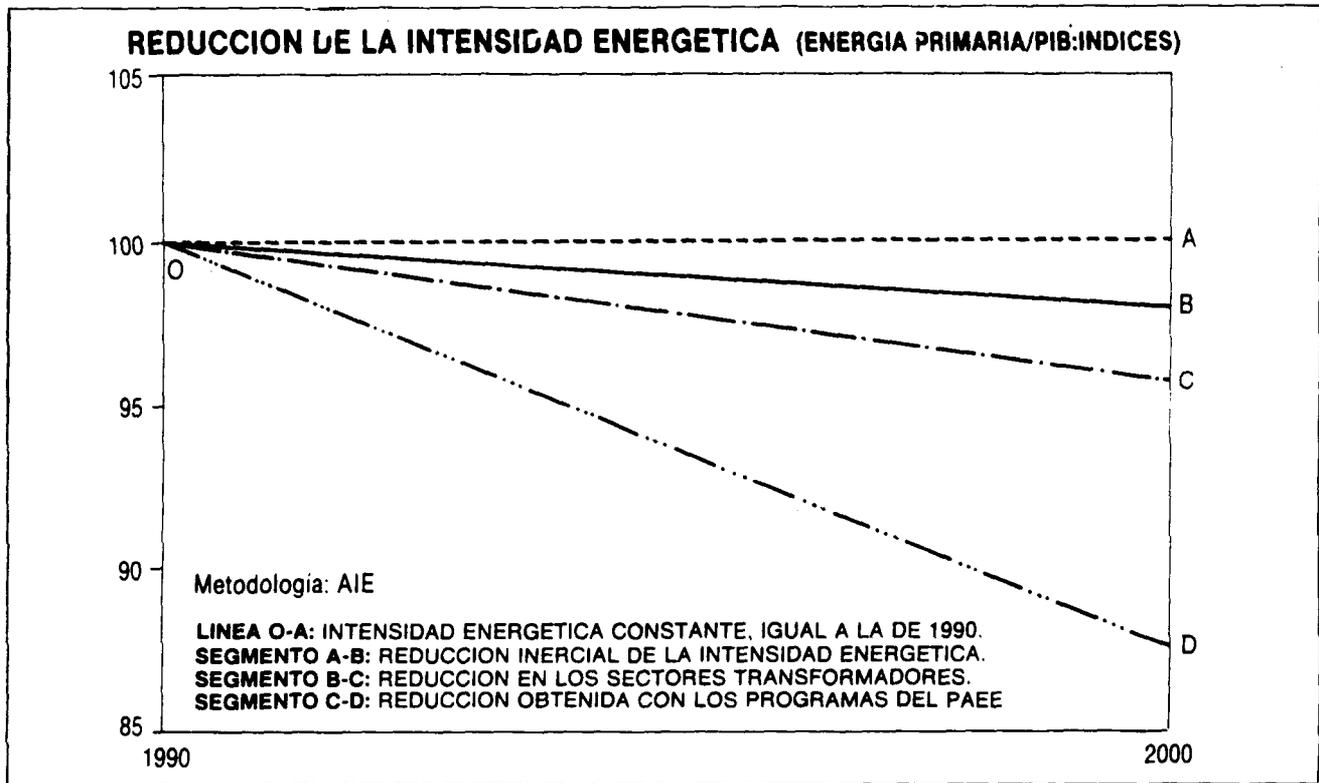
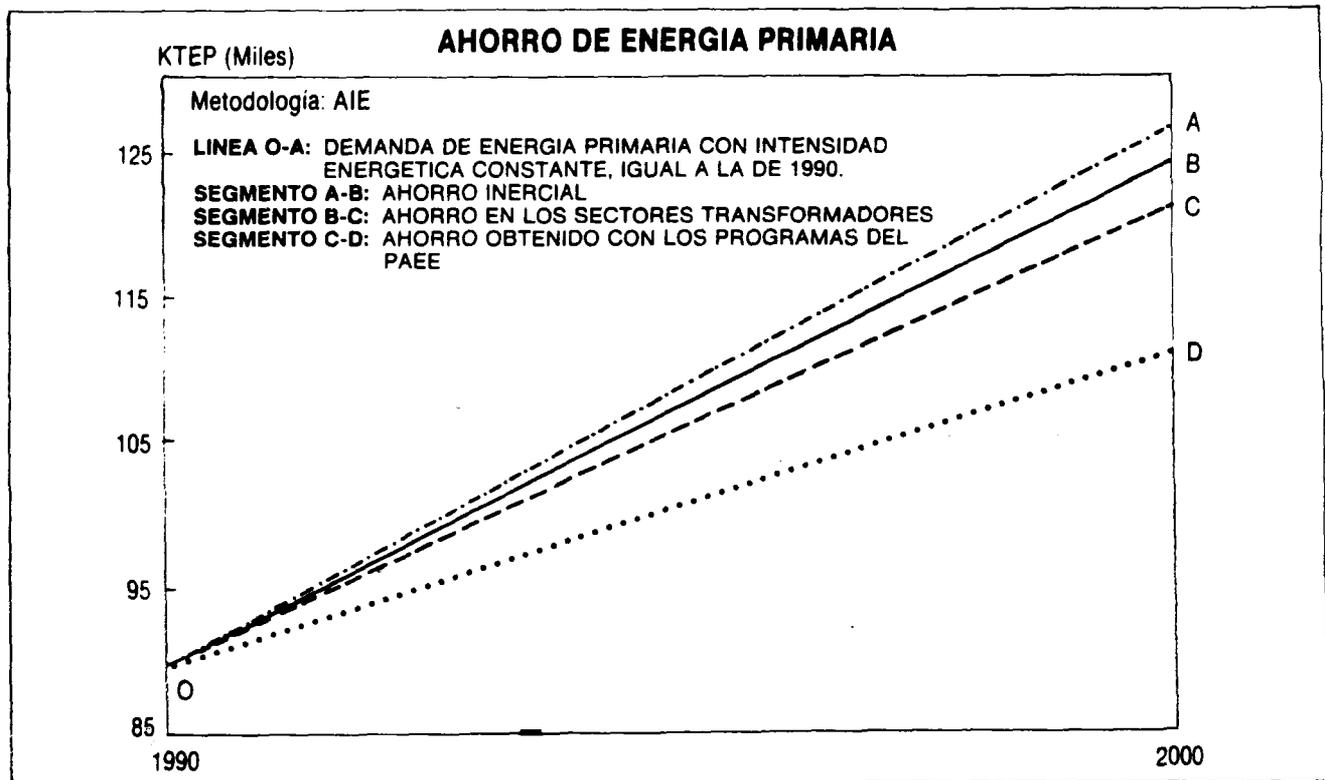


Gráfico 3



Demanda de energía primaria

que se está dispuesto a pagar por la utilización preferente de los recursos energéticos propios, del grado de seguridad que ofrecen los recursos propios, y de la estructura de los consumos de energía primaria, estructura que a su vez está condicionada por el grado de sustituibilidad de los distintos tipos de energía y por la necesaria diversificación energética. Aun en el caso de disponer de una fuente energética propia abundante y a un precio competitivo, es conveniente diversificar las fuentes energéticas para asegurar el suministro.

En lo que se refiere a la producción energética propia, España se enfrenta en la presente década a una disminución significativa de la producción interior de hidrocarburos, como consecuencia del progresivo agotamiento de los yacimientos de petróleo y gas natural. La política energética en este área está dirigida, por tanto, a aumentar el autoabastecimiento a través de la intensificación de la exploración en el interior, y especialmente, en el exterior, así como a la compra de reservas exteriores y al establecimiento de relaciones estables entre las compañías españolas y las compañías extranjeras propietarias de reservas. El proceso de liberalización del sector petrolero contribuye asimismo a mejorar la seguridad de aprovisionamiento, ya que facilita la presencia en España de dichas compañías extranjeras propietarias de reservas.

La contribución del carbón nacional a la cobertura de las necesidades energéticas depende del sobrecoste que se esté dispuesto a pagar por la utilización preferente de este recurso. La Comunidad Económica Europea, si bien no se ha pronunciado de forma definitiva sobre este aspecto, ha avanzado que, por razones de autoabastecimiento, los países miembros podrían permitir un sobrecoste del carbón nacional de hasta un 15 %, debiendo considerarse como ayuda de estado cualquier sobrecoste adicional.

En España, un sobrecoste del 15 % del carbón nacional —que sería de cielo abierto— permitiría una utilización de este recurso de sólo un 0,7 %. Con un sobrecoste del 100 % se alcanzaría un autoabastecimiento de casi el 50 %, pero también en este caso todo el carbón utilizado sería de cielo abierto, y el empleo total en la minería se reduciría hasta alcanzar sólo el 10 % del volumen

actual. En la reordenación planteada en el PEN, los precios del carbón nacional alcanzan valores equivalentes a pagar un precio entre 55 y 78,5\$ por barril de petróleo.

Otro recurso autóctono que contribuye a aumentar el autoabastecimiento es la energía hidráulica. Sin embargo, las posibilidades de expansión de las grandes centrales hidroeléctricas son limitadas, por lo que la política energética se centra en el fomento de minicentrales hidráulicas dentro del marco del Plan de Energías Renovables (PER). Por otra parte, este recurso energético presenta el problema del carácter errático del producible hidráulico: en el período 1973-1990 el peso de este tipo de energía sobre el total de producción de energía eléctrica ha variado entre un 45 % en 1979 y un 13 % en 1989.

En lo que se refiere a la producción nuclear, la convención generalizada internacionalmente es contabilizar como recurso autóctono la totalidad de la producción nuclear. Como es bien sabido, todo el enriquecimiento del combustible nuclear utilizado en España se realiza en el exterior (4), por lo que en un caso extremo de cierre de fronteras —hoy inimaginable— la producción autóctona sería nula. Si se tienen en cuenta las importaciones a que da lugar la utilización de esta fuente de suministro, el porcentaje nacional del valor añadido de combustible nuclear alcanza actualmente el 27 %. A partir de 1993, dicha proporción aumentará hasta el 48 %, como consecuencia de la entrada en funcionamiento de la fábrica de concentrados de uranio de Saelices el Chico.

El Cuadro 12 —donde se comparan la evolución prevista del grado de autoabastecimiento hasta el 2000 en España y en la Comunidad Económica Europea—, indica que el grado de autoabastecimiento disminuirá en una proporción similar a la media de la Comunidad.

Por otra parte, la estructura de demanda en el horizonte 2000 presenta un grado de diversificación muy superior al actual, tanto por tipos de energías como por países de origen y canales de comercio de los suministros importados, lo que permite asegurar el aprovisionamiento energético a pesar del aumento de las importaciones.

(4) En concreto, en Estados Unidos y la URSS.

IV OFERTA DE ENERGIA

IV.1 SECTOR ELECTRICO

I. NUEVO EQUIPAMIENTO ELECTRICO PENINSULAR

Las previsiones de demanda de energía indican la insuficiencia del actual parque de generación para abastecer el nivel de demanda que puede registrarse a mediados de la década. Ello plantea la necesidad de determinar la forma más adecuada de incrementar la capacidad de generación.

La estructura de nuevo equipamiento eléctrico propuesta abarca el periodo 1991-2000. La prolongación del periodo de planificación más allá del 2000 no es conveniente, porque requiere extrapolar a más de diez años la información actualmente disponible sobre las variables relevantes para determinar el equipamiento eléctrico óptimo: evolución de la demanda de energía eléctrica y de los precios relativos de los combustibles, innovaciones tecnológicas en generación de electricidad, progresiva mejora de la protección medioambiental. La decisión sobre nuevo equipamiento para cubrir déficits posteriores al 2000 se tomaría a la luz de la evolución de los acontecimientos en los próximos cinco años.

I.1. Demanda de electricidad

** Demanda de energía eléctrica*

La evolución de la demanda peninsular de energía eléctrica en los próximos diez años se ha estimado a partir de la demanda prevista para los sectores industrial, doméstico, comercio y servicios, y resto de la economía. El sector industrial se ha desagregado en varios subsectores, definidos en función de su respectiva intensidad de consumo eléctrico. La demanda de energía eléctrica prevista para cada sector es resultado de la aplicación de modelos econométricos, y de un análisis detallado de las características específicas de su consumo, incluyendo la posibilidad de ahorro y sustitución de energía eléctrica por otras fuentes de energía, como se describe en el capítulo de estimación de la demanda de energía.

El análisis indica una elasticidad de demanda de energía eléctrica respecto al PIB inferior a la unidad en el sector industrial durante todo el periodo; y una elasticidad superior a la unidad en los sectores doméstico y terciario, pero decreciente a lo largo del periodo como consecuencia de la

Sector eléctrico

saturación que aparecerá al irse elevando el nivel de equipamiento eléctrico en estos sectores.

El efecto global de este comportamiento sectorial es una elasticidad del total de la demanda peninsular respecto al crecimiento real del PIB próxima a la unidad en la presente década. La elasticidad así estimada se ha aplicado a la última previsión de crecimiento real del PIB hasta 1993 del Ministerio de Economía y Hacienda; para el resto del período se supone un crecimiento medio real del PIB del 3,5 % anual.

El resultado de este escenario es una previsión de crecimiento de la demanda peninsular de energía eléctrica en torno al 3,44 % anual en barras de central en los próximos diez años. Esta tasa es inferior al 4,10 % registrado en 1982-1990, el período de recuperación de la crisis económica. La desaceleración del crecimiento es consecuencia de las medidas de reducción estratégica de la demanda contempladas en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, que se centran en el aumento de la eficiencia energética de los sectores industrial y terciario en una primera fase, y del sector residencial posteriormente, como se describe en el correspondiente capítulo del PEN. Debe destacarse, no obstante, que la demanda puede crecer hasta un 4,5 % anual entre 1991 y 1994 sin que el Sistema Público Peninsular registre un déficit de potencia.

La demanda peninsular se incrementa con la exportación de apoyo a Francia, y la previsible exportación a Marruecos, para obtener el total de energía eléctrica que debe abastecer la oferta peninsular.

• *Demanda de potencia*

La demanda peninsular de energía está asociada a una máxima demanda de potencia, a través de una relación que se ha mantenido constante en los últimos quince años, a pesar de las profundas transformaciones registradas en la economía española. Ello implica la conveniencia de prever un desplazamiento homotético de la curva de carga durante el período de planificación. De acuerdo con esta hipótesis, la punta de demanda de potencia estaría en torno a 36.274 MW netos en el año 2000 (1).

(1) Incluye la potencia necesaria para cumplir el contrato de apoyo a Francia vigente. La exportación a Marruecos es interrumpible.

Se prevé poner en práctica medidas de gestión de la demanda que tiendan a mejorar la relación potencia/energía (interrumpibilidad y discriminación horaria) y permitan una mayor utilización de la potencia instalada con el fin de disminuir las necesidades de nueva potencia.

Se estima que la interrumpibilidad permitirá reducir la demanda de potencia de punta en unos 600 MW. Esta previsión es conservadora si se compara con la actual oferta de los abonados interrumpibles conectados durante las horas de punta del sistema, que se sitúa entre 1.700 y 1.800 MW. Se ha tenido en cuenta, sin embargo, que la estructura de tarifas eléctricas vigente incluye otros mecanismos de gestión de la demanda que inducen al consumo de electricidad fuera de los períodos de punta, lo que podría reducir en el futuro la oferta efectiva de los abonados interrumpibles durante dichos períodos.

Debe destacarse asimismo que, aunque los instrumentos tarifarios para la aplicación de la interrumpibilidad ya tienen varios años de vigencia, el exceso de capacidad existente ha hecho generalmente innecesaria la interrupción del suministro a los abonados acogidos a esta modalidad, por razones de cobertura de la demanda nacional. Por el contrario la aplicación de la interrumpibilidad ha permitido la resolución de problemas temporales de abastecimiento local asociados, en general, a incidencias en la red de transporte. Será conveniente que en los próximos años se incremente gradualmente la utilización de la interrumpibilidad hasta los límites permitidos.

La aplicación de la interrumpibilidad durante los próximos años ha sido facilitada por la implantación en 1991 de un sistema integrado para la automatización de la comunicación, la ejecución y el control de las órdenes de interrumpibilidad a los abonados interrumpibles.

Teniendo en cuenta la interrumpibilidad prevista, la punta de demanda de potencia alcanzaría unos 35.674 MW netos en el año 2000.

1.2. Déficit de potencia

El déficit de potencia viene dado por la diferencia entre la potencia necesaria para abastecer la demanda, y la que puede proporcionar el actual parque de generación.

Nuevo equipamiento eléctrico peninsular

La garantía del suministro eléctrico requiere que la potencia instalada cubra la máxima demanda de potencia con un margen de reserva frente a fallos extraordinarios del parque de generación, aumentos imprevistos de demanda y años extremadamente secos. Con el margen de seguridad necesario para el sistema eléctrico español, se necesitarán en torno a 51.400 MW nominales en el año 2000 para cubrir la demanda.

El actual parque de generación puede proporcionar 43.000 MW nominales en el año 2000. Esta conclusión es resultado de un análisis que ha comparado el coste total de alargamiento de vida útil del parque existente, con el coste de todas las opciones de nueva capacidad.

El alargamiento de vida útil se considera como una línea de actuación global, que incluye no sólo la inversión necesaria para prolongar la vida útil técnica del parque existente, sino también la dirigida a mejorar las condiciones de explotación de las centrales cuya vida útil superará los 25 años antes del 2000. La inversión en alargamiento de vida útil de todas estas centrales, junto con el coste variable de generación de cada una de ellas, resulta en un coste total del kWh inferior al de cualquier otra opción de oferta. La inversión estimada incluye la necesaria para mejorar la flexibilidad del parque existente, a través de la conversión a policombustibles fuel-gas de algunas centrales de fuel, y de la adaptación de casi todas ellas a un funcionamiento cíclico. Esta inversión se complementará con todas las medidas necesarias para asegurar la plena operatividad del parque existente que requiere el ajuste previsto entre la demanda y la oferta. El alargamiento de vida útil evita, por otra parte, la pérdida de emplazamientos para generación de electricidad.

Se considera pues, conveniente, mantener operativo hasta el 2000 la práctica totalidad del parque de generación actual. Las bajas previstas son seis grupos de fuel —Escombreras 1, Escombreras 2, Almería 1, Málaga 1, Cádiz 1 y Cádiz 2— y el grupo de carbón Compostilla 1.

La diferencia entre las necesidades totales de potencia —51.400 MW— y la potencia que el parque actual proporcionará en el 2000 —43.000 MW— indica que el déficit de potencia en el año 2000 estaría en torno a 8.400 MW nominales. Este es, por tanto, el aumento de potencia insta-

lada durante el período de planificación que se estima suficiente, con criterios conservadores para cubrir la demanda.

1.3. Criterios de selección de opciones de nueva oferta

Existe una amplia gama de alternativas para incrementar la oferta de potencia. Se han considerado las siguientes opciones: la instalación de nuevas centrales de diverso tipo (hidráulicas, de carbón nacional y de importación, ciclo combinado, turbinas de gas); la finalización de la central nuclear de Valdecaballeros; el incremento de potencia de algunas de las centrales de fuel existentes, a través del repowering o adaptándolas a ciclo combinado clásico; la importación con garantía de potencia de electricidad de Francia; y el aumento de la autoproducción, a través del desarrollo de la cogeneración y de la explotación de energías renovables (minihidráulica, combustión de residuos sólidos urbanos, eólica, solar).

La selección de las distintas opciones de oferta se ha realizado de acuerdo con los siguientes criterios:

— Minimización de costes de generación

El coste de la energía eléctrica incide en la evolución del Índice General de Precios al Consumo y en la competitividad de la economía nacional, dos factores especialmente relevantes en el período de adaptación al Mercado Unico comunitario. En la selección de opciones de oferta se ha dado prioridad, por tanto, a las que permiten generar electricidad con un menor coste total por kWh, con las salvedades que se describen más adelante.

— Seguridad de abastecimiento y diversificación

Este objetivo hace conveniente desarrollar la generación de electricidad con recursos autóctonos, fundamentalmente energías renovables y carbón nacional, en la medida que permiten las reservas existentes de carbón más competitivas y de menor impacto medioambiental. También requiere diversificar la estructura de generación, haciendo uso de la variedad de opciones de oferta de que se dispone.

Sector eléctrico

— Minimización del impacto medioambiental

La limitación del impacto medioambiental de la generación de electricidad es uno de los principales instrumentos que pueden utilizarse para armonizar el crecimiento económico con la protección del medio ambiente. Este hecho ha sido tenido en cuenta en la selección de nuevo equipamiento eléctrico. Una elevada proporción de las opciones seleccionadas utilizarán gas natural —el combustible fósil menos contaminante— y energías renovables. En el caso del carbón nacional y de importación, las nuevas centrales incorporan la tecnología necesaria para limitar las emisiones de SO_2 y NO_x al límite requerido por la Comunidad Económica Europea; los costes fijos y variables de dicha tecnología se han añadido a los costes totales de generación de estas centrales.

Respecto a las centrales de carbón existentes, se han contemplado dos tipos de medidas: la mezcla de carbón nacional con combustibles menos contaminantes, como el carbón de importación de bajo contenido de azufre o el gas natural; y la modificación de la tecnología de combustión para reducir las emisiones de SO_2 y NO_x .

El impacto medioambiental de las centrales actuales de fuel será muy reducido, puesto que el nuevo equipamiento eléctrico propuesto permitirá que el gas natural sustituya en gran medida al fuel. Como se indica más adelante, algunas de estas centrales serán dotadas de equipos para poder quemar gas natural, y el resto formarán parte del equipo de reserva. En todo caso, la calidad medioambiental del fuel utilizado se irá mejorando progresivamente.

— Flexibilidad de adaptación a la demanda de electricidad

Toda previsión de la demanda de electricidad en los próximos diez años está sujeta a un margen de error, tanto al alza como a la baja. Esta incertidumbre es especialmente acusada en la situación actual. El crecimiento real del PIB depende del éxito de la adaptación de la economía española al Mercado Unico Europeo, un reto nuevo frente al que el análisis de los datos históricos ofrece una información limitada. También es difícil precisar la sensibilidad de la demanda futura de electricidad al crecimiento de la economía es-

pañola, como consecuencia sobre todo de la incertidumbre respecto al impacto del Mercado Unico sobre la competitividad relativa de los distintos sectores de la industria española.

Estas consideraciones indican la conveniencia de seleccionar las opciones de oferta más susceptibles de adaptarse a la evolución real de la demanda, es decir: las que requieren cortos periodos de tiempo para construir la capacidad necesaria, y aquellas cuyas características técnicas se adapten mejor a las necesidades del sistema eléctrico.

— Minimización del esfuerzo inversor del Sistema Público Peninsular

El saneamiento financiero de las empresas que conforman el SPP hace conveniente reducir al máximo la inversión en nuevo equipamiento de generación a realizar por dichas empresas.

La reducción del esfuerzo inversor del Sistema Público Peninsular puede conseguirse por varias vías complementarias. Una es dar preferencia, a igualdad de costes medios de generación del kWh, a las alternativas que sean menos intensivas en capital. Otra es hacer uso de las opciones de oferta en las que las inversiones son realizadas por agentes distintos a las empresas del SPP. Este es el caso de la importación de electricidad con garantía de potencia de Francia, y de la generación de electricidad por los autoprodutores.

I.4. Determinación de la estructura óptima de nuevo equipamiento eléctrico

Se ha considerado óptima la combinación de nueva oferta que compatibiliza la minimización de costes de generación con el cumplimiento del resto de los objetivos.

La metodología aplicada para determinar el óptimo hace uso de tres modelos interrelacionados: un modelo de planificación de nuevo equipamiento; un modelo de explotación óptima del parque de generación; y un modelo de fiabilidad del suministro eléctrico.

El modelo de planificación determina el mix de nueva oferta que permite cubrir la demanda con un coste total (fijo más variable) mínimo, a partir de unas hipótesis de costes de cada opción, y de

Nuevo equipamiento eléctrico peninsular

las restricciones derivadas de objetivos prioritarios de la política energética nacional. La minimización de costes se realiza sobre el período de planificación, pero el coste de cada opción tiene en cuenta la totalidad de su vida útil. Mediante un proceso iterativo, el modelo altera el mix de nueva oferta hasta determinar la combinación que, junto con el parque de generación existente, resulta en un coste mínimo. Las características específicas del parque de generación actual son pues un factor condicionante del óptimo de nueva oferta.

El resultado así obtenido es reelaborado posteriormente en la medida requerida por el cumplimiento de los restantes criterios de selección.

El mix de nueva oferta seleccionado, junto con el parque actual de generación que continuará en funcionamiento en el año 2000, ha sido sometido después a los modelos de explotación óptima del parque de generación, y de fiabilidad de suministro, utilizados por la Explotación Unificada del Sistema. Ello permite comprobar que la estructura de nuevo equipamiento seleccionada es consistente con dichos modelos.

• **Hipótesis de costes de las opciones de nueva oferta**

Todos los costes, tanto fijos como variables, se han calculado en pesetas constantes de 1990. Se supone que la inflación afecta por igual al coste de todas las opciones y no altera por tanto los costes relativos, que son los relevantes para determinar la combinación óptima. Los resultados son independientes pues de la tasa de inflación.

El principal problema de estimación de costes se deriva de la volatilidad del precio del crudo, que afecta al coste variable de las opciones que utilizan gas natural como combustible, es decir: la construcción de centrales de ciclo combinado, el repowering y la adaptación a ciclo combinado de centrales de fuel existentes. Se ha optado por analizar una amplia gama de escenarios de precios del petróleo, para determinar los umbrales de rentabilidad de las opciones de gas respecto a cada una de las restantes alternativas. La relación entre los precios del barril de crudo, y de la termia de gas, incluye los costes de desarrollo de la infraestructura gasista nacional necesarios

para abastecer las centrales eléctricas que utilizarán gas natural.

La incertidumbre de costes es también especialmente acusada en otra alternativa: la finalización de Valdecaballeros. La experiencia nacional e internacional indica que tanto los costes de construcción, como los costes de operación y mantenimiento de las centrales nucleares, suelen ser superiores a los previstos. La información disponible indica que los costes de operación y mantenimiento de las centrales nucleares en Estados Unidos han sido superiores en un 30 % a los previstos en el período 1982-1988, como consecuencia fundamentalmente del progresivo endurecimiento de los requisitos de seguridad exigidos al funcionamiento de dichas centrales. Las averías durante la vida útil de la central dan lugar también con frecuencia a la necesidad de realizar inversiones extraordinarias de difícil previsión.

Pero la principal incertidumbre se refiere a la estimación de los costes de la segunda fase del ciclo nuclear. La escasa experiencia en desmantelamiento de centrales nucleares hace muy difícil determinar estimaciones fiables de estos costes, que dependen además, en gran medida, del período de tiempo de que se disponga para realizar el desmantelamiento.

• **Prioridades de política energética**

Algunas opciones han sido seleccionadas a pesar de tener un coste relativamente elevado. Este es el caso de la autoproducción y de las nuevas centrales de carbón nacional.

— *Autoprodutores*

La autoproducción incluye dos tipos de actividad claramente diferenciadas: la cogeneración de vapor y energía eléctrica en el desarrollo de procesos industriales, y la generación de electricidad a partir de las energías renovables.

La cogeneración permite obtener un ahorro significativo de energía primaria, y contribuye a reducir las pérdidas de transporte y distribución porque la electricidad se genera en el propio centro de consumo. Evita, además, la localización de nuevos emplazamientos.

Las energías renovables, por su parte, ahorran energía primaria convencional, haciendo uso de

Sector eléctrico

los residuos sólidos urbanos como combustible para la generación de energía eléctrica y de recursos autóctonos virtualmente inagotables, como el agua, el viento y el sol; también facilitan la protección del medioambiente, eliminando las emisiones contaminantes en la generación de electricidad, o los residuos sólidos urbanos.

Ambas formas de autoproducción permiten cubrir el déficit de potencia reduciendo el esfuerzo inversor de las empresas del Sistema Público Peninsular y disminuyen la probabilidad de fallo del sistema eléctrico, como consecuencia de la atomización de los autoprodutores.

La autoproducción presenta inconvenientes para su gestión por la Explotación Unificada por su menor flexibilidad técnica y las numerosas unidades de poca potencia que la integran. Sin embargo, los grandes autoprodutores con unidades de tamaño relevantes para el sistema eléctrico, quedarán sometidos a una nueva normativa que incorporará la gestión de sus instalaciones a la Explotación Unificada de tal manera que, aun considerando sus especificidades, incentivará la adecuación de su producción a las necesidades del SPP.

Se ha decidido, por tanto, realizar el potencial de autoproducción actualmente existente. Dentro de las energías renovables, se han seleccionado

aquellas que pueden generar electricidad utilizando tecnologías más competitivas, es decir, minihidráulica y combustión de residuos sólidos urbanos principalmente.

Una estimación conservadora de este potencial sitúa en 2.452 MW nominales el aumento de potencia que pueden proporcionar los autoprodutores durante el periodo de planificación. De este total, 1.263 MW corresponden a cogeneración y 1.189 MW a energías renovables, fundamentalmente minihidráulica.

La contribución de los autoprodutores a la generación de energía eléctrica aumentará, en consecuencia, del 4,5 % actual al 10 % en el año 2000.

— *Carbón Nacional*

La generación de electricidad con carbón nacional es una de las opciones más caras, como consecuencia del elevado coste de producción del carbón.

La inclusión en el nuevo equipamiento de las centrales descritas en el Cuadro 1 se justifica, fundamentalmente, por su contribución a los objetivos de desarrollar los recursos nacionales de carbón más competitivo, fomentar el uso de los recursos autóctonos y facilitar la realización del Plan de Reordenación del sector del carbón.

Cuadro 1

NUEVA POTENCIA DE CARBÓN NACIONAL

Grupo	Características	Potencia MW instalados
Ampliación en El Bierzo	— Carbón Pulverizado — Hulla, cielo abierto	350
Puentenuevo 4	— Carbón Pulverizado — Hulla, cielo abierto	350
Puertollano 2	— Gasificación (GICC) — Hulla, cielo abierto	338
Puertollano 3	— Lecho fluido atmosférico — Hulla, cielo abierto	150
Teruel 4	— Lecho fluido atmosférico — Lignito negro, cielo abierto y mixtos de lavadero	150
	Total	1.338

Nuevo equipamiento eléctrico peninsular

El marco de desarrollo de la minería nacional contemplado en el Plan de Reordenación del Carbón, considera competitivo el carbón nacional con coste de producción inferior al coste de referencia definido en el Nuevo Sistema de Contratación del Carbón Térmico.

De acuerdo con la información actualmente disponible, la explotación de las reservas existentes de este carbón permitiría la construcción de las centrales termoeléctricas indicadas en el Cuadro 1.

Las nuevas centrales mantendrán la generación de electricidad a partir de carbón nacional en el año 2000 en el nivel máximo que permiten las reservas existentes de carbón más competitivo. Debe destacarse, por otra parte, que la nueva central de gasificación integrada con ciclo combinado de Puertollano será la primera de este tipo construida en la CEE, lo que dará lugar probablemente a una subvención comunitaria. La evolución tecnológica de los lechos fluidos permitirá aumentar el tamaño de este tipo de centrales en España, un factor básico en la reducción de costes unitarios. Tanto la gasificación como los lechos fluidos se enmarcan dentro de las principales tendencias de nuevas tecnologías para la combustión limpia del carbón.

• Nuevo equipamiento eléctrico

La demanda total se cubrirá a través del programa de alargamiento de vida útil del parque existente, antes mencionado, y de la instalación del nuevo equipamiento eléctrico indicado en el Cuadro 2.

Además de la autoproducción y el carbón nacional, existen dos opciones de nueva oferta que forman parte de la estructura de nuevo equipamiento en todos los escenarios de precios del crudo: el aumento de capacidad hidráulica en 902 MW, y la importación en firme de electricidad de Francia.

La nueva capacidad hidráulica permite realizar la mayoría del potencial hidroeléctrico identificado que puede ser rentable. Incluye diversos proyectos de hidráulica no regulable, para los que la relación entre coste de inversión y producible medio implica un coste de generación competitivo con el de energías de la misma calidad. Incorporo-

Cuadro 2
NUEVO EQUIPAMIENTO ELECTRICO

	Potencia (MW instalados)
Hidráulica	902
Carbón nacional	1.338
Carbón de importación	550
Turbinas de gas	300
Gas natural	1.835
Importación de Francia	1.000
Total SPP	5.925
Autoprodutores	2.452
Total	8.377

ra asimismo nueva potencia hidráulica de regulación, cuya adaptación instantánea a las necesidades de potencia permite la cobertura óptima de la parte superior de la curva de carga, y de los fallos de corta duración del equipo térmico. Esta flexibilidad de la potencia hidráulica de regulación hace que su construcción tenga un interés estratégico y económico, como ha puesto de manifiesto el contrato vigente de apoyo a Francia. Debe destacarse que, el crecimiento homotético previsto de la demanda hará aumentar la relación potencia/energía en la parte superior de la curva de carga, de manera que al final del período de planificación, se utilizará gran parte de la potencia hidráulica de regulación actualmente disponible, teniendo en cuenta el contrato de apoyo a Francia. Se incluyen, por último, 317 MW correspondientes a nuevas centrales cuya construcción está en curso.

El contrato vigente que permite importar 1.000 MW de Francia con garantía de potencia tiene un coste inferior al del resto de las opciones consideradas. La importación contribuye, por otra parte, al objetivo del Mercado Interior de la Energía de alcanzar una asignación de recursos energéticos más eficiente dentro de la Comunidad a través del intercambio de electricidad entre los países miembros.

Sector eléctrico

Cuadro 3
OPCION GAS

	Incremento de Potencia (MW instalados)
Nuevo Ciclo Combinado	700
Adaptación a Ciclo Combinado	640
Cristóbal Colón	420
Escombreras 3	220
Repowering	495
Total	1.835

La variación del precio del crudo afecta fundamentalmente al coste relativo de la **nueva potencia de gas** descrita en el Cuadro 3 y **Valdecaballeros**. El umbral del precio medio del crudo en términos reales que determina la ventaja económica de la opción gas frente a Valdecaballeros se sitúa entre 3.700 y 4.040 Ptas./barril. La diferencia entre ambos valores refleja una estimación de la medida en que los costes de operación y mantenimiento de Valdecaballeros pueden superar a los previstos, basada en la experiencia de Estados Unidos en los últimos años; se supone en todo caso la ausencia de desviación al alza del resto de los costes de Valdecaballeros, incluidos los de la segunda fase en ciclo nuclear.

Para el escenario básico considerado en el PEN, el coste del kWh generado con la nueva potencia de gas es inferior en un 23 % al correspondiente a la opción nuclear; si se consideran los costes fijos totales de Valdecaballeros —es decir, si se añaden los costes de la inversión ya realizada en dicha central— la diferencia de costes del kWh aumenta hasta un 84 %.

El gas natural presenta las siguientes ventajas adicionales a la minimización de costes:

El aumento de capacidad de generación proporcionado por la opción gas procede fundamentalmente del incremento de potencia de parte del actual parque de fuel, a través de su adaptación a ciclo combinado, o del repowering. Ambas alternativas permiten utilizar una tecnología de ge-

neración eléctrica de alto rendimiento y mínimo impacto medioambiental en el aprovechamiento de las actuales centrales de fuel, y fuel-gas. Por otra parte, la transformación puede realizarse al ritmo requerido por la evolución real de la demanda, lo que flexibiliza notablemente la planificación; en el caso del repowering, los incrementos unitarios son de 100 MW o menos, y su periodo de construcción sólo requiere un año.

Esta opción facilita además la explotación del sistema eléctrico porque sitúa el aumento de potencia en puntos próximos a los grandes centros de consumo, lo que reduce las pérdidas de transporte de energía eléctrica y permite incrementar la seguridad del suministro al aproximar la generación al consumo. Otra característica de la nueva potencia de gas es su capacidad de modulación adaptándose a la curva de demanda, una ventaja especialmente relevante para el parque actual de generación, que presenta una elevada proporción de potencia que debe funcionar próxima a plena carga, como el carbón y la nuclear.

La opción gas incluye dos nuevas centrales de ciclo combinado, que servirán de referencia en cuanto a inversiones y funcionamiento de una tecnología de generación que conjuga un elevado rendimiento con la protección del medio ambiente y una gran flexibilidad de planificación, derivada de un periodo de construcción de estas centrales en torno a dos años y medio.

Por otra parte, comparada con Valdecaballeros, la opción gas disminuye en un 15 % la inversión que el Sistema Público Peninsular debe realizar para cubrir el déficit de potencia hasta el 2000, como consecuencia de su reducido coste de inversión material. También reduce el riesgo de sobreequipamiento eléctrico asociado a toda planificación a largo plazo de las necesidades de potencia. Dado que el periodo de construcción de la nueva potencia de gas es de dos años y medio o menos, se puede esperar hasta mediados de los 90 para comprobar la evolución real de la demanda, e introducir la potencia de gas al ritmo que vaya indicando la demanda real. Se reduce pues el riesgo de realizar inversiones en nuevo equipamiento que no sean realmente necesarias.

El gas natural facilita asimismo el aprovechamiento del actual parque de centrales de fuel y fuel-gas reduciendo su impacto medioambiental.

Nuevo equipamiento eléctrico peninsular

Estas centrales han sido poco utilizadas hasta ahora, como consecuencia del exceso de capacidad de generación existente, pero el aumento de la demanda durante la presente década hará necesario su mayor funcionamiento. Sin gas natural, esta evolución habría aumentado la generación con fuel del 1,4 % en 1990 a un valor en torno al 6 % en el año 2000. La mayor disponibilidad de gas permite sin embargo sustituir el fuel por este combustible en dichas centrales, reduciendo el consumo de fuel al uso ocasional del resto del parque de fuel, que formará parte del equipo de reserva.

El consumo de gas en las centrales eléctricas también contribuye en gran medida al desarrollo y la mejora de la explotación de la infraestructura del sistema gasista nacional, por las razones descritas en el capítulo del PEN sobre el gas.

El consumo de gas en las centrales del Sistema Público Peninsular dará lugar a una contribución del gas natural a la generación de electricidad en torno al 11 % en el año 2000. Junto con las ventajas antes descritas, esta contribución introduce un elemento de incertidumbre en los costes de generación, por la vinculación del precio del gas al precio del crudo.

Esta incertidumbre no justifica, sin embargo, la renuncia a la opción gas, que implicaría incurrir en un extra coste de generación injustificado: si el precio medio del crudo en términos reales se mantiene por debajo de los umbrales citados, Valdecaballeros encarecería los costes de generación, y esta circunstancia es la más probable, ya que dichos umbrales superan al límite máximo del intervalo de precios del crudo considerado más probable por la Agencia Internacional de la Energía hasta el año 2000.

Debe destacarse, por último, la gran flexibilidad de consumo de gas por el sector eléctrico. La nueva potencia de gas procede en gran parte del repowering de centrales de fuel, y estas centrales pueden utilizar indistintamente gas natural o fuel para producir hasta un 75 % de su generación eléctrica. En el resto de las centrales policombustibles, la flexibilidad de consumo de fuel o gas se extiende a la totalidad de la producción.

Para completar la diversificación del parque de generación eléctrica, el nuevo equipamiento incluye un grupo de 550 MW de **carbón de impor-**

tación, que permite complementar la utilización de los recursos autóctonos con el aprovechamiento de un combustible de calidad medioambiental y competitividad de costes superiores a los de los carbones nacionales.

La estructura de nuevo equipamiento eléctrico incluye la introducción de 300 MW de **turbinas de gas**, que refleja el ahorro de costes derivado de utilizar como potencia de reserva el equipo que mejor puede desempeñar esta función.

El peso relativamente elevado de la hidráulica regulable y de bombeo en la explotación del sistema eléctrico español, hace conveniente disponer de una potencia de reserva que pueda proporcionar la energía suficiente para cubrir los déficits de energía hidroeléctrica en años secos, y los fallos de larga duración del equipo térmico.

Esta función es desempeñada actualmente por las centrales de fuel, pero su contribución será insuficiente en los próximos años. La adaptación a ciclo combinado y el repowering de las centrales de fuel, así como la mayor utilización de las centrales policombustibles fuel-gas, reducirá el equipo de fuel utilizado como reserva. Este hecho, junto con el crecimiento de la potencia de reserva necesaria para atender la demanda de electricidad a lo largo del periodo de planificación, hace necesaria la instalación de nuevo equipo de reserva. El equipo óptimo, especialmente para el último tramo de potencia de reserva —aquella que tiene menos probabilidad de ser utilizada— es el que tiene un coste fijo reducido, una respuesta rápida, y un abastecimiento de combustible garantizado. Estas son las características de las turbinas de gas, preparadas para utilizar gas natural, gas-oil o fuel tratado.

La localización adecuada de estas instalaciones en puntos estratégicos del sistema permite además incrementar su fiabilidad al situarlas en puntos próximos a los consumos en apoyo del sistema convencional de generación y de transporte.

El nuevo equipamiento eléctrico dará lugar a la **estructura del parque total de generación en el año 2000** indicada en el Cuadro 4. La comparación de esta estructura con la actual refleja un aumento sensible de la diversificación del parque.

El calendario de entrada en funcionamiento de la nueva potencia eléctrica prevé el inicio de la im-

Sector eléctrico

Cuadro 4
ESTRUCTURA DEL EQUIPO INSTALADO

	1990		1995		2000	
	MW	%	MW	%	MW	%
Hidráulica	16.103	37,0	16.420	35,5	17.005	33,1
Nuclear	7.363	16,9	7.363	15,9	7.363	14,3
Carbón nacional	9.362	21,5	9.362	20,3	10.559	20,5
Carbón importado	1.314	3,0	1.314	2,8	1.864	3,6
Fuel	6.574	15,1	6.298	13,6	3.105	6,0
Fuel/Gas	1.320	3,1	1.320	2,9	4.638	9,0
Gas	0	0,0	0	0,0	1.710	3,3
Turbinas de gas	0	0,0	0	0,0	300	0,6
Importación EdF	0	0,0	1.000	2,2	1.000	2,0
Autoproducción	1.454 (1)	3,4	3.150	6,8	3.906	7,6
Total	43.490	100,0	46.227	100,0	51.450	100,0

ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION NETA

	1990		1995		2000	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Hidráulica	24.673	17,5	31.755	18,8	32.781	16,4
Nuclear	51.664	36,7	46.383	27,4	46.383	23,2
Carbón nacional	48.960	34,8	54.465	32,2	57.608	28,9
Carbón importado	6.507	4,6	7.800	4,6	11.501	5,8
Fuel	2.034	1,5	6.783	4,0	0	0,0
Gas	619	0,4	0	0,0	22.612	11,3
Importación EdF	0	0,0	5.484	3,2	8.760	4,4
Autoproducción	6.267 (1)	4,5	16.567	9,8	19.964	10,0
Total	140.724	100,0	169.237	100,0	199.609	100,0
Consumo en bombeo	1.039		1.233		1.240	
Exportación	-425		-2.448		-3.048	
Demanda b.c.	139.260		165.556		195.321	

(1) Provisional.

portación de Francia con garantía de potencia en 1993 ó 1994, en función de las necesidades del sistema eléctrico español, como estipula el contrato vigente. Antes de 1997 entrarán también en funcionamiento 317 MW de potencia hidráulica —cuya construcción se ha iniciado durante el período de vigencia del PEN anterior— y 1.900 MW de autoproducción, correspondientes a proyectos ya identificados. Estos aumentos de potencia, permiten cubrir el déficit de potencia hasta 1997,

fecha en que ya estará operativo el gasoducto con Argelia, cuya entrada en funcionamiento se prevé para 1995.

No obstante, para obviar los riesgos de retraso en la finalización del gasoducto y/o de aumentos de la demanda hasta 1997 superiores a los estimados, se ha previsto la entrada en funcionamiento en 1997 de los grupos de carbón Puente-nuevo 4 (carbón nacional) y Litoral 2 (carbón de importación).

Nuevo equipamiento eléctrico extrapeninsular

El resto del nuevo equipamiento se irá introduciendo al ritmo marcado por la evolución de la demanda, teniendo en cuenta las limitaciones que imponga el período real de construcción de las distintas opciones.

La inversión del Sistema Público Peninsular necesaria para cubrir la demanda de energía eléctrica durante el período de planificación se estima en 949.134 mn. de ptas. de 1990, con intereses intercalarios. Este total incluye la inversión en alargamiento de vida útil, y mejora de la operatividad y flexibilidad, del parque existente.

Estas inversiones darán lugar a un coste total medio de generación del nuevo equipamiento de 6,2 Ptas/kWh, comparado con 8 Ptas/kWh del parque actual.

II. NUEVO EQUIPAMIENTO ELECTRICO EXTRAPENINSULAR

II.1. Baleares

El crecimiento esperado de la demanda en el período 1991-2000 para el archipiélago balear es del 5 %, algo más alto que el peninsular debido al intenso auge del sector turístico y a la creciente participación de la electricidad en el total del consumo de energía final.

Demanda de energía (GWh bc)		
1990	1995	2000
2.533	3.243	4.127

Para cubrir las necesidades de energía y potencia en el período de planificación se prevén las incorporaciones del Cuadro 5, que muestra asimismo las bajas esperadas en el parque balear.

Los nuevos equipos se concretan en dos grupos de carbón en Alcudia de 125 MW, 1994 y 1996, una planta de incineración de RSU de 18 MW y grupos diesel o turbinas de gas de reducida dimensión.

II.2. Canarias

Se espera que la demanda de electricidad en Canarias aumentará a una tasa del 6 % anual acumulativo hasta el 2000. El mayor crecimiento en relación al peninsular se explica por la creciente importancia del turismo, la existencia de un consumo de energía eléctrica por habitante inferior al nacional, el fuerte aumento de la potabilización de agua, y un crecimiento del PIB más elevado que en la península.

Demanda de energía (GWh bc)		
1990	1995	2000
3.413	4.649	6.147

El Cuadro 6 indica la potencia instalada en los años 1990, 1995 y 2000 con las altas y bajas esperadas en los correspondientes periodos para cubrir la demanda de energía y potencia en la totalidad del sistema canario.

**Cuadro 5
BALEARES**

Equipo de generación (MW nominales)							
Equipo	1990	Altas	Bajas	1995	Altas	Bajas	2000
Carbón	250,0	125,0	—	375,0	125,0	—	500,0
Fuel	195,0	—	195,0	—	—	—	—
Turbinas de gas	192,0	37,5	—	229,5	37,5	—	267,0
Diesel	94,7	187,4	13,8	268,3	—	—	268,3
RSU	—	18,0	—	18,0	—	—	18,0
Total	731,7	367,9	208,8	890,8	162,5	—	1.053,3

Sector eléctrico

Cuadro 6
CANARIAS

Equipo de generación (MW nominales)							
Equipo	1990	Altas	Bajas	1995	Altas	Bajas	2000
Hidráulica	0,8	—	—	0,8	—	—	0,8
Fuel	438,4	—	—	438,4	—	44,0	394,4
Policombustibles	—	160,0	—	160,0	410,0	—	570,0
Turbinas de gas	269,4	62,5	30,0	301,9	—	51,9	250,0
Diesel	331,3	128,2	1,9	457,6	42,8	24,5	475,9
Cogeneración	—	44,6	—	44,6	—	—	44,6
Eólica	0,2	—	—	0,2	—	—	0,2
Total	1.040,1	395,3	31,9	1.403,5	452,8	120,4	1.735,9

El nuevo equipamiento eléctrico en Gran Canaria y Tenerife se compone de centrales policombustibles, para facilitar la diversificación de las fuentes de energía primaria. La decisión sobre el combustible a utilizar en cada una de estas centrales se tomará en función de criterios técnicos, económicos y medioambientales. La calidad medioambiental del fuel consumido irá mejorando progresivamente.

Para el resto de incorporaciones se prevén grupos diesel y turbinas de gas que por su flexibilidad en la operación y reducido tamaño son los idóneos para cubrir las necesidades de sistemas aislados y de pequeña dimensión.

II.3. Ceuta-Melilla

En Ceuta y Melilla el crecimiento esperado de la demanda es un 5 % a excepción del año 1991 en que se espera que crezca un 5,76 %.

Demanda de energía (GWh bc)		
1990	1995	2000
145	187	238

El Cuadro 7 muestra el equipo instalado a 31.12.90 así como el previsto —con las incorporaciones y bajas correspondientes— para los años 1995 y 2000.

Los dos grupos previstos para entrar en servicio en el periodo 1990-1995 son un grupo diesel y una turbina de gas.

III. REORDENACION DEL SECTOR ELECTRICO

Para consolidar la competitividad y estabilidad del sector a largo plazo es necesaria una reordenación que abarque tanto la adaptación al modelo descrito a continuación, como la introducción de una nueva regulación del sector, contenida en el proyecto de Ley sobre el Sector Eléctrico que será presentada para su aprobación por el Parlamento próximamente.

III.1. Criterios básicos

El funcionamiento del sistema eléctrico español se rige por cuatro principios básicos que han de ser tenidos en cuenta para la definición de la reordenación del sector eléctrico.

Estos cuatro criterios básicos son la tarifa unificada, la obligación de suministro, la planificación conjunta de las necesidades de capacidad y la gestión unificada de la explotación.

Reordenación del sector eléctrico

Cuadro 7
CEUTA Y MELILLA

Equipo de generación (MW nominales)							
Equipo	1990	Altas	Bajas	1995	Altas	Bajas	2000
Diesel	48,8	6,7	—	55,5	—	4,9	50,6
Turbinas de gas	—	14,7	—	14,7	—	—	14,7
Total	48,8	21,4	—	70,2	—	4,9	65,3

a) Tarifa unificada para todo el territorio nacional

La tarifa única hace posible que un mismo tipo de consumo tenga un mismo precio en todo el territorio nacional, con independencia de cuales sean las características particulares de la empresa distribuidora.

La tarifa única constituye, por tanto, un elemento de igualdad y neutralidad que impide la discriminación entre consumidores y garantiza su acceso a los suministros básicos a un mismo precio, con independencia de las condiciones particulares ajenas al propio suministro de los consumidores.

b) Obligación de suministro

Se deriva de su consideración como servicio público cuya prestación debe estar garantizada. Es, por tanto, un objetivo prioritario al que se subordinan todas las decisiones.

c) Planificación conjunta de las necesidades de capacidad a largo plazo

La planificación centralizada de la nueva capacidad de generación reduce considerablemente los costes de inversión en nueva potencia, ya que el margen de reserva requerido para el conjunto del sistema eléctrico es inferior al necesario para mantener el mismo nivel de garantía en cada unidad empresarial.

Por otra parte, la planificación conjunta garantiza la adecuada diversificación de las fuentes de abastecimiento de energía primaria y hace posible que su elección se realice teniendo en consideración no sólo criterios económicos sino también estratégicos.

Permite, asimismo, a las autoridades energéticas y al Parlamento ejercer un control sobre las decisiones de inversión y garantizar de esta manera el abastecimiento de energía eléctrica a largo plazo.

d) Gestión unificada de la explotación

Así como la planificación centralizada permite reducir el coste fijo del suministro eléctrico, la gestión unificada de la explotación rebaja los costes variables y adicionalmente, los fijos.

El despacho unificado es la forma de poner en competencia a las unidades generadoras y a las propias energías primarias que intervienen en la generación de electricidad. En el despacho unificado se seleccionan, según su coste variable, los grupos que han de estar en funcionamiento en cada momento para la cobertura de la demanda global, selección en la que entran todos los grupos disponibles, con independencia de cual sea la empresa propietaria de cada uno. El coste variable total resultante de aplicar este sistema es siempre inferior al que se obtendría si cada empresa, individualmente, lo aplicara exclusivamente a sus propios grupos para cubrir las necesidades de su mercado.

Sector eléctrico

El despacho unificado obtiene un efecto adicional sobre los costes fijos, al permitir la existencia de una reserva compartida por el conjunto del sistema con la consiguiente disminución de las necesidades de capacidad de generación.

Por otra parte el desarrollo globalmente planificado de la Red de Transporte en alta tensión, inherente a la explotación unificada, contribuye a la eficiencia de la generación y suaviza las restricciones técnicas derivadas de la localización de los mercados y de la producción.

III.2. Especialización y estructura horizontal

El marco institucional en el que la aplicación de los criterios básicos anteriores adquiere coherencia, es el de la especialización de los negocios, claramente diferenciados, de la generación, el transporte y la distribución.

Si bien los negocios de generación y distribución se encuentran en gran parte bajo la responsabilidad de las mismas empresas, la gestión de ambos negocios está en la actualidad diferenciada a través de la Explotación Unificada del Sistema que separa la generación de cada empresa de la distribución a su propio mercado.

Así, en la práctica, la búsqueda del objetivo de eficiencia ha llevado a la separación de hecho de los negocios de generación, transporte y distribución.

— La generación

El negocio de la generación se distingue por ser altamente intensivo en capital, con largos plazos de recuperación, e implica, por tanto, un alto riesgo financiero.

La generación tiene, asimismo, una marcada orientación técnica, plasmada en el manejo de tecnologías avanzadas de generación, de gestión de energías primarias y del medio ambiente.

Estas dos características hacen deseable que las empresas dedicadas a la generación tengan un tamaño considerable con el fin de aprovechar las economías de escala, tanto en el ámbito financiero como en el campo tecnológico.

En consecuencia, el negocio de la generación de electricidad debe tender a la concentración en empresas cuyo tamaño permita la adaptación del sector a la mayor competencia que se derivará del desarrollo del Mercado Interior de la Energía.

— El transporte y la gestión unificada

El transporte de energía eléctrica permite la conexión a la malla eléctrica de los medios de generación y los centros de consumo, siendo un elemento pasivo que aporta, en general, restricciones a la operación óptima del sistema eléctrico. Sus características técnicas hacen que se constituya como monopolio natural.

El sistema de transporte se basa no solamente en las líneas y subestaciones de muy alta tensión. Otras instalaciones necesarias para garantizar la seguridad del sistema, son los medios de control de tensión y las instalaciones dedicadas a la aportación rápida de potencia.

Las instalaciones que en el sistema español cumplen estas condiciones de complementariedad con las líneas de transporte para garantizar la seguridad del sistema eléctrico son las de bombeo puro. Este tipo de instalaciones no son generadoras netas de energía —diferenciándose, por tanto, de las instalaciones que forman parte de la actividad típica del negocio de la generación—, pero, en cambio, constituyen el apoyo natural al sistema de transporte.

Transporte y gestión unificada del sistema constituyen conceptos referidos a una misma actividad que permite gestionar las restricciones técnicas y económicas del sistema eléctrico, contribuyendo a que el conjunto de medios de generación quede a disposición del suministro en las mejores condiciones de disponibilidad y precio.

— La distribución

La distribución es un negocio de carácter comercial, donde la atención al cliente y la calidad del servicio prestado son los objetivos que deben orientar su actividad.

La distribución es un monopolio natural en el que las economías de escala se alcanzan con el ta-

Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica

maño que corresponde a las dimensiones de un territorio de características geográficas y de desarrollo homogéneas. Este tamaño permite la aplicación de la estandarización a las instalaciones de distribución y el establecimiento de una red homogénea de atención al cliente.

III.3. Diferenciación de negocios

La conveniencia de diferenciar estos tres negocios se ha analizado a la luz de los siguientes criterios:

— Coherencia con el funcionamiento actual y las tendencias de otros países

El análisis comparativo de la situación actual en distintos países es poco revelador, si bien se observa una tendencia hacia la especialización. Los sistemas eléctricos de compañía única —Francia, Italia— tienen modelos poco diferenciados, en tanto que otros países de la OCDE presentan un alto grado de diferenciación de ambos negocios.

La mayoría de los países de la OCDE tienden, sin embargo, a una menor verticalización, asociada en gran medida al fomento de la competencia en el sector eléctrico. La potenciación de la generación de electricidad por productores independientes —muy acusada en EE.UU., Inglaterra, Holanda, Italia—, y el aumento del intercambio internacional de electricidad, contribuyen al desarrollo de mercados de energía eléctrica al por mayor, y, por lo tanto, a la diferenciación de los negocios de generación y distribución.

En los países miembros de la CEE, la creciente liberalización del sector eléctrico acentúa estas tendencias: la aprobación de la Directiva de tránsito, así como el fomento de una mayor transparencia de costes y de la diferenciación operativa y contable de generación y distribución, son aspectos clave de la política comunitaria en este sentido.

— Coherencia con el resto de la ordenación propuesta

La separación de negocios permite que la concentración en generación no obligue a una concentración también de la distribución, lo que, ade-

más de no suponer ninguna ventaja, impediría una evolución acorde con sus propias características.

La estructura vertical es además poco coherente con el mantenimiento de la gestión unificada del sistema eléctrico. Esa estructura da lugar al concepto de empresas excedentes —las que generan más electricidad de la que absorbe su mercado de distribución— o deficitarias, una distinción irrelevante en un modelo unificado.

— Calidad del servicio

La especialización supone que los recursos disponibles por parte de una empresa distribuidora no serán desviados hacia actividades distintas del estricto abastecimiento de su mercado y ello repercutirá en la mejora de la calidad del servicio.

— Regulación del Sector

El carácter monopolístico de la distribución y del transporte requiere del regulador un control de costes, beneficios y gestión en general, diferente del que debe aplicarse a la generación que puede desarrollarse en un entorno más competitivo.

IV. PROMOCION DE CALIDAD DE SERVICIO EN EL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA

El nivel de calidad del suministro debe ser objeto de una mejora gradual y continua a lo largo de la presente década, a fin de que el consumidor pueda disponer de suministro en condiciones similares a la media de los países de nuestro entorno y en especial a los países de la CEE. Las razones que aconsejan la adopción de medidas para el cumplimiento de este objetivo son las siguientes:

- El nivel medio de calidad básica del sistema eléctrico español, medido por la frecuencia y duración de las interrupciones de suministro y de las variaciones lentas de tensión, requiere una mejora para alcanzar el estándar de la media de los países comunitarios.

Sector eléctrico

- Dicho nivel medio de calidad básica presenta un alto grado de dispersión entre zonas rurales y urbanas y por áreas geográficas, lo que es indicativo por una parte, de las deficiencias de calidad de las rurales en España y por otra, de la insuficiencia de la determinación de un único objetivo global de mejora del nivel medio.

Debe destacarse que los abonados en los que la falta de continuidad del suministro podría tener mayor repercusión disfrutan en general de un nivel de calidad satisfactorio.

- El nivel de desarrollo de nuestro país y la integración en el Mercado Único Europeo requiere abordar en un futuro próximo mejoras de calidad en lo concerniente a suministros que exigen condiciones especiales, específicamente instalaciones de equipos electrónicos e informáticos.

Prácticamente todos los países europeos regulan la calidad del servicio eléctrico o tienen planes de mejora, si bien existe una apreciable heterogeneidad en las características de dichos planes y regulaciones.

La importancia e interés de la calidad de servicio se pone de manifiesto asimismo en los trabajos para armonizar las condiciones del suministro eléctrico en los países europeos llevados a cabo por varios organismos internacionales, entre los que destacan el Comité Europeo de Normalización Electrónica (CENELEC), el Comité Técnico 77 de la CEE, y la Unión Internacional de Productores y Distribuidores de Energía Eléctrica (UNIPEDE).

IV.1. Incidencia en la calidad de servicio de la generación, transporte y distribución

En la calidad del suministro que recibe el consumidor inciden las siguientes áreas:

- La capacidad instalada y el suministro de energía del parque generador, que debe permitir un nivel óptimo de seguridad, tanto desde el punto de vista cuantitativo como desde el punto de vista de su distribución geográfica.
- La infraestructura de transporte, que debe permitir la transmisión de electricidad con

idéntico grado de seguridad del suministro y la estabilidad suficiente.

- La red de distribución de alta tensión (propiedad de las empresas distribuidoras), que debe configurarse con el grado de mallado necesario para transmitir la seguridad del suministro, de forma que permita seguir asegurando la continuidad, como mínimo, con el fallo de uno de sus elementos, así como el mantenimiento de los niveles de tensión adecuados en abonado final.
- El sistema de distribución en M.T. y B.T., que debe presentar las características adecuadas para que asegure, con los condicionantes anteriores, un nivel medio y marginal de calidad básica del suministro eléctrico al usuario final acorde con el recibido por los consumidores de nuestro entorno económico.

En el área de **generación**, el nuevo equipamiento eléctrico descrito anteriormente garantiza el nivel de seguridad requerido por la mejora de la calidad de servicio.

La inversión a realizar en el área de **transporte** ha sido estimada como resultado de un modelo de planificación a medio plazo, que contempla como año horizonte 1996. Los planes en este área se revisan con una periodicidad de dos a tres años con horizontes de seis a ocho años.

El modelo de planificación incluye un estudio de la red, realizado en situaciones de punta y valle en los diferentes años hasta 1996. Sobre la base del mismo se abordan los proyectos de inversión de nuevas instalaciones que precisa la red de transporte para garantizar el suministro en la situación más crítica. La modelización de las redes de alta tensión desde 400 kV hasta 110-132-138 kV, permite considerar el apoyo de éstas últimas a la red de transporte y evaluar de forma más precisa las transformaciones desde 400 kV a estos niveles. Como resultado del mismo, se obtiene la evolución topológica de la red.

Las necesidades de refuerzos se evalúan mediante el análisis estático de la red de transporte, tanto en condiciones normales como en condiciones de contingencias. Estas contingencias que la red de transporte debe soportar son, fallo simple de cualquier elemento, línea o transformador de la red (fallo n-1), fallos de cualquiera de las líneas

Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica

de doble circuito, fallo del grupo más importante de un área y de una línea de interconexión (fallo n-2) y fallos singulares.

Los criterios de aceptabilidad ante una situación sin fallos o ante contingencias se han determinado fijando en cada caso las exigencias mínimas que deben cumplir los elementos en esa situación en función del tanto por ciento de carga de cualquier elemento, o bien estableciendo límites alrededor de las tensiones de los diferentes nudos.

Como resultado de dichos análisis, se han definido las mejoras requeridas por el desarrollo de la red de alta tensión, entre las que cabe destacar la mejora de la alimentación de 400 kV de la red de Andalucía y del sur de Levante, la creación del eje Norte y del eje del Ebro, y las transformaciones 400/220 de alimentación a los mercados de las zonas de Barcelona y Vic, Madrid, Levante y Andalucía. También es necesario actuar en los niveles de tensión 220 y 110 kV en Galicia, Extremadura, Castilla y León y Aragón. Por último se reforzará la capacidad de interconexión con Francia y Portugal y está prevista la interconexión con Marruecos, lo que permitirá un mayor nivel de intercambios y una mejora de la estabilidad del sistema eléctrico.

Las inversiones en mejora de calidad previstas para la red de transporte propiedad de Red Eléctrica de España, S.A. en el periodo 1991-1996 alcanzan un valor en torno a 93.851 millones de Ptas.

El sistema de distribución de media y baja tensión, debe mantener sus instalaciones e ir adaptándolas a unas condiciones que aseguren una calidad de suministro al usuario final equiparable con los consumidores de nuestro entorno económico.

El análisis de la información disponible sobre las causas actuales de deficiencias en la calidad del suministro pone de manifiesto que alrededor del 1 % de la energía eléctrica no suministrada corresponde a incidencias en los sistemas de generación y transporte en alta tensión (hasta 110 kV), un 4 % corresponde a incidencias en el sistema de distribución en alta y media tensión (desde 110 kV hasta 66 kV), y el 95 % restante a incidencias en el sistema de distribución de media y baja tensión, imprevistas (68 %) o programadas (27 %). Estos resultados indican que el área prioritaria, aunque no exclusiva, de actuación para mejorar la calidad de servicio es la mejora del sistema de distribución de media y baja tensión (inferior a 66 kV).

Cuadro 8

CAUSAS DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA

INCIDENCIAS	% sobre consumo total	
	1988	1989
Producción y transporte (hasta 220 kV)	1,3	1,2
Distribución A. T. (desde 220 KV hasta 66 kV)	4,2	4,0
* Imprevistos MT (menos de 66 kV)	63,6	69,8
* Programados MT (menos de 66 kV)	30,9	25,0
Total	100,0	100,0

* Para el cálculo de energía no suministrada en M.T. se ha tomado el producto del TIEPI por la potencia media demandada en M.T. (hasta 66 kV).

Sector eléctrico

Por último es precisa también la actuación de los propios **consumidores** cuyos equipos y aparatos provoquen perturbaciones en las redes. El abonado debe irse dotando de un nivel de equipamiento susceptible de minimizar las distorsiones transmitidas a la red, y de soportar pequeñas distorsiones que puedan introducirse en las redes de distribución.

IV.2. Objetivos de mejora de calidad de servicio

La mejora de calidad se producirá de forma gradual a lo largo de los próximos diez años.

Cuadro 9

OBJETIVOS DE CALIDAD DE SERVICIO

1. CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO

PERIODO 1991-2000

— GENERAL:

TIEPI imprevistos: 4 horas/año

— ESPECIFICOS:

POR ZONAS:

Urbana (1): 6 horas/año

No urbana:

A (2): 8 horas/año

B (3): 12 horas/año

POR ABONADO:

Máximo 12 horas/año

2. CALIDAD DE LA TENSION

2.1. Mantenimiento Tensión: $\pm 7\%$ Tensión nominal en todas las zonas.

2.2. Otras Perturbaciones:

— Aumentar las potencias de cortocircuito

— Reducir el número de cortes breves

— Aumentar protección de aparatos y equipos de los usuarios

(1) Población superior a 50.000 habitantes.

(2) Población comprendida entre 5.000 y 50.000 habitantes.

(3) Población inferior a 5.000 habitantes.

Inicialmente, se pondrá especial énfasis en la mejora de la calidad básica, fundamentalmente en la continuidad del suministro, prestando especial atención a la reducción del alto grado de disparidad existente en la calidad de servicio entre las zonas rurales y urbanas. La limitación de las variaciones lentas de tensión en abonado final, la reducción de las deformaciones de la onda de tensión y la disminución del número de cortes breves son también objetivos a conseguir, a través del aumento de las potencias de cortocircuito, la mejora de la protección y el control de aparatos y equipos de los usuarios. Para alcanzar estos objetivos son necesarias las actuaciones tanto de las empresas distribuidoras como de los propios usuarios.

Se considera como objetivo prioritario la limitación del Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada (TIEPI) global para el conjunto del sistema nacional debido a interrupciones imprevistas, a 4 horas/año al final del periodo. Por otra parte, debe reducirse la disparidad existente entre zonas y grupos abonados. Los objetivos específicos indicados en el Cuadro 9 implican que, en el 2000, ninguna zona urbana presente un periodo de interrupción por imprevistos, mayor de seis horas/año y que ninguna zona rural supere las doce horas/año. Asimismo, se establecerán objetivos para mejora de la calidad de la tensión, manteniendo el límite del $\pm 7\%$ de la tensión nominal en todas las zonas, y se operará una reducción de otras perturbaciones.

IV.3. Actuaciones de mejora de la calidad de servicio

Entre las actuaciones concretas necesarias para la mejora de la calidad destacan las siguientes:

— Mejora de la continuidad del suministro:

Aumento del número de subestaciones AT/MT y de los centros de transformación MT/BT.

Cambios de tensión (eliminando la tensión a 125V), lo que contribuirá a mantener la tensión dentro de los límites legales además de reducirse las pérdidas de distribución.

Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica

Tendencia a operación mallada o transferencia automática en caso de pérdida de tensión.

Sustitución de tramos subterráneos envejecidos.

Instalación de sistemas de telecontrol, lo que facilitará el conocimiento en cualquier momento del estado de la red y la información para la toma de decisiones, que garanticen la calidad del servicio.

Instalación de automatismo. Su utilización en las redes facilita la localización y aislamiento de cualquier incidencia o fallo que pueda afectar a la continuidad del servicio.

Instalación de reconectores en líneas MT, que faciliten la operación de la red y contribuyan a mejorar la continuidad del servicio.

Instalación de autoválvulas.

Mejora de las comunicaciones, para la implantación en sistemas de telecontrol.

Mejora de aislamientos en zonas polucionadas.

Aumento del mantenimiento preventivo de las instalaciones.

Incremento de equipos de trabajo en tensión.

— Mejora de la calidad de tensión:

a) Para mejora del mantenimiento de la tensión:

Aumento del número de subestaciones AT/MT y de los centros de transformación MT/BT.

Mejora de las redes de distribución, con mayor mallado.

Instalación de elementos de control y compensación de energía reactiva.

b) Para mejora de perturbaciones y cortes breves:

Desarrollo de acciones de mantenimiento y renovación de redes.

Mejora de las instalaciones y equipos de protección de los clientes.

Instalación de sistemas de filtrado y corrección de distorsiones.

Instalación de automatismos.

IV.4. Líneas de acción

La diferenciación de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica contribuirá en gran medida a mejorar la calidad de servicio del suministro de energía eléctrica. La diferenciación introduce una mayor transparencia en los costes y beneficios asociados a cada uno de estos negocios, lo que permite determinar la retribución óptima de la distribución. Contribuye además a fomentar la especialización en cada tipo de actividad, lo que, en el caso de la distribución, implica una mayor atención a la calidad del suministro y una adaptación creciente del servicio a las necesidades de distintos tipos de consumidores, factores esenciales para el éxito de este negocio.

La mejora de la calidad del suministro eléctrico requiere asimismo la realización por parte de las compañías eléctricas de las inversiones necesarias para alcanzar los estándares adecuados para los distintos suministros y consumidores

El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, en colaboración con las Comunidades Autónomas, elaborará un Plan de Calidad global que será desarrollado de manera que se asegure la gestión más eficaz del mismo y la consecución de los objetivos descritos en condiciones de mínimo coste para el usuario final.

El Plan de Calidad deberá entrar en vigor antes del 31 de diciembre de 1992.

Por otra parte, se está analizando la conveniencia de complementar la normativa vigente establecida en el Real Decreto 1075/86 —que, entre otros aspectos, define las condiciones básicas del suministro, los organismos encargados de la vigilancia de la calidad, el procedimiento de verificación, y la posibilidad de establecer planes específicos de corrección de calidad en zonas con deficiencias más acusadas—, y la legislación técnica referida a condiciones de seguridad que deben cumplir las líneas eléctricas de transporte y distribución, las centrales eléctricas y los centros de transformación, para facilitar la implantación del Plan de Calidad, tanto en lo que se refiere a la realización de las inversiones, como en lo relativo al establecimiento de incentivos y requerimientos normativos.

Sector eléctrico

Adicionalmente, debe desarrollarse un sistema de información periódica sobre la evolución de los parámetros relevantes para la ejecución del Plan.

Otra línea de acción para mejorar la calidad de suministro será el apoyo a través del Plan de Investigación Energética de los proyectos encami-

nados a un mejor conocimiento de dichos parámetros, y de las técnicas y métodos de corrección de las deficiencias de continuidad del suministro y de calidad de la tensión. Se prestará especial atención a los avances que se produzcan en relación con métodos de mejora de calidad y líneas de regulación en el ámbito comunitario.

IV.2

SECTOR NUCLEAR

La aportación nuclear al total de generación de energía eléctrica tuvo su máximo en el año 89 con un 41,2 % de la producción eléctrica del SPP alcanzándose en el año 90 el 38,6 %. En el año 2000, horizonte que contempla el actual Plan Energético, se estima que la participación nuclear en el total de producción eléctrica será del 23 %. Este descenso paulatino de la contribución nuclear al total de energía eléctrica es consecuencia de la estabilización de la producción nuclear en su nivel actual, al no incorporarse ninguna central nuclear al sistema eléctrico nacional durante este período.

La energía nucleoelectrónica ha contribuido significativamente a la diversificación de los balances energéticos, y por tanto a la seguridad de suministro. Además, al no generar emisiones de SO_2 , NO_x y CO_2 ha reducido la contaminación atmosférica de origen energético a niveles muy inferiores a los que se habrían alcanzado en el caso de no haberse implantado. Por otro lado, como elemento diferenciador de este tipo de energía, cabe resaltar las particularidades que presenta la gestión de los residuos que genera y el desmantela-

miento de las instalaciones productoras, una vez finalizada su explotación.

Por otra parte, el desarrollo del programa nuclear ha configurado una importante industria de fabricación de bienes de equipo y componentes, servicios a plantas en operación, e ingeniería.

En cumplimiento de las directrices establecidas en el PEN 83, la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S. A. fue creada en 1985 con el fin de gestionar todos los residuos radiactivos, con lo que ha quedado completada la organización institucional del sector nuclear.

Los aspectos a abordar en cuanto a definición de la política y gestión del sector nuclear en los próximos años se refieren a la adecuada operación de las centrales nucleares y gestión del combustible; las estrategias a seguir en el campo de los residuos radiactivos y desmantelamiento; la participación en los programas de desarrollo de nuevas generaciones de reactores; y el establecimiento de pautas para la adecuada coordinación del parque nuclear.

Sector nuclear

I. PARQUE NUCLEAR

A 31 de diciembre de 1990, la potencia eléctrica nuclear instalada en operación era de 7.365 MW, lo que significa el 16 % del Sistema Público Peninsular, aportando al mismo 52 TWhb.c., el 38,65 % de la producción total. El parque nuclear está compuesto por nueve reactores distribuidos en siete emplazamientos. De los reactores en operación, siete son del tipo de agua a presión (PWR), y dos de agua en ebullición (BWR).

La primera central que entró en operación fue la de José Cabrera (Guadalajara) en 1969, y las últimas Vandellós II (Tarragona) y Trillo I (Guadalajara) en 1987 y 1988, respectivamente. La edad media del parque español es de 7,2 años, una de las más bajas de los países de la OCDE, teniendo el 98 % de la potencia instalada menos de 20 años y, el 79 % menos de 10 años, frente a una vida técnica estimada entre 35 y 40 años. Los programas sobre alargamiento de vida útil, que se llevan a cabo en los principales países de la OCDE con parque nuclear, contemplan su prolongación, bajo los puntos de vista tanto técnico y económico, como de licenciamiento, hasta el entorno de los 60 años.

La disponibilidad alcanzada por el parque nuclear en los últimos años ha sido muy satisfactoria, con 7.000 horas equivalentes de funcionamiento a plena potencia, lo que ha significado la superación de las 5.500 horas previstas en el PEN-83.

En el Cuadro 1 figuran las centrales que forman el parque nuclear español y en el gráfico 1 sus emplazamientos.



Cuadro 1
PARQUE NUCLEAR

Centrales	Sistema*	Potencia Instalada (MW)	Año entrada en servicio
José Cabrera	PWR (W)	160	1969
Garoña	BWR (G.E.)	460	1971
Almaraz I	PWR (W)	930	1980
Ascó I	PWR (W)	930	1983
Almaraz II	PWR (W)	930	1983
Cofrentes	BWR (G.E.)	990	1984
Ascó II	PWR (W)	930	1985
Vandellós II	PWR (W)	992	1987
Trillo I	PWR (S)	1043	1988

*PWR = Reactor de agua a presión.
BWR = Reactor de agua en ebullición.
W = Westinghouse.
G.E. = General Electric.
S = Siemens.

Parque nuclear

Cuadro 2
COMPARACION INTERNACIONAL

Pais	Potencia Nuclear Instalada Neta (GW)	Producción de Origen Nuclear (TWh) (2)	Porcentaje Nuclear Sobre el Total %	Edad Media del Parque (Años)
Bélgica	5,5	40,4	60,1	9,7
Canadá	13,7	67,1	14,4	10,4
Finlandia	2,3	18,1	35,0	11,1
Francia	55,8	297,7	74,5	7,6
Alemania	22,4	144,1	28,2	8,7
Japón	30,4	191,1	26,5	10,1
España	7,4	51,7	38,6	7,2
Suecia	10,0	65,3	46,0	11,2
Suiza	3,0	22,3	42,6	13,2
Reino Unido	11,2	60,0	20,1	13,1
Estados Unidos	100,0	570,0	18,8	11,2

(1) Datos referidos a 1990.

(2) Producción neta.

En el Cuadro 2 se incluyen datos comparativos de potencia instalada, edad media de la misma, y participación nuclear en la producción de energía eléctrica en los países más significativos —en cuanto a energía nuclear— de la OCDE.

La producción bruta, factor de carga promedio y participación de la energía eléctrica en el total de producción de energía eléctrica peninsular desde el año 83 al 90 se recoge en el Cuadro 3.

Debido al incidente sufrido en octubre de 1989 en la central de Vandellós I, y teniendo en cuenta las inversiones necesarias a realizar para la reanudación de su operación, de acuerdo con los requisitos impuestos por el Consejo de Seguridad Nuclear, Hifrensa solicitó al Ministerio de Industria y Energía la renuncia al permiso de explotación, siéndole concedida por Orden Ministerial de 31 de julio de 1990, en lo que afecta a la operación a potencia de la central.

Cuadro 3
EVOLUCION DE LA PRODUCCION Y FACTOR DE CARGA

Año	Producción Neta GWh	Factor de carga	% Sobre Producción Total (SPP)
83	10.131,20	38,10	9,90
84	22.071,80	66,20	21,10
85	26.755,20	65,70	23,83
86	35.832,98	74,67	31,38
87	39.531,08	80,97	33,45
88	48.295,82	79,45	39,03
89	53.762,81	81,51	41,44
90	51.664,00	80,94	38,65

Sector nuclear

El PEN 83 estableció la moratoria en la construcción de cinco grupos nucleares (Lemóniz I y II, Trillo II y Valdecaballeros I y II). Las actuaciones que se han desarrollado respecto a estas centrales han sido tanto de carácter técnico como financiero. En cuanto a los aspectos técnicos, en los dos grupos de Lemóniz se ha mantenido la conservación de lo construido hasta la fecha de la moratoria. En la central de Trillo II, al no haberse iniciado la construcción, no ha sido necesaria ninguna actividad de conservación. En la central de Valdecaballeros se ha llevado a cabo un Plan de Parada, previsto en el PEN 83.

El 31 de diciembre de 1986, se completó el Nivel I del Plan de Parada. En este Nivel I, el proyecto y la obra de la central avanzaron hasta alcanzar una situación en la cual ha quedado garantizada la conservación de la tecnología, las garantías de los equipos y la eficacia del mantenimiento de edificios, equipos y sistemas. En 1987 se inició el Nivel II del Plan de Parada, que ha detenido el avance de la construcción realizándose solamente trabajos de mantenimiento.

En cuanto al régimen financiero de la moratoria nuclear, por Orden Ministerial de 14.10.83 se establece que un porcentaje de la tarifa eléctrica se destinará a la creación de un fondo para hacer frente a las obligaciones financieras y reales derivadas de las inversiones en curso afectadas por la moratoria.

A partir de esta Orden, la Dirección General de la Energía promulga las disposiciones por las que se regula este fondo, de acuerdo con dicho sistema a 31.12.89 la deuda reconocida, en MPTas, era la siguiente:

Lemóniz	335.761
Trillo II	10.823
Valdecaballeros	278.759
Total	625.343

El tratamiento definitivo de los activos en moratoria se abordará en la correspondiente disposición legislativa.

II. COMBUSTIBLE NUCLEAR

La gestión de las actividades de la primera parte del ciclo de combustible corresponde a la Empresa Nacional del Uranio, S. A. (ENUSA) que realiza en territorio nacional la fabricación de concentrados y la fabricación de combustible nuclear. También participa en la fábrica de concentrados de COMINAK (Niger) y en la de enriquecimiento de EURODIF (Francia). Por otro lado, mantiene contratos a largo plazo de suministro de los distintos servicios con los principales proveedores mundiales, además de un Stock Básico de uranio enriquecido.

En cuanto a stocks, éstos se han reducido apreciablemente, con las ventajas financieras que ello comporta. Se mantiene un Stock Básico de Uranio enriquecido, y otro en forma de recarga de elementos combustibles en las centrales nucleares, dos meses antes de proceder a la misma.

Esta situación garantiza la seguridad en el suministro a las centrales españolas, garantía que ha sido reforzada con la adhesión española al EURATOM.

En el próximo futuro, se mantendrá la política actual de aprovisionamiento, basada principalmente en los siguientes aspectos:

- Aprovechamiento de los recursos nacionales, mediante la puesta en marcha del proyecto QUERCUS (Salamanca), prevista para 1992 y cuya autorización de construcción fue concedida por Orden del Ministerio de Industria y Energía de 18 de junio de 1990, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear y declaración de impacto ambiental del MOPU. Con este proyecto se alcanzará una producción de concentrados de uranio del orden de 1.000 Tm U_3O_8 /año, que cubrirá el 80 % de las necesidades nacionales.

Esto supondrá un grado de cobertura nacional en el total de las actividades de la primera parte del ciclo de combustible nuclear del orden del 48 %, frente al 27 % actual.

- Mantenimiento de los contratos a largo plazo con los suministradores de servicios del ciclo de combustible, negociando mejores condiciones y una mayor flexibilidad en los suministros, sin poner en peligro la garantía de los mismos.

Residuos radiactivos y desmantelamiento

- Aprovechamiento de la situación del mercado libre de servicios, para obtener mejores condiciones que las establecidas en los contratos a largo plazo, en las necesidades no cubiertas por estos, ya que la ralentización de los programas nucleares a nivel mundial ha conducido a un mercado dominado por la oferta con las consiguientes oportunidades de precios en operaciones puntuales. Esta situación es previsible se mantenga a lo largo de la presente década.
- Mantenimiento de la participación en EURO-DIF, dada la garantía y flexibilidad que supone esta planta situada en territorio comunitario (Francia) y en cuya propiedad participan varios países comunitarios.
- Desarrollo de una política de fabricación de combustible que permita la viabilidad de la fábrica de combustible de Juzbado.

La implantación del mercado único en el año 1993 tendrá mayor incidencia en la fabricación de combustible, que en otros aspectos de la primera parte del ciclo de combustible.

Para poder competir en el mercado europeo, será necesario que ENUSA desarrolle una política que le garantice el acceso a los últimos avances tecnológicos. Abordar este reto en solitario supone un riesgo considerable, por lo que la mejor vía para lograr este objetivo es mantener acuerdos con socios tecnológicos, que actualmente provienen de los EE. UU. y quizá en el futuro convenga ampliar a Europa.

En todo caso es necesaria la especialización en la fabricación de determinados productos, que incorporen en todo momento los últimos avances tecnológicos en este campo.

III. RESIDUOS RADIATIVOS Y DESMANTELAMIENTO

La segunda fase del ciclo del combustible nuclear y el desmantelamiento de instalaciones requieren tomar en consideración dos factores: la ejecución de las actividades necesarias para la disposición final de los residuos radiactivos y el desmantelamiento, y los mecanismos de financiación de estas actividades.

La financiación de la segunda fase del ciclo del combustible nuclear se realiza a través del fondo generado con el establecimiento de un porcentaje sobre la recaudación por venta de energía eléctrica, configurándose como un coste externo a efectos del Marco Legal Estable. La gestión de dicho fondo corresponde a la Empresa Nacional de Residuos, S.A. (ENRESA).

Las actividades relacionadas con la ejecución de la segunda fase del ciclo se describen a continuación.

III.1. Residuos radiactivos

Desde la creación en 1985 de ENRESA, empresa encargada de la gestión de residuos hasta su almacenamiento definitivo, la gestión de los residuos radiactivos en España ha recibido un impulso considerable.

La política a desarrollar en este campo está recogida en los Planes Generales de Residuos Radiactivos. El tercer PGRR se presenta como anexo.

La estrategia diseñada es la siguiente:

- *Residuos de baja y media actividad.*

Actualmente los residuos radiactivos de media y baja actividad se almacenan en la instalación de El Cabril (Córdoba), encontrándose en construcción la ampliación de dicha instalación, lo que aportará capacidad suficiente para albergar la producción española de este tipo de residuos hasta la primera década de los años 2000. La construcción de la ampliación fue autorizada por el Ministerio de Industria y Energía, en fecha 31 de octubre de 1989, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear, y declaración de impacto ambiental del MOPU, y su puesta en marcha se prevé para el año 1992. Este proyecto incluye una planta de acondicionamiento de residuos de media y baja actividad y un laboratorio de caracterización.

- *Residuos de alta actividad.*

- *Almacenamiento intermedio de combustible gastado*

Sector nuclear

Las técnicas disponibles incluyen el almacenamiento en seco (contenedores) y en piscinas. ENRESA ha venido desarrollando trabajos en este campo desde 1986. Entre las soluciones consideradas está el almacenamiento temporal centralizado (ATC), del que ya existe un anteproyecto, independientemente de su lugar de ubicación. En ella se incluye la construcción de un centro de I+D especialmente dirigido al estudio del combustible irradiado, a cuyo objeto contará con las celdas calientes precisas para su manejo.

Por otra parte, ENRESA ha iniciado el proceso de licenciamiento y fabricación en España de contenedores metálicos, mediante transferencia de tecnología extranjera, utilizables tanto para transporte como para almacenamiento, centralizado o en la propia central nuclear. El primer contenedor de fabricación nacional se prevé esté disponible en el año 1992, con antelación suficiente a la saturación de las piscinas de combustible gastado de cualquiera de las centrales nucleares españolas.

Asimismo se está llevando a cabo el proyecto de cambio de bastidores en las piscinas de combustible irradiado de las centrales de Almaraz y Ascó, con objeto de aumentar su capacidad de almacenamiento, cuyo periodo se extenderá a 30 años de operación de las mismas. El proyecto tiene prevista su finalización en el año 93.

— Almacenamiento definitivo.

Aunque actualmente no se encuentra en funcionamiento ningún almacenamiento de este tipo a nivel industrial, existe consenso internacional sobre su viabilidad técnica, mediante almacenamiento en formaciones geológicas profundas.

ENRESA está llevando a cabo el Plan de selección de emplazamientos que conducirá a la elección de los potencialmente válidos al final de la década, que tras un proceso de caracterización culminará con la aprobación del emplazamiento final donde se ubicarán las instalaciones de almacenamiento definitivo, estimándose que la construcción de las mismas podría realizarse hacia el año 2020.

La realización de esta actividad, dados los aspectos socio-políticos que conlleva, requiere la impli-

cación y coordinación de todos los organismos que tengan algún grado de participación en este área de actuación.

III.2. Desmantelamiento

ENRESA es la compañía responsable de la gestión de la ejecución del desmantelamiento, cuyas actividades serán subcontratadas a empresas especializadas que dispongan de la tecnología necesaria.

La tecnología aplicable al desmantelamiento está siendo objeto de desarrollo actualmente a escala internacional. La Comunidad Económica Europea, concretamente, está financiando a costes compartidos un programa de I+D en este campo, que cuenta con proyectos de demostración. ENRESA impulsará la participación de las empresas españolas en este programa, con objeto de que se disponga, en su día, de capacidad suficiente para abordar el desmantelamiento de las instalaciones nacionales.

En cuanto a estrategias de desmantelamiento, a nivel internacional se contemplan tres alternativas que en líneas generales consisten en:

- Nivel 1: Mantenimiento indefinido de la central en la situación final de parada definitiva, una vez evacuado el combustible gastado y bloqueados y sellados todos los sistemas abiertos.
- Nivel 2: Reducción a un mínimo de la zona contaminada, desmantelando las zonas convencionales y descontaminando parte de las zonas activas.
- Nivel 3: Desmantelamiento total quedando el emplazamiento disponible para cualquier uso.

La elección de un tipo u otro de opción se realiza en base a criterios de plazos, costes y de disposición de técnicas aplicables. Actualmente no se ha realizado ningún desmantelamiento de nivel 3 de una planta comercial, encontrándose en ejecución diversos proyectos de demostración en los que se investigan y desarrollan las técnicas que serán precisas para el desmantelamiento total.

Dada la edad media del parque nuclear español, se dispone de tiempo suficiente para que estas tecnologías estén disponibles comercialmente, cuando sean requeridas.

Principales líneas de orientación en el sector nuclear

Debe destacarse, asimismo, el inicio de las obras de desmantelamiento y clausura de la antigua fábrica de concentrados de uranio de Andújar (Jaén), autorizadas por Orden del Ministerio de Industria y Energía de 1 de febrero de 1991, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear y declaración de impacto ambiental del MOPU, cuya finalización está prevista para el año 1992.

III.3. Vandellós I

Por Orden del Ministerio de Industria y Energía de 31 de julio de 1990 se aceptó la renuncia de Hifrensa, con carácter definitivo, al permiso de explotación en lo que respecta a la operación a potencia de la central de Vandellós I, y se fijaron las condiciones en las que dicha empresa acometerá la fase previa al desmantelamiento. En dicha fase se retirará el combustible gastado del emplazamiento y se acondicionarán los residuos radiactivos de baja y media actividad procedentes de la operación de la instalación, estimándose que estas actividades finalizarán en el año 1995.

En dicha Orden se requiere a ENRESA la presentación de un plan de desmantelamiento de la instalación que, una vez aprobado por el Ministerio previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear, asumirá la condición de explotador responsable, encargándose a partir de ese momento de la ejecución del plan.

ENRESA presentará dicho plan durante el año 1994. La estrategia que se está considerando es el desmantelamiento a nivel 2, que en el caso de Vandellós I supondría mantener únicamente el cajón del reactor y sus internos seguido de un período de espera, antes del inicio del nivel 3.

Esta estrategia está avalada por la adoptada en Francia respecto a la central de referencia de Vandellós I.

Durante el período de espera, que se cifra en unos 25-30 años, se llevarán a cabo una serie de trabajos de I+D necesarios para cubrir algunos aspectos todavía poco estudiados del desmantelamiento a nivel 3.

IV. PRINCIPALES LINEAS DE ORIENTACION EN EL SECTOR NUCLEAR

Durante el período de planificación, la política energética en materia de energía nuclear se orientará en las siguientes direcciones:

En primer lugar, y dada la importante contribución del parque nuclear actual a los balances de energía eléctrica y final, un objetivo prioritario es el mantenimiento de las centrales nucleares en operación en condiciones óptimas de seguridad y fiabilidad.

Por otra parte, es conveniente potenciar los aspectos relacionados con la optimización del ciclo del combustible nuclear y el desmantelamiento de las instalaciones nucleares.

También se prestará especial atención a la obtención de la tecnología y procedimientos necesarios para abordar tanto las actividades de desmantelamiento futuras, como las dirigidas al desarrollo de los diseños avanzados de reactores nucleares más adecuados a los requerimientos del sector a medio y largo plazo.

Las actuaciones en I+D se realizarán de acuerdo con las principales orientaciones de la Comunidad Económica Europea y de las organizaciones internacionales de las que es miembro España, desarrollando iniciativas de cooperación internacional —preferentemente en el contexto comunitario— en consonancia con la importancia del parque nuclear español.

Dadas las ventajas que se pueden obtener en los campos de la explotación de centrales nucleares y de I+D, y los retos futuros que deberán abordarse en el campo nuclear, es conveniente que éstas actividades, junto con las referentes al ciclo de combustible, se realicen coordinadamente, en aras de la progresiva optimización del sistema en su conjunto.

Un objetivo adicional es la potenciación de la colaboración de las empresas del sector nuclear con los países del Este de Europa y la Unión Soviética, lo que contribuirá a desarrollar las exportaciones y la transferencia de tecnología a estos mercados.

Sector nuclear

IV.1. Gestión del parque nuclear en operación.

Para conseguir el objetivo prioritario de mantener el parque nuclear en condiciones que garanticen la alta fiabilidad y seguridad alcanzadas, es necesario seguir incidiendo en la realización de actividades de mantenimiento y extensión de vida útil, el mantenimiento de los servicios de apoyo, y la gestión de recursos humanos de las centrales nucleares.

En cuanto al primer aspecto, en el próximo futuro se continuará el esfuerzo realizado por las compañías propietarias de las centrales nucleares en la realización de inversiones encaminadas al mantenimiento de las plantas en óptimas condiciones de seguridad y disponibilidad —de acuerdo con el reconocimiento de inversiones adicionales estándar contenido en el Marco Legal y Estable—, y a la ejecución de los programas de prolongación de la vida útil de las mismas, que se consideren convenientes, bajo los puntos de vista tanto técnico como económico.

La realización de estas inversiones, y de los servicios de apoyo a la operación de centrales nucleares, contribuirá a mantener la actividad de las empresas de servicios y de fabricación de bienes de equipo de alta calidad que se han ido constituyendo a lo largo del desarrollo del programa nuclear español.

Por otra parte, las actividades derivadas de la 2ª fase del ciclo de combustible y las relacionadas con la exportación, sobre todo dirigida a los países del Este de Europa y la URSS, permitirán mantener la alta cualificación de los equipos humanos de dichas empresas.

En cuanto a las plantillas de las centrales nucleares, se enfatizarán las actuaciones dirigidas a la formación profesional, en línea con los crecientes requisitos de seguridad y eficacia en la gestión de la explotación.

IV.2. Aspectos relacionados con la optimización del ciclo de combustible nuclear y el desmantelamiento.

La gestión de cada una de las dos fases del ciclo del combustible nuclear está encomendada a dos

empresas diferentes, ENUSA —encargada de la primera fase del ciclo— y ENRESA —que gestiona la segunda parte del ciclo, incluido el desmantelamiento de las instalaciones nucleares, como antes se ha mencionado—.

Esta diferenciación, en línea con la práctica internacional, responde a la distinta problemática que presentan ambas actividades. Mientras que el suministro de combustible nuclear es una actividad fundamentalmente comercial, la gestión de residuos y el desmantelamiento exigen un gran esfuerzo en I+D, así como el diseño y ejecución de estrategias a muy largo plazo.

A pesar de estas diferencias, ambas actividades están muy relacionadas desde el punto de vista técnico y económico. El combustible nuevo, una vez extraída su energía en el reactor, pasa a ser residuo radiactivo de alta actividad; por otra parte, las políticas de explotación de las centrales nucleares afectan directamente a las cantidades producidas, de combustible gastado y de residuos de media y baja actividad.

Por tanto, y con el fin de estimular la minimización de la producción de combustible gastado y de residuos de media y baja actividad, se analizará la conveniencia de introducir algún mecanismo que repercuta directamente sobre el productor el coste de la gestión de dichos residuos, de modo que el volumen de los mismos a producir sea un factor a considerar tanto en la optimización de la explotación de las centrales nucleares, como en la selección de nuevos diseños de reactores.

En cuanto al desmantelamiento, es necesario destacar que la forma en la que se haya realizado la operación activa en la planta, así como la gestión de los datos significativos de la misma, tienen gran incidencia a efectos del ulterior desmantelamiento, tanto desde el punto de vista técnico como económico. Por ello, es conveniente —y así lo recomienda el Organismo Internacional de Energía Atómica—, que la entidad explotadora de la vida activa de la planta no se desligue totalmente del desmantelamiento de la misma. En consecuencia, se está considerando la introducción de algún instrumento de coordinación adecuado a tal efecto.

Principales líneas de orientación en el sector nuclear

IV.3. I+D Nuclear

La investigación en el campo nuclear está contenida en el Plan de Investigación Energética (PIE) elaborado según las indicaciones del PEN 83 y las resoluciones sobre el mismo del Congreso de los Diputados.

La investigación en el campo nuclear requiere la adopción de tecnologías complejas y de vanguardia, multidisciplinarias y fuertemente interrelacionadas, que requieren grandes recursos humanos y económicos para desarrollarlas. Este hecho, junto con el interés común de muchos de los problemas planteados, hace que gran parte de los proyectos de I+D se desarrollen a escala multinacional. Por tanto, las líneas de investigación preferentes en todos los países que cuentan con programas nucleares se han centrado en los mismos aspectos, que fundamentalmente son la seguridad nuclear, los materiales y explotación de centrales nucleares, la tecnología del combustible, los residuos radiactivos, el desmantelamiento, los reactores avanzados, y la fusión.

En España, desde la creación del PIE, se han venido desarrollando proyectos de I+D en las mismas líneas, salvo en lo referente a reactores avanzados y desmantelamiento, que se han introducido más recientemente, y a las que habrá que prestar especial dedicación en el futuro, teniendo en cuenta, por un lado a las nuevas generaciones de reactores a partir del año 2000, y por otro la disposición de las tecnologías necesarias para la ejecución del desmantelamiento de las instalaciones, una vez finalizada su vida útil.

Como resultados del PIE hasta la fecha es necesario destacar, en primer lugar, la creación de una organización investigadora en Organismos y empresas que de forma coordinada ha demostrado ser capaz de abordar con éxito creciente cuantos proyectos se han venido desarrollando, y en segundo lugar, la integración progresiva del I+D nacional en el ámbito de proyectos internacionales, así como en las instituciones multinacionales, especialmente en la Comunidad Económica Europea, habiéndose configurado las bases estructurales adecuadas para ir desarrollando las capacidades que permitan satisfacer las necesidades futuras.

El papel de la investigación en el campo nuclear ha demostrado ser esencial para alcanzar los ac-

tuales niveles de seguridad y fiabilidad de las plantas nucleares; para la obtención de soluciones concretas en la gestión de residuos radiactivos; y para la disminución progresiva de nuestra dependencia tecnológica del exterior.

Líneas prioritarias de I+D

Como se ha expuesto en el capítulo de I+D continuarán desarrollándose las líneas en las que se viene trabajando, y se intensificarán las de diseños avanzados en reactores nucleares y desmantelamiento de instalaciones, en coordinación con los programas internacionales en curso. Se resumen a continuación las líneas prioritarias, descritas con más detalle en dicho capítulo.

— Seguridad Nuclear.

El objetivo fundamental en esta línea es la permanente mejora de los márgenes de seguridad de las plantas, mediante un conocimiento cada vez más profundo de las diversas secuencias que pueden conducir a situaciones de accidente, con el fin de su prevención anticipada, y de establecer las actuaciones necesarias para la gestión en una situación accidental, encaminadas a mitigar sus consecuencias.

— Materiales y explotación de Centrales Nucleares.

La investigación en este campo es uno de los pilares fundamentales de cara a la disponibilidad de la operación de las centrales nucleares y a la extensión de su vida útil. Su objetivo está encaminado al perfeccionamiento progresivo de técnicas de inspección y de mantenimiento preventivo, a la adopción de procedimientos con el fin de alargar la vida útil de las instalaciones, a la selección de nuevos materiales, a la actualización permanente de los métodos de adiestramiento del personal de explotación, y a la prevención de la degradación de los materiales.

— Diseños avanzados de reactores nucleares

Su objetivo es elevar la capacidad de la industria nuclear española para obtener diseños de cen-

Sector nuclear

trales avanzadas, competitivos en costes de inversión y explotación, optimizados en disponibilidad, fiabilidad y seguridad, licenciables y exportables, que constituyan la base de futuros programas nucleares.

— Ingeniería y fabricación de combustible.

La I+D en esta línea debe tender a la obtención de combustibles avanzados, y a un mayor conocimiento de la operación y comportamiento del combustible nuclear.

— Residuos radiactivos.

El principal reto de cara al futuro, y donde la I+D juega un papel básico, es la determinación de la solución definitiva para los residuos de alta actividad, mediante su almacenamiento en formaciones geológicas profundas, para lo que se deberá incidir fundamentalmente en: la armonización de reglamentación a nivel internacional sobre criterios de seguridad y protección radiológica de almacenamientos; la profundización en el conocimiento del comportamiento de los medios graníticos, salinos y arcillosos, potenciales receptores del almacenamiento definitivo de residuos de alta actividad, y del combustible gastado a cuyo fin conviene dotarse, a nivel nacional, de instalaciones provistas de celdas calientes.

— Desmantelamiento.

Dado que el desmantelamiento de instalaciones va a constituir una actividad a acometer en un futuro próximo, teniendo en cuenta el caso de la central nuclear de Vandellós I, es importante que ENRESA impulse esta línea investigadora, con el fin de la puesta a punto de técnicas de descontaminación y desmantelamiento, y de establecer los criterios de exención de residuos de los materiales procedentes del mismo.

— Fusión.

El objetivo de la investigación española en Fusión por Confinamiento Magnético es la participación en el programa de las Comunidades Europeas

para el desarrollo de la fusión como alternativa a largo plazo en la generación de energía. Esta participación se centra en las líneas de los Tokamaks y Estellaratores, siendo las actividades principales la investigación teórica y experimental en Física del Plasma, el diseño y construcción de máquinas para Fusión, el estudio de nuevos materiales estructurales y la colaboración en los proyectos internacionales NET e ITER.

IV.4. Factores de cooperación en el sector nuclear. Coordinación de la gestión del parque nuclear.

Para hacer frente a los retos que suponen la creación del mercado único de la energía y la competencia que ofrecen los grandes grupos nucleares europeos, es conveniente promover la coordinación progresiva del sector nuclear, lo que redundará en una mayor eficacia, aprovechando las economías de escala y sinergias, y optimizando los recursos humanos y tecnológicos disponibles.

Por otro lado, y dada la dispersión de compañías propietarias y el tamaño del parque nuclear español, es aconsejable la consecución de una mayor cohesión mediante su gestión unificada. Entre los aspectos que en mayor medida resultarían beneficiados cabe destacar: una organización de licenciamiento e ingeniería común para todas las centrales; la gestión del combustible, de suministros y de respuestos; planificación de las paradas de recarga y mantenimiento; gestión de recursos humanos; programas de I+D; selección de tecnologías de reactores futuros; política de información y comunicación con el público, etc.

Estos factores conducirían a una mayor economía de la producción nuclear y a la unificación de criterios de explotación de las centrales, con el consiguiente perfeccionamiento de la seguridad y fiabilidad de las mismas.

V. POLITICA COMUNITARIA NUCLEAR Y COOPERACION INTERNACIONAL

Además de la promoción de la investigación y desarrollo, la política comunitaria en materia de

Política comunitaria nuclear y cooperación internacional

energía nuclear presta especial atención al fomento de la industria comunitaria de equipos y componentes para el sector nuclear.

Las prioridades de la Comunidad Económica Europea en este ámbito se centran en:

- Consolidar la competitividad de las industrias comunitarias en el mercado mundial, sin excluir del mercado interior los suministros externos.
- Crear un sistema de normas comunes que favorezca la competencia en el mercado interior. Estas normas serán de aplicación a los suministradores externos cuando intervengan en dicho mercado.
- Conseguir que todos los productores de electricidad cuenten con las mismas condiciones en el momento de realizar sus inversiones electronucleares.
- Adoptar los mismos principios y criterios de seguridad para los reactores que aprueben de «facto» todos los estados miembros, sin perjuicio de las responsabilidades nacionales relativas al licenciamiento de instalaciones.

España, uno de los principales países nucleares europeos, participará activamente en el logro de los objetivos comunitarios, con el fin de lograr la armonización de normativas en el campo nuclear; potenciar tecnológicamente la industria nuclear nacional, posibilitando la apertura de mercados para la exportación de tecnología, equipos y servicios; y propiciar la colaboración comunitaria para el desarrollo de reactores avanzados netamente europeos.

Por otra parte, el proyecto de Carta Europea de la Energía, que incluye entre los acuerdos específicos de cooperación uno sobre energía nu-

clear, contribuirá a potenciar la exportación y la colaboración técnica en esta materia con los países de Europa del Este y la Unión Soviética, dado que los mismos necesitan apoyo internacional para elevar la seguridad de sus centrales nucleares a niveles similares a los de los países occidentales.

España se encuentra en óptimas condiciones para prestar apoyo y transferir tecnología nuclear a estos países, ya que, como consecuencia de la realización del programa nuclear español, se ha llegado a alcanzar un importante grado de suficiencia tecnológica, en unos casos por desarrollo propio y en otros por transferencia de tecnología. La tecnología nuclear disponible es polivalente, dada la diversidad de las centrales que componen el parque, y se dispone de empresas de ingeniería y de servicios a plantas en operación, y de fabricantes de bienes de equipo, netamente nacionales.

El Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, viene desarrollando una línea de cooperación con estos países a través del programa de Asistencia Técnica del Organismo Internacional de Energía Atómica.

Este tipo de cooperación se lleva a cabo mediante proyectos a realizar por empresas españolas, con la financiación proporcionada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

A su vez, la Comunidad Económica Europea, a través de los programas PHARE (Países del Este) y de asistencia a la Unión Soviética, financiará proyectos dirigidos al mismo fin.

Se fomentará la presencia de las empresas españolas del sector nuclear en estos mercados, haciendo uso de la financiación comunitaria y facilitando financiación nacional.

IV.3

SECTOR CARBON

I. EL SECTOR DEL CARBON EN LA DECADA DE LOS 80

I.1. Usos del carbón nacional

Las centrales eléctricas han continuado siendo la principal fuente de demanda, absorbiendo un 94 % de la producción total de carbón en 1990. Dado que la potencia eléctrica de carbón ha permanecido constante desde la entrada en funcionamiento de los últimos grupos del Plan Acelerado de Centrales de Carbón, la demanda de carbón para usos eléctricos ha evolucionado con el grado de utilización de dicha potencia, dependiendo de las fluctuaciones en el consumo eléctrico, de la producción de las centrales nucleares, y de la hidráulicidad de cada año.

El consumo de carbón nacional en el sector de la siderurgia ha registrado una clara tendencia a la baja, como consecuencia del impacto de la crisis industrial de los 80 sobre dicho sector, y del diferencial de precios del carbón nacional con el carbón importado.

En las restantes actividades industriales consumidoras de carbón —cementera y química principalmente—, la demanda de carbón nacional ha sido limitada por la competencia del gas natural, del coque de petróleo y, en general, por los precios moderados de los productos petrolíferos.

En los usos domésticos y comerciales, donde se consume carbón nacional de alta calidad, la sustitución por gas natural por razones medioambientales ha contribuido a reducir la demanda.

A pesar de esta evolución de la demanda de carbón nacional para usos finales, el consumo en las centrales eléctricas ha permitido que el grado de autoabastecimiento en el sector alcanzara en 1990 el 62.34 %.

I.2. Precios del carbón para usos eléctricos: el Nuevo Sistema de Contratación del Carbón Térmico

Tras la adhesión de España a la Comunidad Económica Europea, y como consecuencia de la aplicación del Tratado CECA, los precios del carbón utilizado por las centrales eléctricas quedaron liberalizados.

El desigual impacto de esta medida sobre la minería de cielo abierto y la subterránea —caracterizada por un elevado coste de producción en la mayoría de las explotaciones, como refleja el Cuadro 1— dio lugar al establecimiento de un Convenio-Marco entre las empresas mineras y las eléctricas el 10 de diciembre de 1986, por el que se definió un Nuevo Sistema de Contratación de Carbón Térmico (NSCCT) que establece diferentes sistemas de fijación de precios para el carbón subterráneo y el carbón de cielo abierto.

Sector carbón**— Precios del carbón subterráneo**

Con objeto de paliar el grave impacto que la liberalización de precios habría tenido sobre la mayor parte de las minas españolas explotadas mediante labores subterráneas, el NSCCT definió un sistema de contratación de carbón subterráneo a largo plazo, que permitiera compatibilizar la aplicación de la normativa CECA con el desarrollo de las fuentes de energía autóctonas y la racionalización económica de las explotaciones, a través de un proceso socialmente soportable. Dicho sistema debería permitir:

- El ajuste adecuado entre la oferta y la demanda previsible, teniendo en cuenta las circunstancias del sector y los condicionantes regionales y sociales.
- El incremento de la competitividad del sector, mediante la reducción de costes, y el saneamiento financiero de las empresas mineras.
- La garantía de un suministro estable para el sector eléctrico.

Para alcanzar estos objetivos, se garantizó a las minas la venta de las producciones subterráneas a unos precios de referencia, calculados a través de una fórmula que vincula su evolución a la del Índice de Precios al Consumo, y a la de los precios medios del carbón para usos eléctricos en la Comunidad, incluyendo el carbón importado de países terceros.

La definición de este precio de referencia ha permitido determinar el grado de viabilidad de las explotaciones mineras a largo plazo, y diseñar el marco de actuación más apropiado para posibilitar una mejora de su eficiencia económica, o facilitar los planes de disminución de actividad, en el caso de que dicha mejora no sea posible.

La formalización de los contratos a precios de referencia está condicionada a la definición previa por las empresas mineras de los planes estratégicos que deben conducir a su viabilidad a largo plazo.

A fin de posibilitar la viabilidad del mayor número posible de explotaciones mineras, se estableció un periodo transitorio durante el que las empresas con cuentas de resultados negativas pudieran recibir un suplemento de precio que facilitara el cumplimiento de dichos planes estratégicos.

Cuadro 1**COMPARACION DE COSTES DE MINERIA INTERIOR ENTRE PAISES CECA Y ESPAÑA: 1989**

	Coste total Ptas. por termia de pci (1)
Francia	1,902
Alemania	2,444
Reino Unido	1,713
ESPAÑA	
Empresas sin Contrato-Programa	2,376
Empresas con Contrato-Programa	5,337

(1) En bocamina y al contado.

— Precios del carbón de cielo abierto

El Nuevo Sistema de Contratación de Carbón Térmico estableció la libre contratación de precios entre productores y consumidores para las producciones de carbón a cielo abierto, precios que no están sujetos a fórmulas preestablecidas.

— Resultados del NSCCT hasta 1990

El Cuadro 2 indica la evolución de las cantidades, precios y suplementos de precios del carbón subterráneo tras cuatro años de aplicación del NSCCT, así como las producciones y precios de cielo abierto.

En cuanto a la situación económica de las empresas, el resultado ha sido desigual. Algunas no han conseguido alcanzar la viabilidad durante el cuatrienio transcurrido, encontrándose parte de ellas en una situación financiera muy delicada.

II. PRINCIPALES FACTORES DETERMINANTES DE LA CONTRIBUCION DEL CARBON AL ABASTECIMIENTO ENERGETICO FUTURO

En los próximos diez años, las posibilidades de expansión de la producción nacional de carbón

*Principales factores determinantes de la
contribución del carbón al abastecimiento
energético futuro*

Cuadro 2

NUEVO SISTEMA DE CONTRATACION DE CARBON TERMICO: 1990

	Precio en Ptas/To	Suministros kto ktep		MPTs	Precio en Ptas/termia. pci	Indice
I. Primer segmento:						
Carbón nacional subterráneo						
Hulla + Antracita nacional	10.013	12.049	5.966	120.651	2,02	100,00%
Lignito negro	6.635	2.642	840	17.526	2,09	100,00%
II. Segundo segmento:						
Carbón nacional de cielos abiertos						
Hulla + Antracita nacional	7.835	1.860	766	14.569	1,90	94,05%
Lignito negro	4.559	1.918	624	8.746	1,40	67,17%
III. Suplemento de precio devengado por carbón nacional subterráneo						
Hulla + Antracita nacional		6.239		22.756	0,74	
Lignito negro		4.801		6.458	0,42	

dependen, fundamentalmente, del aumento y la estructura sectorial de la demanda, de los precios del carbón nacional, de las reservas disponibles de este recurso, y de la normativa de la Comunidad Económica Europea con mayor incidencia sobre el carbón de origen comunitario.

II.1. Previsiones de demanda

El Cuadro 3 recoge la evolución prevista del consumo total de carbón en usos finales una vez considerado el efecto de las medidas de sustitución y ahorro, así como la contribución del carbón nacional a la cobertura de dicha demanda.

Se espera que el consumo final de carbón disminuya en todos los sectores en los próximos años, lo que implica una menor capacidad de absorción por el mercado de la oferta de carbón nacional para usos finales; no obstante, en los sectores doméstico y terciario, se prevé que la demanda de carbón será cubierta básicamente por carbón nacional.

Como consecuencia de la disminución prevista de la demanda total de carbón para usos finales,

los usos eléctricos tendrán mayor relevancia como principal mercado de demanda del carbón nacional.

II.2. Evolución de los precios

El Nuevo Sistema de Contratación de Carbón Térmico ha mostrado su operatividad como instrumento para garantizar la existencia de una oferta nacional estable de carbón y crecientemente competitiva, por lo que no se prevén variaciones fundamentales del sistema vigente durante el horizonte del PEN.

En cuanto a la producción de cielo abierto, la experiencia de los últimos años aconseja el establecimiento de un procedimiento que garantice la estabilidad en los contratos, al menos para determinados volúmenes de este tipo de producción. En consecuencia, el precio en este segmento del mercado, aunque continuará siendo fijado libremente por las partes, pasará a estar referido a contratos de suministro a largo plazo, lo que permitirá la adecuada explotación de las principales reservas a cielo abierto.

Sector carbón

Cuadro 3					
PREVISIONES DE DEMANDA FINAL DE CARBON (1)					
Sectores consumidores	1990 (2)		2000		% variación anual 1990-2000
	ktep	Estructura	ktep	Estructura	
Industria	3.866	90,52 %	3.596	97,64 %	-0,72 %
Siderurgia	2.292	53,66 %	2.240	60,82 %	-0,23 %
Cemento	1.237	28,96 %	1.180	32,04 %	-0,47 %
Resto	337	7,89 %	176	4,78 %	-6,29 %
Transporte	1	0,02 %	0	0,00 %	-100,00 %
Resto (terciario y doméstico)	404	9,46 %	87	2,36 %	-14,23 %
Total	4.271	100,00 %	3.683	100,00 %	-1,47 %
CARBON NACIONAL PARA USOS FINALES					
	1990 (2)		2000		
	ktep		ktep		
Carbón nacional para industria	325		186		
Carbón nacional para resto (doméstico y terciario)	405		87		
Total	730		273		

(1) Incluido el efecto de los programas de ahorro y sustitución.

(2) Datos provisionales.

Metodología AIE.

Se espera que, con el establecimiento de contratos estables a largo plazo, los precios de la hulla y antracita y del lignito negro explotados a cielo abierto alcancen un valor en torno al 90 %, y 66 %, respectivamente, del precio de referencia del carbón subterráneo. En 1990, el libre juego de la oferta y la demanda en el mercado situó estos valores en el 94 % del precio de referencia para hulla y antracita, y el 67,17 % para el lignito negro.

Dentro del sistema de precios del NSCCT, se facilitará la aproximación gradual del precio medio del carbón nacional para usos eléctricos al coste marginal a largo plazo del carbón importado, de forma que la diferencia entre ambos —que incluye un componente de valoración de la mayor flexibilidad y seguridad que aporta la oferta nacional— no sea excesiva.

La convergencia se producirá a través del aumento paulatino del peso relativo de la producción de cielo abierto, y de la aplicación del Plan de Reordenación del sector que se describe más adelante, que permitirán reducir el precio medio del carbón para usos eléctricos en términos reales. El aumento del uso de carbón importado en las centrales de carbón nacional también contribuirá a disminuir el precio medio del carbón consumido en dichas centrales.

Las previsiones de precios del carbón de importación para usos eléctricos, descritas en el capítulo sobre el Entorno Energético Internacional del PEN apuntan hacia su estabilidad en términos reales a corto y medio plazo, pudiendo registrar un aumento moderado en la segunda mitad de la presente década.

*Principales factores determinantes de la
contribución del carbón al abastecimiento
energético futuro*

Los precios del carbón nacional para usos distintos de los eléctricos están plenamente liberalizados.

II.3. Reservas de carbón nacional

La planificación de la oferta de carbón tiene en cuenta las peculiaridades específicas de este mineral en España, que determinan la existencia de reservas económicas muy inferiores al total de recursos carboníferos.

Se consideran reservas aquellos recursos que pueden ser explotados con la tecnología existente a un coste total susceptible de ser cubierto por los precios vigentes en el mercado nacional. Dadas las características del sistema de determinación de precios antes descritas, este criterio implica definir como reservas las que permiten estabilizar los precios en términos reales en su valor actual, teniendo carácter preferente las que permitan una disminución del precio medio de la totalidad del carbón nacional suministrado a las centrales eléctricas. En la determinación de las reservas se tiene en cuenta asimismo la calidad de los recursos, especialmente en lo concerniente a su impacto medioambiental.

Este criterio de determinación de las reservas es coherente con el objetivo de aproximación progresiva de los precios nacionales a los internacionales, antes mencionado.

En el Cuadro 4 se indica el resultado de la estimación del total de recursos y reservas existen-

tes. Si la utilización de la potencia eléctrica instalada de carbón CECA —hulla, antracita y lignito negro— se mantuviera constante, la duración de las reservas sería de 25 años; para el lignito pardo, la duración de las reservas se estima en 14 años.

Este resultado pone de manifiesto que las reservas son suficientes para mantener el consumo de carbón nacional por las centrales existentes más allá del horizonte de planificación, a pesar del elevado volumen de carbón nacional que será consumido por la potencia instalada, tanto en los grupos relativamente nuevos —que constituyen gran parte del parque total— como en los más antiguos, cuyo alargamiento de vida útil está previsto en el PEN.

En todo caso, la posibilidad de utilizar mezclas de carbón nacional con carbón importado en estas centrales permite garantizar su funcionamiento durante períodos de tiempo superiores a los mencionados.

Las reservas existentes limitan, sin embargo, las posibilidades de ampliación de potencia al aumento previsto en el nuevo equipamiento eléctrico.

Teniendo en cuenta la contribución del carbón importado y las características de los actuales emplazamientos, las reservas económicas permiten incrementar la potencia en Puertollano, Puente nuevo y El Bierzo, incluso suponiendo una vida útil de 35 años y una utilización elevada —6.000 horas/año— de las nuevas centrales.

Cuadro 4
RECURSOS Y RESERVAS DE CARBÓN EN ESPAÑA

	Recursos		Reservas planificables	
	MT	MTEC (1)	MT	MTEC (1)
Hulla y antracita	2.400	1.490	400	314
Lignito negro	1.530	580	110	51
Carbón CECA	3.930	2.070	510	365
Lignito Pardo	270	80	220	63
Total	4.200	2.150	730	428

(1) Mtec, pcs.

Sector carbón

II.4. Normativa Comunitaria

Los aspectos de la normativa comunitaria con mayor incidencia sobre el sector del carbón nacional son los concernientes a la regulación del comercio internacional de carbón, a los requisitos para la protección del medio ambiente, y al régimen de ayudas al sector.

— Regulación del comercio internacional

Las importaciones de carbones CECA procedentes de países terceros están sometidas al régimen de autorización administrativa desde la adhesión de España a la Comunidad Económica Europea. El carbón de origen comunitario puede ser importado libremente.

La Comisión de la Comunidad Económica Europea admite la importación de hullas despachadas a libre práctica en otro estado miembro, lo que implica la práctica liberalización total de las importaciones, si bien se están negociando con la Comunidad las condiciones de aplicación de esta medida durante el proceso de reordenación del sector.

El contingente libre de derechos para 1991, aprobado mediante Real Decreto 1641/1990 de 20 de diciembre, incluye las siguientes cantidades de carbón procedente de terceros países:

Contingentes 1991

Hulla coquizable siderúrgica	4.500 kto.
Hulla coquizable no siderúrgica	430 kto.
Hulla energética (1)	7.300 kto.

— Protección del medio ambiente

Aunque todas las fases del ciclo del carbón desde la extracción hasta el consumo, afectan al medio ambiente, la contaminación más importante tiene lugar en la fase de combustión y proviene de los gases emitidos a la atmósfera.

La Directiva comunitaria 88/609/CEE sobre limitación de las emisiones de SO₂ y NO_x de las grandes instalaciones de combustión tiene una incidencia particularmente significativa sobre el sector, ya que el consumo de carbón se realiza ma-

yoritariamente en centrales eléctricas que forman parte del colectivo sujeto a dicha Directiva.

Como se describe en el capítulo sobre Medio Ambiente, una de las medidas más eficaces para cumplir los requisitos comunitarios en las centrales existentes es disminuir el contenido de azufre de los combustibles empleados, mediante la mezcla del carbón nacional con carbón de importación de mejor calidad medioambiental, y con gas natural.

Los nuevos grupos de carbón requieren la incorporación de tecnologías específicas de combustión limpia para que sus emisiones no superen los límites individuales determinados por la normativa vigente. La introducción de equipos de desulfuración es suficiente para este propósito, y supone un incremento de costes que no es excesivamente gravoso.

La decisión comunitaria en materia de protección del medio ambiente que puede tener mayor repercusión sobre el consumo de carbón, es el compromiso asumido en el Consejo conjunto de Energía y Medio Ambiente de 29 de diciembre de 1990 de estabilizar las emisiones de dióxido de carbono del conjunto de la Comunidad en el año 2000 al nivel registrado en 1990. El cumplimiento de este compromiso requiere la disminución del contenido de carbono en la energía total consumida, mediante el aumento de la eficiencia energética, y/o la sustitución de combustibles que, como el carbón, producen mayores emisiones de CO₂ por unidad de energía.

De acuerdo con la propuesta de participación de cada país miembro en el cumplimiento de este objetivo que está elaborando la Comisión, el compromiso se aplicará con menor grado de exigencia a los países que, como España, producen menos emisiones de CO₂ por habitante, y tienen mayor necesidad de aumentar el consumo energético para facilitar la convergencia de su economía al nivel de desarrollo alcanzado por otros países miembros.

Aunque este tratamiento diferencial amplía el margen de maniobra de que dispone España para contribuir al compromiso comunitario, en la determinación de la nueva potencia de carbón se ha tenido en cuenta el impacto que esta alternativa tiene sobre las emisiones de dióxido de carbono.

(1) Sector eléctrico y usos finales del sector industrial.

— Régimen de ayudas

La concesión de ayudas de estado al carbón de origen comunitario está regulada por la Decisión 2064/86/CECA, que limita dichas ayudas a las dirigidas al cumplimiento de los objetivos comunitarios en este sector, evitando en todo caso el falseamiento de la competencia en el interior de la Comunidad. Dentro de este marco, las ayudas de estado quedan condicionadas a las que permiten mejorar la competitividad del sector, aumentar la capacidad de producción económicamente viable, o reducir la repercusión socioeconómica de los procesos de reconversión del sector.

La creciente liberalización del sector comunitario del carbón, como parte del proceso en curso hacia la realización del mercado único, ha dado lugar a un conjunto de Resoluciones y Decisiones, tanto del Consejo Europeo como de la Comisión, dirigidas a reducir las ayudas asociadas a las pérdidas de explotación en los países miembros, entre las que se encuentran las Decisiones de la Comisión de 20 de diciembre de 1989 y de 25 de julio de 1990 referidas a España.

La Decisión de 20 de diciembre de 1989 considera ayuda de estado los pagos compensatorios a los productores de electricidad en el marco de las intervenciones financieras de OFICO, es decir, el suplemento de precio incorporado en el NSCCT. Reconociendo que la supresión inmediata de dichas ayudas agravaría los problemas sociales de las regiones más estrechamente vinculadas a la minería del carbón, la Decisión insta al Gobierno español a presentar un plan de ordenación que permita reducir en el horizonte del 31 de diciembre de 1993 los pagos compensatorios en el marco del NSCCT, y los asociados a cualquier otra intervención de efecto equivalente.

Esta Decisión comunitaria condiciona en gran medida la evolución futura del sector del carbón nacional, siendo el origen del Plan de Reordenación en curso.

Por otra parte, y como consecuencia de la Decisión de la Comisión de la CEE de 25 de julio, España deberá presentar asimismo un Plan de Reducción de Ayudas a las empresas con contrato-programa que se encuentra actualmente en fase de negociación.

El plan de reordenación del sector del carbón

III. EL PLAN DE REORDENACION DEL SECTOR DEL CARBON

El propósito del Plan de Reordenación diseñado por la Comisión Interministerial creada al efecto por el Gobierno, es dar respuesta a la Decisión comunitaria sobre reducción de ayudas al sector del carbón español, creando las condiciones más adecuadas para amortiguar su impacto sobre los trabajadores en la minería.

Los objetivos a alcanzar en el período 1990-1993 de vigencia del Plan son:

- Reducir los costes de producción del carbón nacional, lo que implica una disminución de la cuantía de las ayudas de estado.
- Alcanzar una mejora de la productividad media en minería subterránea del 15 %.
- Consolidar una capacidad de minería a cielo abierto en torno a las 6.000 kto. al concluir la vigencia del Plan.
- Mejorar los niveles de seguridad en las minas, mediante una acción coordinada de las Comunidades Autónomas.
- Regenerar un tejido industrial en los entornos afectados por los cierres o reducciones de capacidad en la minería.

Entre las actuaciones previstas para alcanzar estos objetivos destacan la concesión de compensaciones económicas a las empresas mineras sin contrato-programa acogidas al Plan, y la instrumentación de medidas sociales de apoyo a los trabajadores afectados.

Los resultados y costes del Plan de Reordenación de las empresas mineras sin contrato-programa, se resumen en el Cuadro 5.

El suministro total de carbón de minería subterránea indicado en dicho Cuadro implica un importante aumento de la productividad de esta minería, y es coherente con la evolución prevista del consumo de carbón por las centrales eléctricas existentes, que son las únicas que consumirán este carbón.

La estimación del ahorro de costes para el sector eléctrico que permitirá la realización del Plan indica que dicho ahorro será suficiente para amortizar los costes de la reordenación del sector presentados en el Cuadro.

Sector carbón

Cuadro 5

REORDENACION DEL SECTOR DE LA MINERIA DEL CARBON
 Empresas Sin Contrato-Programa: Minería Subterránea

Conceptos	1989	1994	1994/1989
Plantilla (nº trabajadores)	22.773	16.404	-28,0 %
Suministro térmico total (kt.)	10.811	9.387	-13,2 %
N.º Empresas	172	107	-37,8 %
Productividad (t/h/año)	475	572	20,4 %
Coste medio (pts. 89/th de PCS)	2,274	2,051	-9,8 %
COSTE DE LA REORDENACION (Mptas. 90):	125.000		

IV. LA PARTICIPACION DEL CARBON EN EL FUTURO SUMINISTRO ELECTRICO PENINSULAR

IV.1. Parque existente

Si la demanda de energía eléctrica evoluciona por la senda esperada, la máxima producción de las centrales existentes de carbón nacional se registrará hacia 1994, cuando ninguna de las opciones de nuevo equipamiento eléctrico del Sistema Público Peninsular habrá entrado todavía en funcionamiento. Esta producción máxima se situará entre 50.000 y 54.000 GWh en año hidráulico medio.

Posteriormente, la incorporación de nueva potencia eléctrica disminuirá la producción de las centrales de carbón nacional existentes, que se estabilizará en torno a los 50.000 GWh en año hidráulico medio en el horizonte hasta el 2000.

Por otra parte, una proporción creciente en la producción eléctrica de dichas centrales consumirá carbón de cielo abierto, lo que contribuirá a reducir el precio medio del carbón nacional para usos eléctricos. El aumento del consumo de carbón de cielo abierto en estas centrales durante el periodo de planificación se estima en un 60 % aproximadamente.

Para alcanzar el total de 50.000 GWh de producción eléctrica con carbón prevista para el 2000,

las centrales de carbón nacional consumidoras de lignitos utilizarán cantidades crecientes de carbón de importación, lo que permitirá rebajar el contenido medio de azufre de los combustibles de estas centrales, con la consiguiente mejora del impacto medioambiental. La proporción de consumo de carbón importado variará en función de las características de dichas centrales.

IV.2. Nueva potencia

* Nuevos grupos de carbón nacional

La determinación del aumento de potencia eléctrica de carbón nacional que debe incluir el nuevo equipamiento eléctrico, requiere ponderar las distintas implicaciones de esta opción sobre el grado de autoabastecimiento energético, el desarrollo de la minería nacional, el coste de la energía eléctrica, y la protección del medio ambiente.

El aumento de la producción eléctrica con carbón nacional supone una mayor seguridad de suministro, que justifica el pago de un precio por el carbón nacional superior al del carbón de importación. La magnitud de la diferencia entre ambos precios está condicionada, no obstante, por la normativa comunitaria sobre ayudas al sector. A este respecto, se ha establecido en la planificación un precio máximo para el carbón nacional, denominado «precio de referencia», que, en el

*La participación del carbón en el futuro
suministro eléctrico peninsular*

marco del NSCCT, irá eliminando progresivamente las ayudas al sector minero por encima de dicho precio. El concepto de precio de referencia es compatible con el criterio de la Comisión de considerar asumible un precio para el carbón comunitario ligado al precio a largo plazo del carbón importado, a un coste de transporte interior, y a una prima derivada de la mayor seguridad y flexibilidad que proporciona el carbón comunitario.

Por otra parte, la paulatina convergencia del precio del carbón nacional al del carbón importado es necesaria también para afrontar el reto de la creciente liberalización del sector minero y del sector eléctrico asociada a la realización del mercado único. No obstante, el proceso de aproximación de precios se realizará con la gradualidad requerida por la consideración de los efectos sociales y regionales que conlleva dicho proceso.

La convergencia gradual de los precios requiere un mayor consumo de los carbones nacionales de menor coste, por lo que el aprovisionamiento de carbón de los nuevos grupos de potencia procederá de la minería a cielo abierto.

De acuerdo con la estimación realizada en el Plan de Reordenación del sector, las reservas existentes de este tipo de carbones permiten una ampliación de la potencia de los grupos de carbón nacional de hasta un máximo de 1.338 MW, que es la opción incluida en el nuevo equipamiento eléctrico. De este aumento total de potencia, la gran mayoría —1.188 MW— utilizará hullas o antracitas, que son los carbones nacionales de menor contenido de azufre.

La determinación de la localización geográfica de los nuevos grupos de carbón refleja los objetivos de facilitar el proceso en curso de reordenación de la minería, promover los efectos regionales y sociales más favorables y optimizar la explotación de las cuencas mineras en explotación.

La nueva potencia corresponde en todos los casos a ampliaciones de centrales en cuencas en explotación. Ello permite evitar la problemática asociada a los nuevos emplazamientos, que incluye tanto la tramitación de las correspondientes autorizaciones, como la ausencia de instalaciones comunes, la incertidumbre respecto a la

Cuadro 6
NUEVA POTENCIA DE CARBON NACIONAL

Grupo	Características	Potencia MW instalados
Ampliación en El Bierzo	— Carbón Pulverizado — Hulla, cielo abierto	350
Puentenuevo 4	— Carbón Pulverizado — Hulla, cielo abierto	350
Puertollano 2	— Gasificación (GICC) — Hulla, cielo abierto	338
Puertollano 3	— Lecho fluido atmosférico — Hulla, cielo abierto	150
Teruel 4	— Lecho fluido atmosférico — Lignito negro, cielo abierto y mixtos de lavadero	150
Total		1.338

Sector carbón

cuantía de las reservas disponibles, y la necesidad de realizar mayores inversiones en infraestructura de transporte y transformación.

El nuevo equipamiento eléctrico de carbón nacional prevé dos grupos eléctricos convencionales: Punt nuevo 4 y la ampliación en El Bierzo. Ambos incorporan la tecnología necesaria para reducir las emisiones de SO₂ y NO_x al límite requerido por la Comunidad Económica Europea.

El resto de la nueva potencia corresponde a opciones cuyo mayor coste de inversión está justificado por el interés tecnológico y la reducción del impacto medioambiental que supone la aplicación de nuevas tecnologías de combustión limpia del carbón.

El proyecto de gasificación integrada con ciclo combinado en Puertollano permite utilizar el amplio espectro de carbones disponibles en esta cuenca, aplicando una tecnología de elevado rendimiento neto —del orden del 45 % sobre el contenido energético del carbón en pci— y reduciendo las emisiones de SO₂ y NO_x. El mayor rendimiento que implica la incorporación del ciclo combinado supone además reducir en un 20 % las emisiones de dióxido de carbono por kWh neto. Por su interés tecnológico, esta planta puede ser seleccionada como proyecto de demostración europeo de la nueva tecnología dentro del programa THERMIE, lo que permitiría recibir el apoyo financiero comunitario que requiere su mayor coste de inversión.

La introducción de los lechos fluidos atmosféricos en Puertollano 3 y en la central de Andorra en Teruel, contribuye a avanzar en la aplicación en España de tecnologías de combustión limpia que ya han alcanzado una adecuada implantación comercial, y son susceptibles de utilización para el aprovechamiento de carbones con bajo poder calorífico y alto contenido en azufre.

* Nueva potencia de carbón de importación

Para completar la diversificación de la estructura de producción de energía eléctrica, el nuevo equipamiento eléctrico incluye la construcción de un grupo de 550 MW de carbón importado en la central de Litoral (Almería). Este grupo contribuirá a aumentar la reducida participación en la generación eléctrica española de un combustible con

menor coste e impacto medioambiental que los recursos autóctonos, y cuya seguridad de aprovisionamiento está respaldada por la abundancia de reservas mundiales y la tradicional estabilidad de su precio.

Como antes se ha mencionado, la estimación de las reservas de carbón nacional corresponde a un valor máximo, que puede reducirse si la evolución del Plan de Reordenación es distinta a la esperada. En el caso en que dichas reservas no fueran suficientes para cubrir la totalidad de la demanda de los nuevos grupos de carbón nacional, la primera opción a considerar para sustituir a alguno de estos grupos sería la construcción del grupo III de la central de carbón de importación de Litoral (Almería).

V. LA INVESTIGACION Y EL DESARROLLO EN EL SECTOR CARBON

La creciente liberalización del sector como consecuencia de la realización del mercado interior de la energía exige a las empresas un importante esfuerzo de aumento de eficiencia que permite mejorar o al menor mantener, su competitividad.

Dentro de las actuaciones de I + D en el área de minería, el sector del carbón debe promover un suministro en mejores condiciones de coste, calidad y seguridad.

En el área de la utilización del carbón, el objetivo del I + D es impulsar su uso, diversificando las aplicaciones del carbón nacional, asegurando su adecuación a las necesidades de los sectores eléctrico y siderúrgico, mejorando su competitividad y reduciendo su impacto sobre el medio ambiente.

Las líneas específicas de actuación prioritaria en I + D se describen en el capítulo sobre Investigación y Desarrollo en el sector energético.

VI. POLITICA DE SEGURIDAD MINERA

La Constitución española, en su artículo 149, establece la competencia exclusiva del Estado so-

Política de seguridad minera

bre las Bases del Régimen Minero, cuyo desarrollo legislativo y ejecución corresponde a las respectivas Comunidades Autónomas en los casos que así lo establezcan los Estatutos de Autonomía.

Los correspondientes Acuerdos de Traspaso encomiendan a las Comunidades Autónomas —con excepción de Castilla-La Mancha, Cantabria, Baleares y La Rioja— las funciones y servicios que, en materia de Seguridad Minera, ejercía el Ministerio de Industria y Energía.

Las líneas de actuación en este ámbito están recogidas en el Plan de Seguridad Minera, que fue elaborado en respuesta al mandato contenido en la Ley 21/1986 y que fue aprobado en el Consejo de Ministros de 31 de julio de 1987. Este Plan vertebrará las actuaciones de la Administración Central en materia de seguridad minera y establece las bases para una mejor coordinación de las actuaciones de las Administraciones Central y Autonómicas.

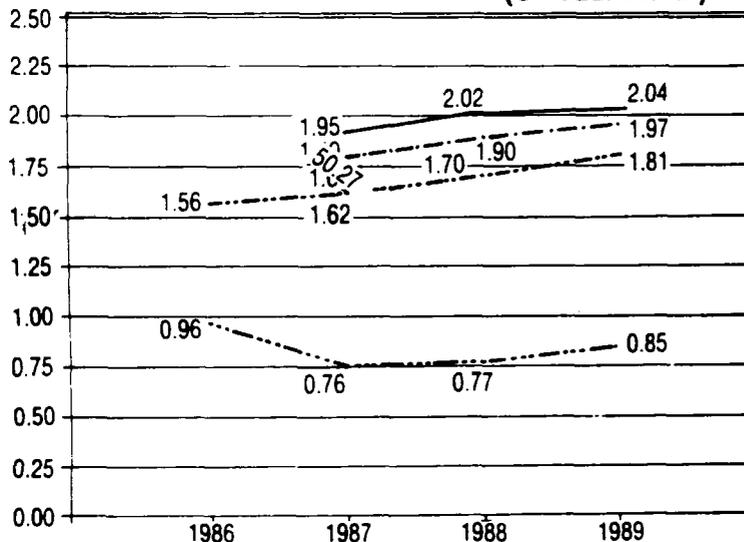
Por otra parte, el Pleno del Senado, en su sesión del día 22 de noviembre de 1988 aprobó un informe sobre seguridad minera emitido por la ponencia conjunta de las Comisiones de Trabajo y de Industria y Energía, en el que se destacan actua-

ciones específicas referidas a la normativa, la inspección, la investigación y la formación profesional.

Este informe viene a ratificar que la seguridad es el fruto de una actuación continuada sobre unas condiciones y métodos definidos en unos textos reglamentarios (normativa), textos que se imponen por vía coercitiva o incentivadora (inspección), a un colectivo preparado (formación), llegando en los casos necesarios al desarrollo de estudios (investigación) que permiten encontrar las soluciones técnicas más adecuadas, todo ello sobre la base de un buen conocimiento (estadística e informes) de la estructura socio-económica del sector.

Otras actuaciones importantes de la Administración del Estado son la incentivación económica a las inversiones y actividades de formación para la mejora de la seguridad en las minas, fundamentalmente a través de convenios con las Comunidades Autónomas, así como la elaboración de instrucciones técnicas complementarias (ITC), normas UNE y Especificaciones Técnicas relacionadas con la seguridad minera, para la adaptación de la Normativa española a las Directivas Comunitarias.

Gráfico 1
PRECIO DE REFERENCIA ESPAÑOL E INTERNACIONAL (*)
(Unidad: Pta/th)



Precio español
- Sup. Precio
- Inc. Deuda SS y HP
Pta/th

Precio español
- Sup. Precio
Pta/th

Precio Internacional
Pta/th

Precio español
Pta/th (**)

(*) El valor en \$/TEC es el promedio, considerando los siguientes porcentajes: Australia 21%, U.S.A. 17%, Sudáfrica 29%, resto 33%.
(**) Promedio de Hulla - Antracita

IV.4

EL SECTOR DEL GAS NATURAL

El PEN 83 estableció como uno de sus objetivos prioritarios el incremento del consumo de gas natural, dentro de la política de diversificación del aprovisionamiento energético y reducción de la dependencia de productos petrolíferos.

Las actuaciones dirigidas a conseguir este objetivo se iniciaron en 1985 con la renegociación del contrato de abastecimiento con Argelia, que permitió ajustar la oferta contratada a la demanda real y dio paso a unas relaciones más estables con el principal suministrador del mercado nacional.

El marco jurídico—institucional del sector fue establecido por el Protocolo del Gas de julio de 1985, y la Ley 10/1987 de 15 de junio, donde se definen los ámbitos competenciales de los agentes del sector, y el régimen económico-financiero de la distribución de gas natural en España.

El régimen económico—financiero estableció los criterios de determinación de los precios de cesión de gas a las sociedades distribuidoras por la empresa nacional de abastecimiento, transporte, y suministro al mercado industrial (1), así como el sistema de determinación de los precios de venta al público. La filosofía adoptada refleja el objetivo de asegurar a las distribuidoras los medios necesarios para abordar los procesos inversores requeridos por el desarrollo de la infraestructura gasista. En cuanto a los precios de ven-

ta al público, el objetivo prioritario ha sido asegurar la competitividad del gas frente a las energías alternativas en cada aplicación específica.

Estas actuaciones han permitido desarrollar la construcción de la Red Nacional de Gasoductos, y han contribuido a la fuerte expansión de la demanda de gas registrada en los últimos años. El consumo final de gas natural en 1990 ha sido casi cuatro veces superior al de 1982, y las previsiones de demanda para los próximos años indican una tasa de crecimiento anual superior incluso a la prevista en el Plan del Gas de 1988.

La planificación del sector durante los próximos diez años se orienta en las siguientes direcciones:

- Continuar potenciando el consumo de gas natural, tanto por razones de diversificación del aprovisionamiento energético como para reducir el impacto medioambiental de la producción y uso de la energía, disminuir los costes en la generación de electricidad, y ofrecer a los sectores consumidores una diversidad de energías comparable a la existente en el resto de la Comunidad Económica Europea.
- Incrementar el suministro de gas natural, ajustando la oferta a la demanda en las condiciones más adecuadas para asegurar el abastecimiento al mínimo coste.
- Favorecer la competitividad de las empresas del sector, con objeto de mejorar su posición para enfrentarse con éxito al reto del Mercado Interior de la energía.

(1) Dentro de los ámbitos geográficos y funcional de concesiones existentes.

*El sector del gas natural***I. PREVISIONES DE DEMANDA**

Como en otros países de la OCDE, la expansión del consumo de gas en España será consecuencia fundamentalmente de las ventajas medioambientales del gas natural, y del desarrollo tecnológico de las turbinas de gas registrado en los últimos años, que ha potenciado los usos eléctricos de esta energía.

La combustión de gas natural emite cantidades reducidas de NO_x y prácticamente nulas de SO₂ y partículas. Produce además menos emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía que cualquier otra energía fósil.

Estas características hacen del gas el combustible fósil más adecuado para controlar la contaminación atmosférica producida por los usos finales de la energía; y mejoran su competitividad frente a otras energías fósiles como fuente de energía primaria en grandes instalaciones de combustión, especialmente en las centrales eléctricas.

Por otra parte, el desarrollo tecnológico de los equipos de generación de electricidad con gas ha permitido su utilización en centrales de ciclo combinado, cuyo rendimiento puede alcanzar hasta el 45 % —frente a un 35 a 37 % de las centrales térmicas convencionales—, con una vida técnica útil similar, y una fiabilidad y flexibilidad en la operación superiores a las de dichas centrales convencionales. También permite la adaptación de cen-

trales de fuel a ciclo combinado —aprovechando el ciclo de vapor, con el consiguiente ahorro de inversión— y el repowering de centrales que, por su mayor potencia instalada, son menos adecuadas para la adaptación a ciclo combinado. A través de la adición de una turbina de gas, el repowering aumenta el rendimiento del conjunto de turbina de gas y el ciclo de vapor existente, y proporciona una mayor flexibilidad de operación.

Las tecnologías son de fácil acceso, ya que son poco intensivas en capital y la construcción o adaptación de centrales se realiza en periodos de tiempo breves y ciertos.

Estos desarrollos tecnológicos han ampliado las aplicaciones técnica y económicamente competitivas del gas a la generación de electricidad en centrales eléctricas, lo que, unido a sus ventajas medioambientales, ha dado lugar a la reorientación de la política energética comunitaria en esta materia, derogándose en 1990 la Directiva 75/404/CEE que restringía los usos del gas en dichas centrales.

El Cuadro 1 recoge las previsiones de demanda de gas en los próximos diez años, desglosadas para cada una de sus principales aplicaciones.

I.1. Usos domésticos y comerciales

Las principales aplicaciones del gas natural en este mercado son para calefacción, obtención de agua caliente y sanitaria (ACS) y uso en cocinas.

Cuadro 1

**DEMANDA DE GAS NATURAL, SIN PROGRAMA DE AHORRO
(millones de termias PCS)**

Demanda	1990	1995	2000
Doméstico-Comercial	9.342	12.122	13.400
Industrial	34.439	46.431	56.700
Materia Prima Amoniaco	4.159	7.200	7.200
Cogeneración	3.822	21.228	24.900
Generación eléctrica convencional	1.942	2.363	31.000
Ciclo combinado	0	0	17.900
Total	53.704	89.344	151.100

La expansión prevista del consumo de gas en estos sectores refleja, fundamentalmente, la importancia del gas natural para reducir la contaminación atmosférica en las zonas urbanas, donde se localiza la mayor parte del consumo energético de las economías domésticas y del sector terciario.

La reducción de las emisiones producidas por las pequeñas instalaciones de combustión típicas de estos sectores se realiza, básicamente, a través de la sustitución de los combustibles utilizados por otros de mayor calidad. Los principales competidores del gas en estos usos son los productos petrolíferos de mayor precio, por lo que existe un amplio margen para la sustitución.

1.2. Usos industriales

Este mercado incluye las pymes industriales, las grandes industrias que no cogeneran, y el uso del gas natural como materia prima para la obtención de amoníaco.

La demanda de gas natural por las pymes industriales presenta características muy similares a las de los sectores doméstico y terciario, siendo relativamente rígida a las variaciones de los precios del gas.

En los grandes consumos industriales distintos a la cogeneración, la demanda de gas es más sensible a las variaciones de precios, ya que los costes energéticos generalmente representan una elevada proporción de los costes totales. El consumo de gas en estos usos puede registrar oscilaciones en función del óptimo económico de aprovisionamiento energético que determinen en cada momento los precios relativos de las energías alternativas y la normativa de protección del medio ambiente.

La estimación recogida en el Cuadro 1 corresponde a los supuestos de precios moderados del crudo en términos reales, descrito en el escenario básico del capítulo de demanda, y de mantenimiento de la actual normativa comunitaria sobre protección del medio ambiente.

La mayor liberalización de precios introducida recientemente en este mercado facilitará en todo caso la transmisión al consumidor de la información relevante para su toma de decisiones.

1.3. Cogeneración

El fomento de la cogeneración de calor y energía eléctrica continuará en los próximos años, por las ventajas que de ella se derivan tanto para el cogenerador como para el sistema eléctrico.

Para los grandes consumidores de energía eléctrica, la instalación de cogeneración supone un ahorro en su factura eléctrica superior al coste de la cogeneración, y ofrece la posibilidad de obtener una fuente adicional de ingresos a través del vertido a la red de la energía eléctrica excedentaria.

En cuanto al sistema eléctrico, la cogeneración permite ahorrar energía primaria y reducir el esfuerzo inversor de las empresas del Sistema Público Peninsular. Elimina además las pérdidas de transporte y distribución de electricidad, y disminuye la probabilidad de fallo del sistema eléctrico, como consecuencia de la atomización de las plantas de cogeneración.

La estimación del consumo de gas en cogeneración indicada en el Cuadro 1 está basada en el análisis individualizado de los proyectos que se prevén realizar (2).

Es posible que el consumo real supere al previsto, porque los datos reflejan una estimación conservadora del potencial de cogeneración, para garantizar el alto grado de seguridad que requiere el suministro de energía eléctrica. Las eventuales desviaciones respecto a las previsiones se producirían generalmente, durante la segunda mitad del período de planificación, ya que los inversores suelen programar este tipo de proyectos con un horizonte no superior a cinco años.

1.4. Centrales eléctricas

La demanda de gas natural prevista para centrales eléctricas tiene tres componentes:

- El consumo correspondiente a la opción gas de nuevo equipamiento eléctrico.

Las ventajas de esta opción, en términos de minimización de costes totales y de inversión, flexibilidad de adaptación a la demanda real

(2) El consumo de gas en cogeneración corresponde al suministro total a turbinas.

El sector del gas natural

de energía eléctrica, y, mejora de la explotación del parque de generación eléctrica, han sido expuestas en el capítulo relativo al sector eléctrico.

Cuadro 2
OPCION GAS

	Incremento de Potencia (MW instalados)
Nuevo Ciclo Combinado	700
Adaptación a Ciclo Combinado	640
Cristóbal Colón	420
Escombreras 3	220
Repowering	495
Total	1.835

Dentro de las variantes de centrales de gas incluidas en dicha opción, las nuevas centrales de ciclo combinado y las actuales de fuel que se adaptarán a ciclo combinado, consumirán gas natural.

Las centrales con repowering permiten una gran flexibilidad en el combustible utilizado, pudiendo quemarse fuel o gas en la caldera convencional del grupo (3). La estimación de la demanda de gas por estas centrales corresponde al supuesto de utilización exclusiva de este combustible.

- El consumo en el resto de las centrales poli-combustibles fuel-gas.

La principal ventaja de este consumo es que facilita el aprovechamiento del actual parque de fuel con un mínimo impacto medioambiental.

Estas centrales, tendrán una mayor utilización en los próximos años, durante los que el aumento de la demanda de energía eléctrica eliminará progresivamente el actual exceso de capacidad. La utilización de fuel en estas cen-

trales habría elevado al 6 % la generación eléctrica con fuel en el 2000, frente al 1.64 % en 1990. El uso del gas permitirá, sin embargo, reducir la contribución del fuel en el 2000 a la correspondiente al funcionamiento ocasional del resto del parque de fuel, que actuará como potencia de reserva.

- El consumo para apoyo medioambiental en el funcionamiento del parque existente de carbón.

En la central de carbón de Andorra (Teruel) el gas continuará utilizándose para reducir las emisiones contaminantes de la atmósfera.

La existencia de una demanda importante de gas por las centrales eléctricas presenta ventajas no solo para el sector eléctrico, sino también para el sector del gas.

Por una parte, la flexibilidad de estas centrales respecto al combustible utilizado aumenta la seguridad de suministro de gas natural para otros consumidores, cuya demanda es más rígida.

Por otra parte, la fuerte demanda de gas para usos eléctricos, y la localización de la cogeneración y de las centrales consumidoras de gas en distintos puntos de la geografía española, hace económicamente viable la construcción de nuevas líneas de transporte y distribución de gas, facilitando por tanto el acceso a esta energía de zonas con demanda insuficiente para rentabilizar la infraestructura necesaria.

Demanda total

Las previsiones indican que el consumo de gas registrará un fuerte aumento durante el periodo de planificación, pasando de 54.000 mn de termias en 1990 a 151.000 mn de termias en el 2000.

El ritmo de crecimiento será relativamente uniforme a lo largo de la década. Los usos finales y la cogeneración impulsarán la demanda durante el primer quinquenio, y el consumo en centrales eléctricas, durante los cinco años siguientes.

Esta evolución aumentará la participación del gas natural en el total de energía primaria desde el 5,57 % en 1990, a 12 % en el 2000, un porcenta-

(3) Las turbinas de gas también pueden utilizar fuel tratado.

Suministro de gas natural

je todavía inferior a la media total actual en la Comunidad Económica Europea (4).

II. SUMINISTRO DE GAS NATURAL

II.1. Criterios de abastecimiento

El aprovisionamiento de gas en los últimos años ha estado asegurado por la producción nacional —que ha supuesto un 23 % de las ventas de gas en 1990— y la importación procedente de Argelia (58 %) y Libia (19 %) a través de buques metaneros.

La cobertura del fuerte aumento de la demanda previsto para el periodo de planificación requiere

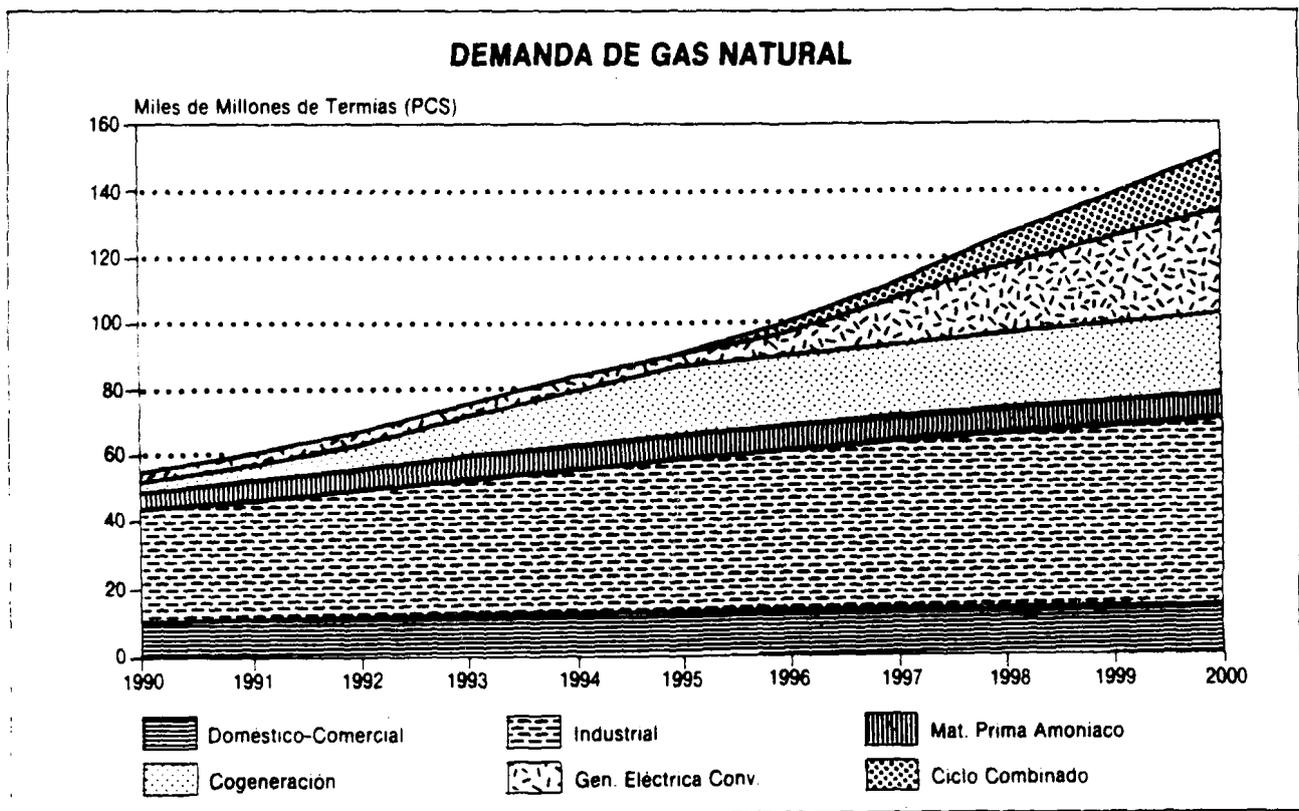
(4) En base a la metodología EUROSTAT, la contribución del gas natural en España en el año 2000 será de 12,3 %, frente al 18,5 % de media comunitaria en 1990.

un replanteamiento en profundidad de la actual estrategia de abastecimiento, que ha sido modificada de acuerdo con los siguientes criterios:

- Asegurar una oferta estable capaz de cubrir el mayor volumen de demanda.
- Minimizar los costes de suministro.
- Diversificar las fuentes de aprovisionamiento por origen geográfico y por sistemas de suministro, para garantizar la seguridad de suministro.
- Aumentar la flexibilidad de la oferta a la evolución real de la demanda.
- Fomentar la exploración y compra de reservas en el exterior.

Los principales instrumentos utilizados para alcanzar estos objetivos incluyen el desarrollo de las conexiones del sistema gasista nacional con Europa y con los países del Magreb, la negociación de contratos de importación, y el reforza-

Gráfico 1



El sector del gas natural

miento de la infraestructura nacional del sistema gasista.

II.2. El gasoducto con el Magreb

El pasado 30 de abril se firmó en Madrid un acuerdo tripartito entre Argelia, Marruecos y España por el que se ha acordado la construcción del gasoducto Magreb-Europa, que suministrará gas argelino a Europa Occidental a través del estrecho de Gibraltar.

El gasoducto arrancará de los yacimientos de gas natural del Sahara argelino y terminará en Sevilla, donde conectará con la Red Nacional de Gasoductos. Su longitud total será de 1.265 Km —504 en Argelia, 563 en Marruecos, 42 en el estrecho entre Tánger y Barbate, y 156 entre la costa y Sevilla—.

Su entrada en operación está prevista para finales de 1995, y en una primera fase, podrá transportar hasta 10.000 mn de m³, suministrando gas natural a Marruecos y España.

Los tres países firmantes del Acuerdo se han comprometido a adoptar las medidas necesarias para que el gasoducto pueda ser utilizado por todos los países europeos interesados. En consecuencia, el volumen de gas transportado puede duplicarse, hasta alcanzar 20.000 mn de m³ en una segunda fase.

El proyecto ha sido presentado a la Comunidad Económica Europea, para que apoye esta iniciativa de gran importancia para la diversificación de suministro de gas al mercado comunitario.

La conexión por gasoducto con el Magreb tiene importantes implicaciones económicas y estratégicas para la política energética nacional.

El coste de aprovisionamiento por esta vía es inferior al de cualquier otra fuente de suministro disponible, como consecuencia, fundamentalmente, de que la distancia a los yacimientos argelinos es sensiblemente inferior a la que separa a España de los yacimientos noruegos y siberianos. El coste también es inferior al que resultaría del transporte de gas natural por metaneros desde el norte de Africa y Oriente Medio, que tiene que incorporar los costes de la construcción de instalaciones de licuefacción, gasificación, alma-

cenamiento, infraestructura portuaria, y de los propios metaneros.

El gasoducto posibilita la penetración del gas en el grado requerido por la fuerte expansión de la demanda; y mejora sensiblemente la flexibilidad de ajuste del suministro a eventuales incrementos de la demanda superiores a los previstos, puesto que la capacidad del gasoducto permite incrementar significativamente el volumen de gas transportado sin que ello repercuta en un aumento de costes.

El gasoducto contribuye, asimismo, a mejorar la posición de España en el contexto energético de la Comunidad Económica Europea.

En primer lugar, contribuye a igualar el coste de acceso al gas natural de España al de los países comunitarios del norte. La ventaja de estos países sobre España deriva de su mayor proximidad a los suministros noruego, holandés y soviético, y disminuirá cuando España esté conectada a los yacimientos argelinos.

Por otra parte, la conexión con un importante suministrador a la Comunidad, junto con la conexión a la red europea de gasoductos, abre nuevas posibilidades de renegociar, perfeccionar y flexibilizar los contratos con todos los suministradores de la Comunidad, pudiendo utilizarse más eficazmente las vías de intercambio de suministros y mercados.

Debe destacarse, por último, la relevancia del gasoducto para el desarrollo de la cooperación económica y política de España, y de la Comunidad, con los países vecinos del norte de Africa.

II.3. Diversificación de suministros

La diversificación de las fuentes de aprovisionamiento será facilitada por la conexión del sistema gasista español con la red europea de gasoductos, que a través de la construcción del gasoducto Calahorra-Lacq, permitirá la recepción de gas noruego a partir de 1992, y de otras procedencias más adelante.

Además de la diversificación de sistemas de abastecimiento, continuarán las negociaciones de contratos con Noruega, Libia, Argelia, Nigeria y la Unión Soviética para incrementar la oferta, y flexibilizar las condiciones contractuales, con ob-

Suministro de gas natural

jeto de facilitar el ajuste del suministro a la evolución real de la demanda. Se mantendrá asimismo la colaboración con las instituciones de la Comunidad Económica Europea en la búsqueda de procedimientos que permitan abordar la fiabilidad de las importaciones como un objetivo comunitario.

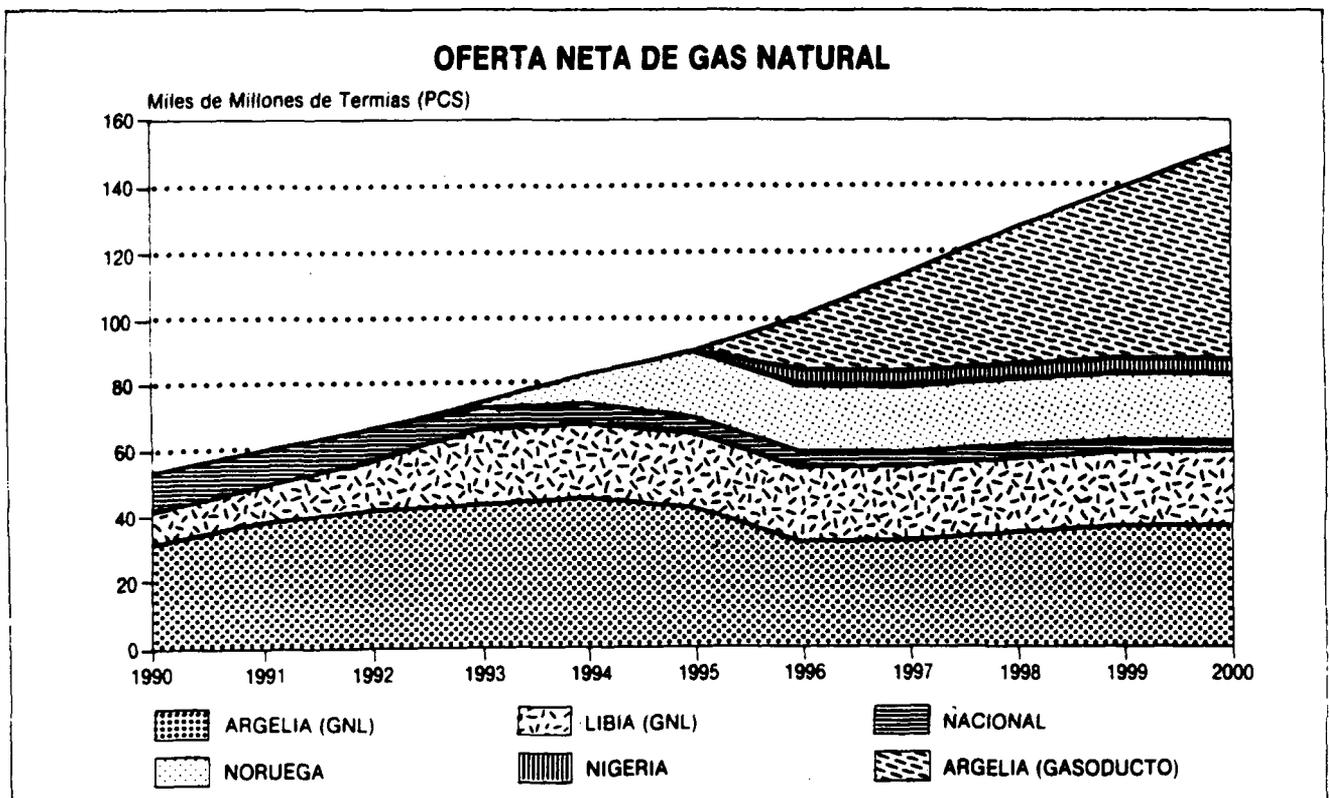
La exploración de recursos gasistas nacionales continuará en los próximos años, tanto en las cuencas maduras —Valle del Guadalquivir, Golfo de Cádiz, zona Vasco-Cantábrica—, como en las menos conocidas —Central, Duero-Reinosa, Asturiana y Bética—. Debe destacarse, no obstante, que las perspectivas son poco alentadoras. El declive de los campos desarrollados impedirá mantener la producción actual, y las previsiones sobre resultados de los futuros descubrimientos indican que la producción nacional puede estabilizarse entre 3.000 y 5.000 mn de termias, teniendo en cuenta la aportación de nuevas reservas y el inicio de la producción en el Golfo de Cádiz, y las Marismas.

II.4. Seguridad y estabilidad del sistema gasista. Política de stocks y mallado de la red.

La ampliación al suministro por gasoducto de los sistemas de aprovisionamiento de gas importado, limitados hasta ahora a la importación a través de buques metaneros, contribuirá a mejorar la seguridad y la estabilidad del sistema gasista nacional.

A diferencia del transporte de gas natural licuado por metaneros, el suministro por canalización no está sujeto a los condicionantes meteorológicos y de funcionamiento general de los puertos de carga y recepción, y proporciona un flujo continuo que reduce considerablemente las necesidades de almacenamiento. Los costes de capital, aun siendo elevados, no superan los de una cadena de GNL, y los costes de operación no están sujetos a las oscilaciones derivadas de factores externos, tales como las tarifas portuarias, o el coste de otros combustibles. También son me-

Gráfico 2



El sector del gas natural

nores las pérdidas y autoconsumos, al no requerir un doble proceso de cambios de estado —gas, líquido, gas—.

Las conexiones de la Red Nacional de Gasoductos con la red europea, Argelia y, eventualmente, Portugal, integrarán al sistema español en conjuntos más amplios, con las posibilidades de acceso a nuevos suministros y de ayuda mutua en caso necesario que ello comporta.

La fiabilidad del sistema se completará mediante la mejora del mallado de la red, la construcción de almacenamientos de reserva, y el desarrollo de puertos para metaneros.

La mejora del mallado se realizará dotando al sistema del número de plantas de regasificación y compresión adecuado a la mayor demanda, y aumentando las conexiones entre los diferentes subsistemas ligados a las plantas. El gasoducto Sevilla-Madrid en ejecución, enlazará la red del suroeste al resto del sistema nacional; los sistemas este y centro-norte-sur se conectarán mediante el gasoducto Magreb-Europa, a través de los ejes Córdoba-Murcia, Valencia-Sevilla o Sevilla-Francia; el sureste se integrará a través del proyecto de línea Valencia-Cartagena, y el noroeste, mediante la unión San Ciprián-Oviedo, actualmente en estudio. Estas conexiones facilitarán el transporte nacional de gas a los centros de

mayor consumo, y el abastecimiento a las centrales eléctricas que utilizan gas, situadas en diversos puntos de la red nacional.

Para mantener la seguridad de suministro a los consumidores finales, se desarrollarán almacenamientos subterráneos a partir de yacimientos de gas —Serrablo, en ejecución, Valle del Guadalquivir, en proyecto, y Gaviota, en estudio—, y se está analizando la conveniencia de almacenamientos acuíferos en la zona centro.

El acceso al sistema gasista nacional de buques de gran capacidad se facilitará con las inversiones previstas en diversas plantas especialmente en Huelva.

III. BALANCE OFERTA-DEMANDA

Las previsiones de ajuste de la oferta a la evolución de la demanda en la década de los 90, se resumen en el Cuadro 3. Para calcular las necesidades de abastecimiento, se ha tenido en cuenta el efecto de las medidas previstas en el programa de ahorro del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

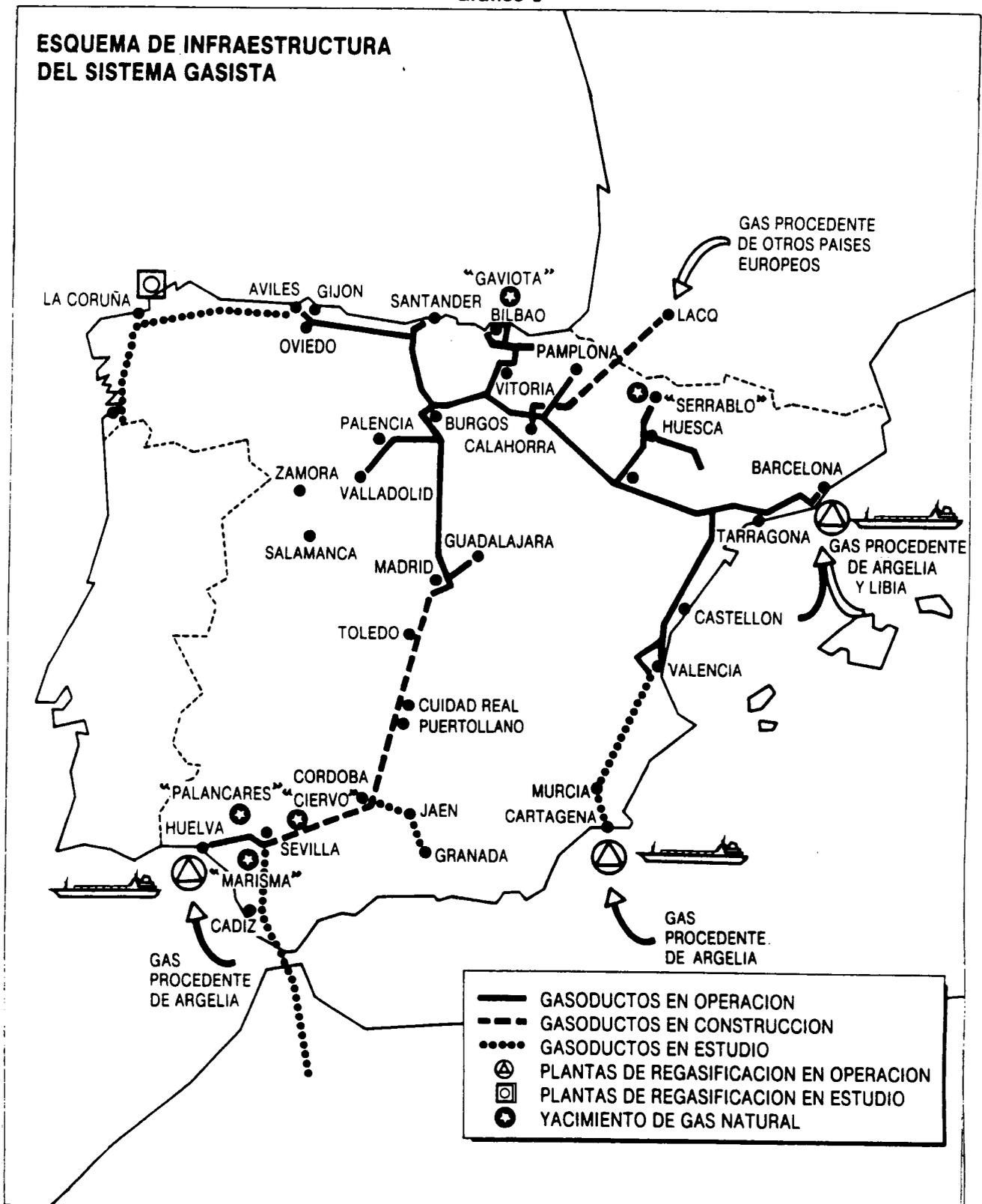
Hasta 1995 la cobertura de la demanda se realizará fundamentalmente a través de la ampliación

Cuadro 3**BALANCE OFERTA-DEMANDA
(millones de termias PCS)**

	1990	1995	2000
Demanda antes de ahorro	53.704	89.344	151.100
Ahorro	—	3.264	6.730
Necesidades de Abastecimiento	53.704	86.080	144.370
Oferta (1)	53.704	86.080	144.370
Nacional	12.530	4.400	3.100
Argelia (GNL)	31.015	37.880	35.200
Libia (GNL)	10.159	23.800	23.800
Noruega	—	20.000	20.000
Argelia (gasoducto)	—	—	57.270
Nigeria (GNL)	—	—	5.000

(1) Neta de pérdidas y mermas en transporte y distribución.

Gráfico 3



El sector del gas natural

de los suministros ya contratados con Argelia (GNL), Libia y Noruega, y haciendo uso del gas nacional disponible.

A partir de 1995 el balance se ajusta con el suministro de gas argelino por gasoducto, que complementará a los procedentes de abastecimientos existentes actualmente, y de la oferta que se negocie con Nigeria.

IV. INVERSIONES

La cobertura de la demanda prevista requiere la realización de un importante esfuerzo inversor por parte del sector gasista en medios de transporte, recepción y almacenamiento, distribución y seguridad de suministro del gas.

El valor total de las inversiones en el período 1991-2000 se estima en 540.000 mn. de pesetas. La mayor parte de la inversión —370.000 mn de pts.— se realizará entre 1991 y 1995, incluyendo 110.000 mn de pts. correspondientes a la construcción del gasoducto con el Magreb.

El coste total previsto para la construcción del gasoducto se estima en 1.300 mn de \$ en términos reales. La inversión será financiada por España, Argelia, Marruecos y las sociedades gasistas europeas que estén interesadas en el proyecto, en una proporción aún no determinada. La estimación de la contribución española mencionada corresponde al supuesto de que ninguna sociedad gasista de otros países europeos participe

en el proyecto. La Comisión de la Comunidad Económica Europea está analizando la financiación que podría conceder con cargo a los fondos presupuestarios del Banco Europeo de Inversiones (BEI) y de la política mediterránea.

Los proyectos de inversión en territorio nacional más importantes son la gasificación de Galicia, la extensión y aumento de mallado de la red, y el reforzamiento de infraestructura de recepción y almacenamiento de gas. También se encuentra en fase de estudio la ampliación de la red a Extremadura.

La inversión de las sociedades de distribución se destinará a ampliar el alcance de la red de distribución, y a adecuar el resto de la infraestructura existente a las necesidades de la demanda.

V. POLITICA DE PRECIOS

El régimen económico-financiero establecido por el Protocolo del Gas y la Ley 10/1987 de 15 de junio estableció los principios de determinación de los precios de cesión del gas a las empresas distribuidoras, y de las tarifas de venta al público de combustibles gaseosos, como antes se ha mencionado.

La evolución de la política de precios en los próximos años reflejará la necesaria adaptación de estos principios a la nueva situación, caracterizada por la existencia de un sector gasista más maduro y más integrado, una amplia demanda, y una mayor apertura del sector a la competencia.

Cuadro 4**INVERSIONES DEL SECTOR GAS
(millones de pesetas)**

	Real 1990	Estimación	
		1991-1995	1996-2000
Nuevas extensiones	18.000	100.000	60.000
Seguridad de la red	4.000	40.000	20.000
Gasoducto Argelia-Marruecos-España	—	110.000	—
Inversiones en sociedades distribuidoras	20.000	120.000	90.000
Total	42.000	370.000	170.000

El sector del gas natural

tricas se establecerán teniendo en cuenta, principalmente, el coste de la materia prima, y los costes específicos de inversión en infraestructura de transporte y distribución de gas hasta las centrales.

VI. REORDENACION DEL SECTOR

El objetivo de mejorar y consolidar la competitividad del sector del gas adquiere especial relevancia ante la creciente apertura a la competencia que traerá consigo la realización del Mercado Interior de la Energía.

La competitividad en este sector depende, en gran medida, del tamaño de las empresas y del grado de integración vertical alcanzado, como consecuencia de las características estructurales de su actividad:

- El transporte y la distribución de gas requieren la realización de una inversión en infraestructuras de gran volumen y largos períodos de maduración, solo accesible a empresas dotadas de gran capacidad financiera.
- Los contratos de aprovisionamiento se establecen a muy largo plazo y con elevada rigidez, por lo que es conveniente que la demanda esté asegurada.
- La amortización de las inversiones está condicionada a la existencia de elevados volúmenes mínimos de demanda, lo que añade otro elemento de riesgo al proceso inversor en transporte y distribución si la demanda no está asegurada.
- El poder de negociación con los proveedores aumenta con la capacidad de compra de suministros de gas y de materiales, lo que contribuye a reducir los costes y mejorar las condiciones de aprovisionamiento.

- La prestación eficaz de servicios complementarios en materia de seguridad, asistencia, calidad de servicio e inspección requiere disponer de amplios medios económicos y financieros.
- Las economías de escala son más significativas cuanto mayor es el grado de integración.
- La eficiencia de las actividades de I+D —un aspecto clave de la competitividad del sector—, requiere que dichas actividades alcancen la dimensión adecuada para rentabilizar el esfuerzo.

Todos estos factores indican la conveniencia de reordenar la estructura empresarial del sector hacia una mayor vertebración del aprovisionamiento, transporte, distribución y comercialización del gas.

El proceso de reordenación se ha iniciado en los últimos años con la progresiva concentración de la distribución en una única sociedad que agrupa la mayor parte de las empresas de distribución de gas.

Se ha configurado así una estructura empresarial del sector del gas similar a la predominante en los países comunitarios, caracterizada por la existencia de una compañía de abastecimiento y transporte y otra de distribución, ambas con dimensión suficiente para su ulterior desarrollo.

La operación se completa con la vinculación a través de participaciones societarias indirectas entre la sociedad de comercialización y distribución de gas, y la sociedad de transporte y aprovisionamiento.

La finalización de este proceso producirá una confluencia de intereses entre las empresas del sector del gas que fortalecerá la capacidad de competencia del sector, tanto en el ámbito europeo, como en la concurrencia a proyectos de gasificación de países terceros.

IV.5 SECTOR PETROLEO

I. LA EVOLUCION DEL SECTOR DESDE EL PEN 83

La planificación del sector petróleo en el PEN 83 se realizó en un contexto internacional dominado por dos puntos de referencia: el fuerte aumento del precio del crudo tras las crisis de 1973 y 1979, con las expectativas consiguientes de posteriores aumentos en el futuro; y la política comunitaria de ajuste de la capacidad de refino a la demanda, motivada por las fuertes pérdidas que se produjeron en esta actividad tras la última crisis.

Los objetivos prioritarios se centraron, por tanto, en la disminución de la dependencia del petróleo, a través del ahorro y de la diversificación de fuentes energéticas; la mejora del grado de cobertura de la demanda con producción nacional; y la racionalización de la capacidad de destilación y de la producción de las refinerías, con objeto de adecuarlas a las necesidades de un mercado caracterizado por un creciente peso relativo de la demanda de productos ligeros.

Los principales instrumentos utilizados para alcanzar estos objetivos han sido:

- La contención de la demanda, a través de una mayor repercusión en el precio interior de los precios internacionales del crudo, y del fomento del ahorro y la sustitución.

- La mejora del autoabastecimiento, mediante la intensificación de la exploración de recursos petrolíferos en España, y la exploración y producción de empresas españolas en el extranjero, considerándose por primera vez la conveniencia de la compra de reservas en otros países.
- La diversificación geográfica de las importaciones de crudo, favoreciéndose los contratos de aprovisionamiento en zonas alejadas del Golfo Pérsico, y los contratos que permitieran establecer vínculos a largo plazo con los países productores.
- El fomento de la integración vertical, y de la progresiva desregulación del sector, favoreciendo su apertura gradual a la competencia.

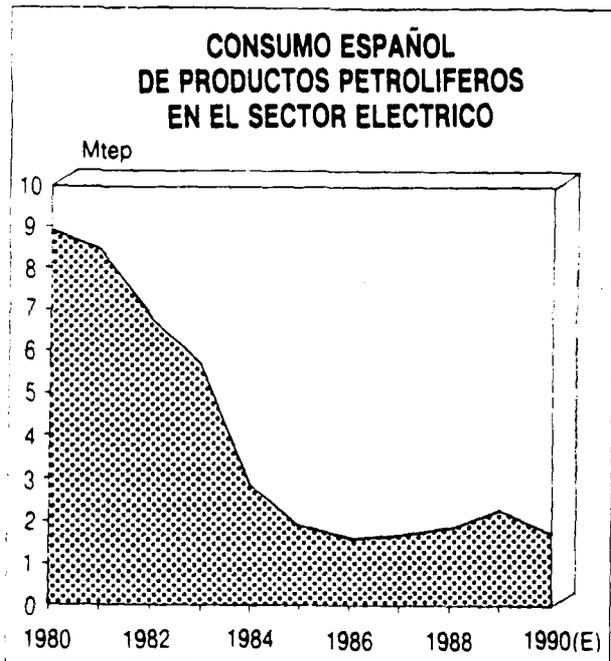
Como consecuencia de las medidas de contención del crecimiento de la demanda, la contribución del petróleo al balance de energía primaria disminuyó del 59,6 % en 1982, a 52,6 % en 1990, a pesar de que el desplome del precio del crudo desde 1986 desincentivó el ahorro y la sustitución de productos petrolíferos.

La disminución del consumo ha sido particularmente acusada en el sector eléctrico, cuya producción de electricidad con fuel se ha reducido de 28.694 GWh en 1982 a 9.170 GWh en 1990,

Sector petróleo

quedando reducida prácticamente a la generación de electricidad en los archipiélagos Balear y Canario, y a las necesidades de arranque y puntas en el Sistema Público Peninsular.

Gráfico 1

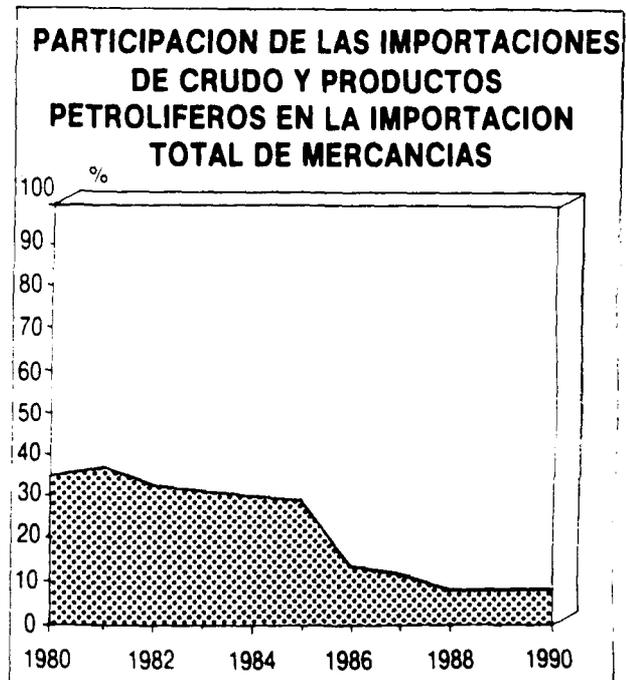


En el sector industrial, el consumo de fuel se ha reducido a casi la mitad del volumen alcanzado en 1982, como consecuencia de la menor actividad de las industrias básicas durante los años de crisis y de la creciente sustitución de fuel por gas natural.

Esta evolución de la demanda ha dado lugar a la concentración del consumo en los usos en que la sustitución por energías alternativas es menos viable técnica y económicamente, como el transporte y la industria petroquímica. De hecho, el crecimiento de la demanda en el sector transporte, propiciado por la expansión del parque de automóviles a partir de 1985, ha sido la causa principal del mantenimiento de la contribución del petróleo a la energía primaria por encima de las previsiones del PEN 83.

No obstante, la disminución de la demanda en otros sectores ha permitido reducir significativamente el peso relativo de las importaciones de crudo en la importación total de mercancías, como indica el Gráfico 2.

Gráfico 2



En cuanto al grado de autoabastecimiento, la atonía de la inversión en exploración en España —derivada en gran medida de los bajos precios del crudo en la segunda mitad de la década de los 80— ha sido compensada en buena medida por la expansión de la inversión en exploración, producción y compra de reservas fuera de nuestras fronteras.

La seguridad de abastecimiento ha mejorado con la diversificación geográfica de las importaciones y con el desarrollo de relaciones estables con grandes compañías productoras. En este sentido, debe destacarse el acuerdo con Méjico para el suministro de un mínimo de 150.000 barriles/día de crudo Maya, que ha demostrado una gran flexibilidad y eficacia en la reciente crisis del Golfo.

Por otra parte, el grado de utilización de la capacidad de las refineries españolas ha aumentado sensiblemente en los últimos años, dando lugar a una fuerte expansión de la exportación, que en 1990 alcanzó un volumen de 18,4 millones de toneladas frente a 6,9 en 1983.

La industria de refino ha ido adaptando asimismo la estructura de su producción a la creciente demanda de productos petrolíferos más ligeros.

La evolución del sector desde el PEN 83

Cuadro 1

INVERSION EN EXPLORACION Y PRODUCCION FUERA DE ESPAÑA

UNIDAD: Miles de Millones de Pesetas.

	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Exploración	7,5	6,5	5,6	3,6	5,4	9,7
Producción	0,8	1,3	1,4	0,2	0,9	3,1
Compra Reservas	—	—	—	32,0	19,3	17,7
Total	8,3	7,8	7,0	35,8	25,6	30,5

Cuadro 2

PROCEDENCIA DEL PETROLEO CRUDO IMPORTADO
(1983-1990)

UNIDAD: Miles de Toneladas

ZONAS GEOGRAFICAS	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990
Golfo Pérsico (*)	19.498	17.917	12.252	15.521	13.464	11.499	15.542	13.455
Mediterráneo	5.947	5.719	7.988	9.156	8.839	12.793	12.095	12.368
Africa Occidental	3.011	5.102	8.810	6.592	7.596	7.915	9.964	11.077
América	10.493	9.328	10.623	10.796	11.258	10.652	10.470	11.398
Mar del Norte	1.534	1.222	1.741	2.816	1.942	1.511	681	745
Otras zonas	1.326	1.603	1.904	1.281	1.216	2.881	1.206	864
Total	41.809	40.891	43.318	46.162	44.315	47.251	49.958	49.907

(*) Incluye el crudo descargado en Ceihan (Turquia).

Cuadro 3

PRODUCCION DE LAS REFINERIAS ESPAÑOLAS
(1982-1990)

UNIDAD: Mt.

PRODUCTOS	1982	1985	1986	1987	1988	1989	1990
G.L.P.	0,8	1,5	1,7	1,6	1,7	1,8	1,7
Gasolinas	5,1	6,7	7,8	7,7	7,9	9,1	9,0
Kerosenos	2,4	2,8	3,5	3,6	4,1	4,0	4,5
Gasóleos	10,0	11,5	12,4	12,0	12,9	13,6	14,6
Fuelóleos (1)	18,4	13,8	14,9	13,5	11,9	15,6	13,1
Otros (2)	6,0	6,7	6,6	6,6	8,2	6,7	8,7
Total	42,7	42,9	46,9	44,9	46,8	50,8	51,6

(1) Incluye FUEL de Refinería en los años 1988 y 1989.

(2) Excluido Gas de Refinería.

Sector petróleo

II. EL MARCO INSTITUCIONAL

Desde 1985, la evolución del sector ha estado fuertemente condicionada por el proceso de adaptación del Monopolio de Petróleos a la normativa comunitaria en materia de defensa de la competencia, proceso que, según lo establecido en el Tratado de Adhesión a la Comunidad Económica Europea, finalizará en 1992.

Las principales modificaciones del marco jurídico de funcionamiento del sector derivadas de este proceso se describen a continuación.

II.1. La Cuota de Comercio de Crudo

La adhesión de España a la Comunidad ha dado lugar a la supresión del Régimen de Cuota, que establecía el compromiso de las refinerías españolas de adquirir parte de su suministro de crudo a precios regulados.

La eliminación del Régimen de Cuota es compatible, no obstante, con la determinación, dentro del contexto de la política comercial exterior española, del origen y condiciones de adquisición de una cuota de las importaciones de crudo procedentes de países no comunitarios, con objeto de garantizar la seguridad de abastecimiento del mercado español.

II.2. Transporte de petróleo

En España, el transporte de productos petrolíferos por buque está marcado por dos circunstancias específicas: la crisis que está sufriendo el sector, que se verá acentuada al culminar los procesos de liberalización, tras los que tendrá que competir con las banderas de conveniencia y la importancia creciente de la protección al medio ambiente y de la seguridad.

La liberalización dará lugar a una competencia en un plano de desigualdad con los tradicionales registros de conveniencia y con los segundos registros creados dentro de la CEE que son reconocidos a todos los efectos como pabellones europeos.

Con el fin de superar la crisis actual y mejorar la competitividad, han sido diseñados los Planes de Viabilidad, que en el sector petróleo incluyen un conjunto de medidas institucionales y recomendaciones dirigidas a reducir los costes de la mano de obra.

Estas actuaciones, junto con la agilización del análisis en curso sobre establecimiento de un segundo registro —comunitario o a nivel nacional— y la intensificación de las medidas de seguridad y protección al medio ambiente en los puertos y aguas nacionales, contribuirán a mantener un equilibrio entre las necesidades de transporte españolas y la oferta nacional disponible para satisfacerlas.

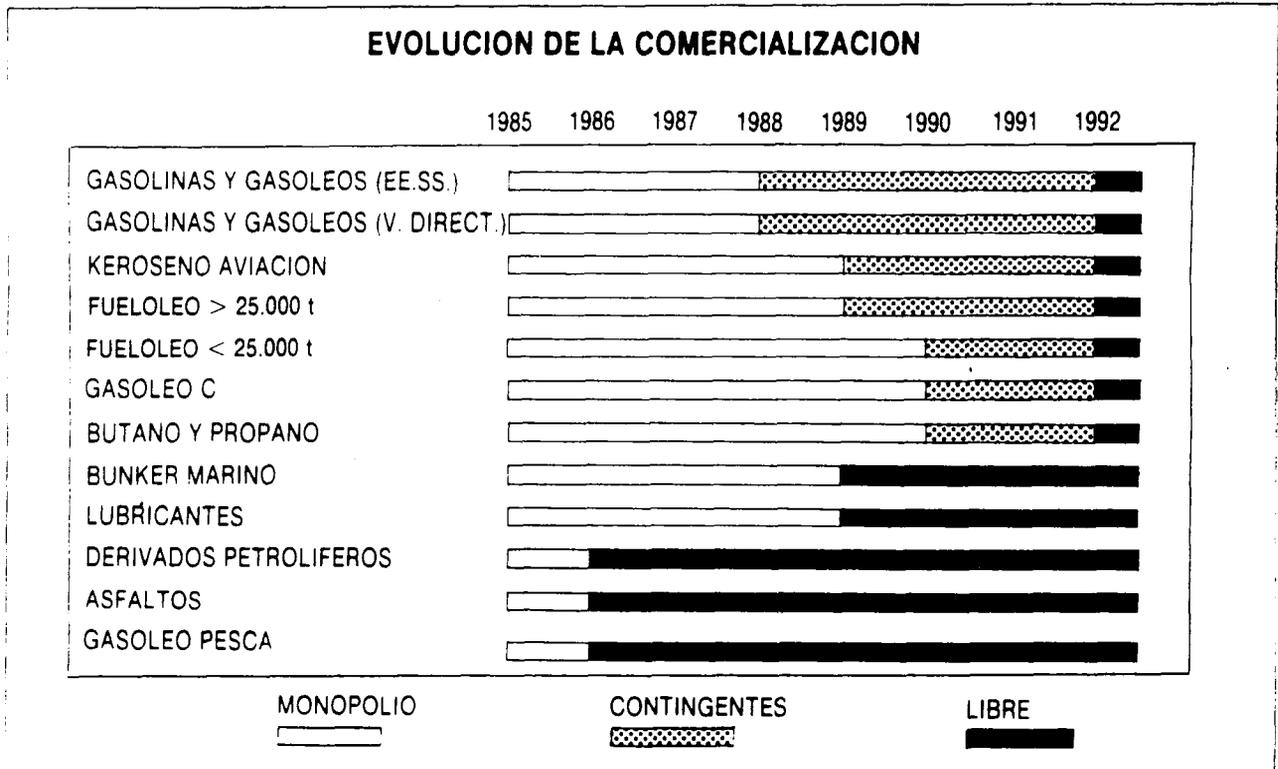
II.3. Liberalización de las importaciones y de la comercialización

Las condiciones del Tratado de Adhesión de España a la Comunidad establecen la supresión paulatina de los derechos exclusivos de importación de productos petrolíferos procedentes de los Estados miembros, así como la eliminación de los derechos exclusivos de comercialización en España de dichos productos. La liberalización de las importaciones está realizándose mediante la apertura progresiva de los contingentes de importación a partir del 1 de enero de 1986.

El desarrollo de la normativa española sobre reestructuración del Monopolio de Petróleos se inició con el Decreto-Ley 5/1985, que limitó los derechos exclusivos de la Compañía Arrendataria de Monopolios, S.A. (CAMPESA) sobre la comercialización en España de productos petrolíferos a los procedentes de la producción nacional. CAMPESA comenzó a llevar a cabo dicha comercialización en los fuelóleos en julio de 1989, y en el resto de los productos en julio de 1990, fechas en que, con motivo de la liberalización de cada mercado, los respectivos productos dejaron de ser vendidos por el Monopolio.

El Decreto-Ley 5/1985 determinó asimismo las condiciones de distribución por otras entidades en el territorio nacional de productos fabricados en la Comunidad Económica Europea. Las condiciones establecidas en dicho Decreto-Ley definen los requisitos que deben cumplir las entida-

Gráfico 3



des que deseen ser importadoras y distribuidoras de productos petrolíferos en España, conocidas comúnmente con el nombre de operadores.

Posteriormente, por Decreto de 27 de diciembre de 1985, se reguló la existencia de los operadores, estableciéndose un régimen transitorio que les permitiera ir adquiriendo mayor protagonismo en sus actividades comerciales.

A partir del 1 de enero de 1986, los operadores fueron autorizados a importar y vender sus productos a CAMPSA, ampliándose gradualmente su actividad a la comercialización directa de los productos importados, a través de distintas disposiciones normativas.

En 1988, se autorizó la comercialización directa de gasolinas y gasóleos de automoción importados, permitiéndose a los operadores la construcción de nuevos puntos de venta de estos combustibles.

En decretos sucesivos, se autorizó la comercialización de fuel oil a clientes con consumo superior a 25.000 Tm/año, de gases licuados de petróleo a granel, de gasóleo de calefacción y de gases licuados de petróleo embotellados, lo que ha permitido que estos operadores adquieran plena condición de empresas distribuidoras de productos petrolíferos en España.

El proceso de apertura culminará el 1 de enero de 1992 con la liberalización total de las importaciones, tras la supresión de los últimos contingentes establecidos en el Tratado de Adhesión.

II.4. Liberalización de precios

La adaptación del Monopolio a las normas comunitarias de defensa de la competencia ha requerido asimismo el establecimiento de un sistema

Sector petróleo

de determinación de precios de venta al público que permita la comercialización efectiva por parte de los operadores de los productos originarios de otros estados miembros.

La fórmula adoptada ha sido el establecimiento de un sistema de precios máximos revisables quincenalmente.

Este sistema permite proteger al consumidor en un entorno de mercado que, por no estar todavía plenamente liberalizado, puede dar lugar a la obtención de beneficios empresariales basados más en la existencia de estructuras de mercado poco flexibles que en una ventaja competitiva real y efectiva. Por otra parte, los niveles de precios son suficientemente elevados como para que los productos importados puedan comercializarse con beneficios dentro del país.

Los precios máximos de venta al público se determinan de acuerdo con una fórmula que incluye cuatro elementos: el precio medio del correspondiente producto petrolífero en el mercado internacional; el diferencial de precios antes de impuestos —precio sin impuestos menos precio internacional— en los seis principales países comunitarios; un margen de adaptación al mercado comunitario; y los impuestos sobre consumo de productos petrolíferos, es decir, los impuestos específicos sobre estos productos, más un IVA del 12 %.

La revisión quincenal de los precios máximos permite reflejar en los precios interiores de venta al público la evolución a corto plazo de los precios en los mercados internacionales, una vez eliminada la Renta de Petróleo como impuesto variable amortiguador de las fluctuaciones.

Este sistema de determinación de precios favorece la competencia entre empresas refinadoras y comercializadoras, y facilita la convergencia de los precios interiores de los productos petrolíferos con los comunitarios, que se acentuará con las medidas de armonización de la fiscalidad indirecta sobre estos productos prevista por la Comunidad.

La política de precios máximos se aplica al fuelóleo desde junio de 1989, y al gasóleo C y los carburantes desde julio de 1990. El proceso culminará, próximamente, con la determinación de una fórmula de precios máximos para el GLP.

III. LA PLANIFICACION DEL SECTOR EN LA DECADA DE LOS 90

Los condicionantes de la evolución del sector en los próximos años definen un marco de referencia de la planificación energética muy diferente al de la década pasada.

Las diferencias más significativas proceden de la culminación del proceso de liberalización del Sector de Petróleo y de la creciente integración de la industria petrolera española en el mercado comunitario.

Ello implica un mayor protagonismo de las decisiones empresariales en cuanto a la adaptación de la oferta a la demanda y a la selección de las estrategias más adecuadas para conseguir los objetivos de la política energética en este sector.

Por otra parte, el clima de los mercados internacionales de crudos es actualmente más favorable que el que existía a principios de la década pasada. Las previsiones sobre evolución de estos mercados en el horizonte del PEN indican la existencia de recursos suficientes para cubrir las necesidades de consumo, y apuntan al mantenimiento del precio medio del crudo en términos reales a medio plazo, pudiendo aumentar moderadamente en la segunda mitad de la década. La hipótesis utilizada por las compañías petroleras para su toma de decisiones a largo plazo se basa en un nivel medio de precios situado entre 19 y 23 \$ de 1990 para todo el decenio. Es probable, en todo caso, que se produzcan oscilaciones coyunturales y bruscas de los precios respecto a ese nivel a lo largo del período.

Estas previsiones no restan importancia a la política de fomento del ahorro de productos petrolíferos; de hecho, la persistencia en esta política de los países desarrollados ha sido una de las causas del descenso de los precios del crudo en 1986, y constituye un elemento necesario para que se cumplan las expectativas de precios moderados en el futuro. Las perspectivas de condiciones más favorables para el suministro de crudos permiten, no obstante, una mayor confianza en la capacidad de los mecanismos de mercado para regular el ajuste de la oferta a la demanda.

En el contexto de mayor libertad de competencia en que se desenvolverá el sector petrolero espa-

Seguridad de aprovisionamiento

ñol en los próximos años, los objetivos de la política energética se orientan a:

- Garantizar la seguridad de aprovisionamiento.
- Garantizar a los consumidores los mismos niveles de calidad medioambiental predominantes en la Europa comunitaria.
- Continuar fomentando el uso racional de esta energía, favoreciendo los procesos de ahorro y sustitución de productos petrolíferos.
- Mejorar la competitividad del sector, y proporcionar a los consumidores las ventajas de servicio, costes y calidad derivadas de la libre competencia entre suministradores.

IV. SEGURIDAD DE APROVISIONAMIENTO

La liberalización del sector petrolero español implica que, en situaciones de normalidad de los mercados internacionales, el aprovisionamiento de crudos y productos petrolíferos dependerá en mayor medida de las estrategias adoptadas a este respecto por las propias empresas.

En general, las compañías petroleras garantizan la cobertura de sus necesidades de crudos combinando en distintas proporciones las diversas alternativas de que disponen: autoabastecimiento a través de la producción interior y exterior, compra de reservas en el exterior, diversificación geográfica de los suministros importados, establecimiento de acuerdos con los países productores y relaciones estables con las grandes compañías, y diversificación de modalidades de compra —mercados spot y de futuros y contratos de suministro a medio y largo plazo—.

La política energética nacional apoyará el desarrollo de estas líneas de actuación en las empresas españolas, particularmente en lo concerniente a la expansión de las reservas y de la producción nacional en el exterior. Dicha expansión se hace especialmente necesaria ante las perspectivas poco alentadoras de aumento de la producción interior: aunque continuarán los sondeos de exploración y evaluación de reservas, el esfuerzo exploratorio de recursos de crudo en España realizado hasta ahora ha sido suficiente

para obtener un inventario aproximado de expectativas, que indica la dificultad de mantener los actuales niveles de producción, especialmente en el contexto esperado de precios moderados del crudo en términos reales. No obstante, el aumento de la producción en el exterior permitirá que el grado de cobertura de la demanda interior con producción nacional se sitúe en un valor medio en torno al 16 % en el periodo 1991-2000.

Otro factor que contribuirá a aumentar la seguridad de suministro es la toma de participación de empresas y/o países productores en empresas españolas de comercialización y refino, lo que favorece un mayor grado de integración vertical en estas actividades de las empresas españolas.

La seguridad y continuidad de los suministros aumentará asimismo con la creciente importancia que las compañías subsidiarias de los países productores están alcanzando en el refino y comercialización de productos en el marco geográfico de la Comunidad.

Por otra parte, el Gobierno velará por la garantía de aprovisionamiento a través de las estrategias diseñadas para hacer frente a eventuales situaciones de emergencia.

La normativa vigente establece el mantenimiento de un stock estratégico mínimo de crudo, productos intermedios y productos terminados equivalente a 90 días de consumo, el nivel recomendado tanto por la Agencia Internacional de la Energía como por la Comunidad Económica Europea.

La gestión de los stocks en situaciones de emergencia corresponde al Gobierno, que dispone además del programa de medidas de restricción de la demanda energética aprobado por Real Decreto Ley 1/1991 de 17 de enero, para hacer frente a la Crisis del Golfo. Estas medidas permitieron la disminución de las exportaciones de los productos petrolíferos más críticos, lo que unido a la rápida diversificación del origen geográfico de las importaciones de crudo, hizo posible el mantenimiento de las reservas estratégicas en niveles suficientes para evitar toda posibilidad de desabastecimiento.

La próxima entrada en vigor de la Carta Europea de la Energía, y la definición consensuada del alcance de la política común en materia de seguridad de aprovisionamiento que está siendo deba-

Sector petróleo

tida en el seno de la Conferencia Intergubernamental para la Unión Política de la Comunidad, contribuirán en todo caso a acentuar la dimensión comunitaria de la estrategia nacional de aprovisionamiento energético, tanto en épocas de normalidad como en situaciones de crisis.

V. PROTECCION DEL MEDIO AMBIENTE

La aplicación en territorio español de la normativa comunitaria sobre protección del medio ambiente —adelantándose en algunos casos a los requisitos de la Comunidad—, y de las directivas al respecto que se promulguen en el horizonte del PEN, permitirá igualar los niveles de contaminación derivados de la actividad del sector y del consumo de productos petrolíferos a los predominantes en otros países comunitarios.

Como se describe con más detalle en el capítulo del PEN sobre medio ambiente, las consecuencias de la normativa en este área se dejarán sentir en todos los ámbitos de la industria petrolera, desde la exploración y producción hasta el reciclado de plásticos. Pero sus efectos serán particularmente notables en dos aspectos: las especificaciones que deben cumplir los carburantes y combustibles, y la limitación de emisiones contaminantes a la atmósfera y de las aguas producidas por los complejos refineros y químicos.

En lo que concierne a la calidad medioambiental de los productos, las tendencias previsibles de los requisitos comunitarios, resumidas en el Cuadro 4, apuntan a la reducción y posterior eliminación del contenido en plomo y benceno de las gasolinas, así como a la disminución del contenido de azufre de los gasóleos y fuelóleos. Debe destacarse que, desde 1993, la mayoría de los vehículos nuevos estarán obligados a utilizar catalizador, lo que supone una gran disminución del consumo de gasolina etilada a medio plazo. Esta medida contribuirá asimismo a reducir las emisiones de NO_x, originadas en su mayoría por el consumo de productos petrolíferos en el sector transporte.

La progresiva mejora de las especificaciones medioambientales de los productos petrolíferos requerirá la realización de importantes inversiones, asociadas a la instalación de alquilaciones y otras unidades mejoradoras de las calidades de las gasolinas, y a la ampliación de la capacidad de desulfuración en gasóleos y fuelóleos, que dará lugar a un sensible aumento de las necesidades de hidrógeno para el sector refino.

Asimismo, las compañías petroleras deberán desarrollar estrategias para la comercialización de los productos que recogen el azufre contenido en los residuos o el eliminado de gasóleos y fuelóleos —coque, asfalto y azufre elemental—.

En cuanto al ajuste de las emisiones de SO₂ y NO_x a los límites requeridos por la normativa vi-

Cuadro 4

EVOLUCION ESPERADA DE LAS ESPECIFICACIONES DE LOS PRODUCTOS PETROLIFEROS

Producto	Especificación	Unidad	Actual	Valor Futuro	Fecha entrada
Gasolina	Máximo plomo	gr/l	0,15	—	(*)
Gasolina	Máximo benceno	%	5,00	3,00	1994
G.O. automoción	Máximo azufre	%	0,30	0,20/0,05	1994/1996
G.O. calefacción	Máximo azufre	%	0,30	0,20/0,10	1994/2000
Fuelóleo n.º 1	Máximo azufre	%	2,70	1,50	1993/1994
Fuelóleo n.º 2	Máximo azufre	%	3,50	2,50	1993/1994
Fuelóleo búnker	Máximo azufre	%	—	3,00	1993/1994

(*) Desde 1993, la mayoría de los nuevos vehículos estarán obligados a utilizar catalizador.

Ahorro y sustitución

gente sobre grandes instalaciones de combustión, la adaptación puede realizarse por varias vías, entre las que destacan:

- El incremento de la eficiencia energética de los procesos, lo que permite reducir sus consumos unitarios. Un campo importante de actuaciones en este sentido es la aplicación de nuevas tecnologías de control, juntamente con la mejora del diseño térmico de los procesos.
- El aumento de la eficiencia energética global de los complejos refineros y químicos mediante la instalación de unidades de cogeneración de vapor y electricidad, que se añadirán a las ya existentes en La Coruña, Algeciras, Huelva y Castellón.
- El reemplazo parcial o total del fuelóleo consumido por gas natural, que permite además reducir las emisiones de dióxido de carbono.
- La mejora de la depuración y lavado de humos.

El esfuerzo del sector para mejorar la calidad medioambiental de los productos petrolíferos, y cumplir los límites de emisiones contaminantes al aire y al agua de los complejos fabriles e instalaciones logísticas del sector refino, tendrá gran incidencia sobre la protección del medio ambiente. En consecuencia, las actuaciones en el área de investigación y desarrollo tecnológico dirigidas a este fin, constituirán una de las prioridades en la asignación de recursos del Plan de Investigación Energética, y se fomentará el desarrollo de una infraestructura de tratamiento, incineración y vertedero de residuos industriales.

VI. AHORRO Y SUSTITUCION

La utilización racional de la energía, un objetivo prioritario de la política energética, tiene especial relevancia en el caso de la demanda de productos petrolíferos, por la incidencia que las importaciones de petróleo tienen sobre el saldo comercial con el exterior.

La mayor disponibilidad de gas natural en los próximos años contribuirá en gran medida a contener el crecimiento de la demanda final de pro-

ductos petrolíferos, al permitir su sustitución por este combustible en la industria —fundamentalmente a través de la expansión de la cogeneración— y en los sectores doméstico y terciario.

Por otra parte, la estructura de nuevo equipamiento eléctrico seleccionada reducirá el consumo de fuel en las centrales eléctricas peninsulares al necesario para proporcionar energía de reserva. La ampliación de potencia en los sistemas eléctricos extrapeninsulares se ha determinado asimismo de acuerdo con el criterio de diversificar las fuentes de suministro, dentro de los condicionantes impuestos por el carácter aislado y la pequeña dimensión de estos sistemas, que limitan las alternativas de nuevo equipamiento.

El principal reto de la política de ahorro de productos petrolíferos en el horizonte del PEN se plantea en el área de transporte, en el que el crecimiento previsto de la actividad económica, la aproximación del consumo por habitante de gasolinas y gasóleos al nivel comunitario, y los precios moderados del crudo en términos reales durante los próximos años contribuirán a aumentar la demanda.

Cuadro 5
CONSUMO PER-CAPITA DE GASOLINAS Y
GASOLEOS EN LOS PAISES DE LA CEE EN
EL AÑO 1989
(Litros/habitante)

Países	Gasolinas	Gasóleos
Alemania	580	887
Bélgica	380	965
Dinamarca	397	1.004
España	270	415
Francia	397	757
Grecia	315	546
Holanda	308	443
Irlanda	332	500
Italia	300	571
Luxemburgo	1.348	2.055
Portugal	163	277
Reino Unido	559	380
CEE	414	614

Sector petróleo

De acuerdo con el escenario básico utilizado en la elaboración del PEN, y en ausencia de medidas de ahorro, el crecimiento de la demanda en el sector transporte alcanzaría una tasa media anual de 3,72 % en el período 1990-2000, frente a un valor medio para el total de la demanda final de productos petrolíferos del 2,96 %. Ello implicaría un aumento del peso relativo del sector transporte en la demanda final de dichos productos desde el 54,97 % en 1990 al 59,14 % en el 2000.

Las medidas contempladas en el programa de ahorro del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética serán decisivas para limitar el crecimiento del consumo en este sector, dadas las escasas posibilidades de sustitución de productos petrolíferos por otras energías. El objetivo es reducir en 3.136 Ktep la demanda final que, en ausencia del PAEE, se habría registrado en el año 2000, estimada en 32.696 ktep. Las principales líneas de actuación se centran en la mejora de la eficiencia del consumo en automóviles y de la gestión de flotas de transporte, así como en el desarrollo de la infraestructura de las redes viarias y de ferrocarriles.

Por otra parte, el sistema de determinación de precios de los combustibles para automoción actualmente vigente permite una repercusión más directa e inmediata en los precios interiores de la evolución de los precios internacionales, lo que facilitará el ajuste de la demanda en el caso de encarecimiento del precio de estos productos.

En todo caso, la fiscalidad indirecta sobre los productos petrolíferos se utilizará como instrumento adicional para regular el consumo de dichos productos.

VII. MEJORA DE LA COMPETITIVIDAD

VII.1. Los retos del sector

El sector del petróleo deberá realizar un esfuerzo especialmente intenso para mejorar su competitividad, como consecuencia de los retos específicos a que tendrá que hacer frente en los próximos años.

En primer lugar, las previsiones de demanda indican la convergencia gradual de la actual estructura de consumo de productos petrolíferos a la predominante en los países comunitarios más desarrollados, caracterizada por un mayor peso relativo de los productos ligeros y medios. La magnitud del ajuste requerido de las empresas refinadoras españolas para adaptar su actual estructura de producción a la demanda prevista en el horizonte del PEN se refleja en el Cuadro 6.

Cuadro 6
COMPARACION DE LA ESTRUCTURA ACTUAL DE PRODUCCION CON LA DEMANDA PREVISTA

	Producción 1990	Demanda Prevista	
		1995	2000
	%	%	%
GLP	3,4	5,1	4,6
Gasolinas	17,5	19,0	19,2
Kerosenos	8,6	5,9	6,3
Gasóleos	28,3	35,0	35,6
Fuelóleos	25,5	15,7	13,5
Otros	16,7	19,3	20,8
Total	100,0	100,0	100,0

La adaptación debe realizarse simultáneamente a la necesaria para cumplir los requerimientos medioambientales, tanto en materia de calidad de los productos, como en lo relativo al control de las emisiones contaminantes a la atmósfera y de las aguas producidas por los complejos refineros y petroquímicos.

El ajuste puede realizarse por distintas vías, en función de las estrategias empresariales que adopten las compañías petroleras.

Una primera alternativa consistiría en adecuar totalmente los esquemas de refinado actuales a las nuevas circunstancias. Ello implicaría aumentar la capacidad de conversión de residuos, instalando unidades de conversión profunda para producir

Mejora de la competitividad

mayor cantidad de destilados ligeros y sobre todo medios —gasóleos— a partir de una alimentación de igual densidad. Asimismo, sería necesario instalar alquilaciones y otras unidades mejoradoras de calidades de las gasolinas, y ampliar la capacidad de desulfuración para obtener las especificaciones medioambientales exigidas en gasóleos y fuelóleos. Estas actuaciones, junto con las necesarias para limitar la contaminación atmosférica y de las aguas de las actividades de refino y petroquímica, y las dirigidas a aumentar la productividad y la eficiencia energética, comportarían niveles de inversión superiores a los 300.000 mn de ptas. en los próximos cinco años.

Como alternativa de menor esfuerzo inversor, podría reducirse el nivel de capacidad total efectiva utilizada al nivel permitido por las posibilidades de desulfuración existentes, exportando los productos pesados excedentes a países con especificaciones menos severas. La demanda de productos de calidad del mercado español se cubriría, en este caso, con importaciones desde otros sistemas de refino implantados en Europa.

La segunda opción mencionada contribuiría a aumentar el déficit del saldo comercial con el exterior, ya que se exportarían productos de bajo precio y se importarían productos caros. No obstante, la información sobre proyectos de modernización previstos por las empresas indica que el impacto sobre las importaciones será probablemente poco significativo.

VII.2. El proceso de reestructuración

Los parámetros más relevantes de la competitividad de las empresas petroleras son:

— El grado de integración vertical.

Un adecuado nivel de integración vertical garantiza la cobertura financiera de la empresa frente a las oscilaciones de precios del crudo, por el efecto opuesto que dichas oscilaciones tienen sobre los márgenes de rentabilidad de las actividades «upstream» —exploración y producción— y «downstream» —refino y comercialización—.

- Una dimensión suficiente para abordar a una escala apropiada las operaciones de exploración de recursos, adquisición de reservas, aprovisionamiento de crudo y comercialización de los productos.
- El grado de desarrollo tecnológico de la actividad de refino, especialmente en lo concerniente a capacidad de conversión y nivel de automatización de las operaciones.

Utilizando estos parámetros como referencia, la competitividad de las distintas empresas que componen la industria petrolera comunitaria presenta notables diferencias, pero en general, destaca el menor tamaño y el menor grado de integración vertical de la mayoría de las empresas españolas comparadas con las europeas.

Dentro del sector español, existe sin embargo una clara diferencia entre las refinerías privadas y las del sector público. Las primeras presentan una dimensión industrial reducida, por lo que el establecimiento de asociaciones con empresas extranjeras favorecerá sus posibilidades de desarrollo en el contexto del Mercado Único. Las empresas públicas, por el contrario, han experimentado un proceso de profunda concentración y racionalización de activos en los últimos años que ha mejorado su competitividad.

La transformación estructural de la industria petrolera española que tendrá mayor repercusión sobre su competitividad futura es la integración gradual de las fases de transformación y distribución-comercialización, iniciada en 1985 con la toma de participación mayoritaria de las refinerías españolas en el accionariado de CAMPSA. Con ello se dio el primer paso hacia la integración vertical de estas actividades, un proceso que se acelerará en el futuro próximo mediante las siguientes actuaciones:

- Segregación de los activos comerciales y logísticos de CAMPSA.
- Asignación de los activos comerciales a las empresas de refino.
- Modificación del sistema de relación económica entre dichas empresas y CAMPSA.
- Culminación del proceso de adaptación del sector al marco comunitario.

V ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

I. OBJETIVOS MEDIOAMBIENTALES DE LA POLITICA ENERGETICA

Uno de los objetivos prioritarios de este Plan Energético Nacional es hacer compatible la preservación de la calidad medioambiental con los principios de eficiencia, seguridad y diversificación de las actividades de producción, transformación, transporte y usos de la energía. La calidad del medio ambiente y el consumo de energía resultan ser componentes básicos del desarrollo sostenido de todos los países.

I.1. Impacto de las actividades del sector energético sobre el medio ambiente

La producción de energía, su transformación, transporte, distribución y, por último, su empleo como energía final, causan, al igual que otras actividades humanas, determinados riesgos para el medio ambiente. Los sistemas naturales resultan insuficientes para hacer frente a dichos riesgos a partir de un cierto nivel y por ello se requiere un plan de actuación para anularlos o, al menos, minimizarlos.

Las principales repercusiones de las actividades del sector energético sobre el medio ambiente están referidas al uso del suelo, la demanda y contaminación del agua y a la contaminación atmosférica.

El presente capítulo se refiere al impacto medioambiental de las distintas actividades energéticas exceptuando las relativas al ciclo del combustible nuclear, que vienen tratadas en su globalidad en el capítulo del PEN sobre el sector nuclear y en el Anexo II.

Repercusiones sobre el uso del suelo

Las repercusiones sobre el medio físico y paisajístico provocadas por las actividades del sector energético tienen su mayor incidencia en el caso de la minería del carbón, especialmente en las explotaciones a cielo abierto, aunque la restauración posterior que ha de realizarse de acuerdo con la normativa vigente elimina este impacto. Destacan también las originadas por la instalación de centrales hidroeléctricas, como consecuencia del embalse y presa asociados, de cen-

Energía y medio ambiente

trales térmicas convencionales, en especial las que usan como combustible el carbón, y de las refinerías e instalaciones de gas, así como el uso de terrenos para gasoductos, oleoductos y líneas de transporte y distribución de energía eléctrica.

Por otra parte, el suelo es el destinatario final de buena parte de los contaminantes que se emiten a la atmósfera y al agua.

Repercusiones sobre el agua

El impacto sobre el agua depende del tipo de contaminación que pueden provocar las actividades del sector energético: contaminación térmica, física, y química. La contaminación *térmica* de las aguas superficiales procede, principalmente, de las centrales térmicas de generación eléctrica, viéndose reducido el impacto en el caso de centrales que dispongan de refrigeración en circuito cerrado. La *contaminación física* de las aguas es de mayor importancia en el caso de la minería del carbón, donde se producen arrastres de sedimentos, provocando la aparición de sólidos en suspensión en las aguas. La *contaminación química* de las aguas tiene sus focos potenciales más importantes en las refinerías y, en menor grado, en las centrales térmicas, grandes instalaciones gasísticas o mineras y en coquerías. Los principales contaminantes son, entre otros, los compuestos tales como fenoles, amoníaco, cloruros y sulfuros, así como hidrocarburos y distintos tipos de aceites. La contaminación real producida es poco significativa, al disponer las instalaciones, en la mayoría de los casos, de plantas de tratamiento de aguas.

Contaminación de la atmósfera

El impacto sobre la atmósfera es, sin duda, el más importante de los relacionados con la energía. Entre los contaminantes más relevantes que se emiten a la atmósfera se encuentran los óxidos de azufre, los de nitrógeno, las partículas, el monóxido de carbono, los hidrocarburos y el plomo y, de mayor importancia, los gases que contribuyen al efecto invernadero, en particular el CO₂.

Las emisiones de óxidos de azufre, principalmente el SO₂, proceden en su mayor parte del consumo de combustibles fósiles, siendo las fuentes fijas los mayores focos contaminantes y entre ellas las centrales térmicas, en especial las que queman carbones de alto contenido en azufre. También tienen relevancia las emisiones procedentes de las refinerías de petróleo, básicamente las derivadas de la combustión de fuel-oil y en hornos y calderas.

En cuanto a los óxidos de nitrógeno (NO_x), el mayor volumen de emisiones procede de fuentes móviles (sector transporte), siendo de menor importancia las procedentes de las grandes instalaciones de combustión fijas, principalmente, centrales térmicas y refinerías.

Las emisiones de partículas proceden de todo tipo de instalaciones industriales y, por tanto, también de las energéticas. Destacan las emisiones de las grandes instalaciones de combustión de generación eléctrica, y los polvos fugitivos en la minería a cielo abierto, así como en las pilas de almacenamiento de combustibles y en el transporte de carbón y de residuos sólidos generados en centrales térmicas.

Las emisiones de monóxido de carbono (CO) se producen como consecuencia de la combustión incompleta del carbono, siendo el mayor foco emisor las fuentes móviles que, a su vez, lo son también para las emisiones de plomo a la atmósfera, procedente del empleo de gasolina plomada por los vehículos automóviles.

La emisión de hidrocarburos tiene su origen, principalmente, en las refinerías y grandes centros productores de gas y por otra parte en las fuentes móviles, derivadas del vertido de inquemados procedentes de los vehículos a motor.

Las emisiones de CO₂ en el ciclo de la energía provienen del uso de energías fósiles, carbón, productos petrolíferos y gas natural con fines energéticos en cualquier aplicación, es decir, tanto en los sectores transformadores de la energía como en los usos finales.

Aunque de menor importancia que las anteriores, también se producen en las industrias del sector energético otros tipos de contaminación, como la originada por ruido y por residuos sólidos. Los focos más importantes de contaminación sonora

Objetivos medioambientales de la política energética

Cuadro 1
EMISIONES DE CONTAMINANTES EN LA CEE EN 1989
(%)

Pais	SO ₂ (1)	CO ₂ (2)	Población	Superficie
Bélgica	3,3	3,9	2,9	1,4
Dinamarca	1,5	1,9	1,6	1,9
Francia	10,1	13,6	17,2	24,3
Alemania	8,4	26,2	19,1	11,0
Grecia	4,0	2,6	3,1	5,8
Irlanda	1,4	1,1	1,1	3,1
Italia	19,1	14,3	17,6	13,3
Luxemburgo	0,1	0,5	0,1	0,1
Holanda	1,9	5,4	4,6	1,9
Portugal	1,6	1,4	3,2	4,1
Reino Unido	30,1	21,4	17,6	10,8
España	18,4	7,7	11,9	22,3
CEE-12	100,0	100,0	100,0	100,0

(1) Fuente: ONU/CEPE y SGERM.

(2) Fuente: Comisión de la CEE

son las centrales de generación eléctrica, principalmente térmicas, y las instalaciones de las plantas de refino. La contaminación por residuos sólidos se circunscribe principalmente a las actividades relacionadas con la extracción, manejo y utilización del carbón, tanto en las explotaciones mineras de extracción y beneficio del mineral, como en las centrales térmicas, donde se produce gran cantidad de escorias, y en las actividades de transporte y almacenamiento de dichos residuos.

1.2. Situación comparativa de España respecto de los países de la CEE

Los objetivos medioambientales de la política energética del presente Plan se han formulado en base al análisis comparativo de nuestro país en el contexto de los países de su entorno geográfico y económico, en concreto, de los países miembros de la CEE.

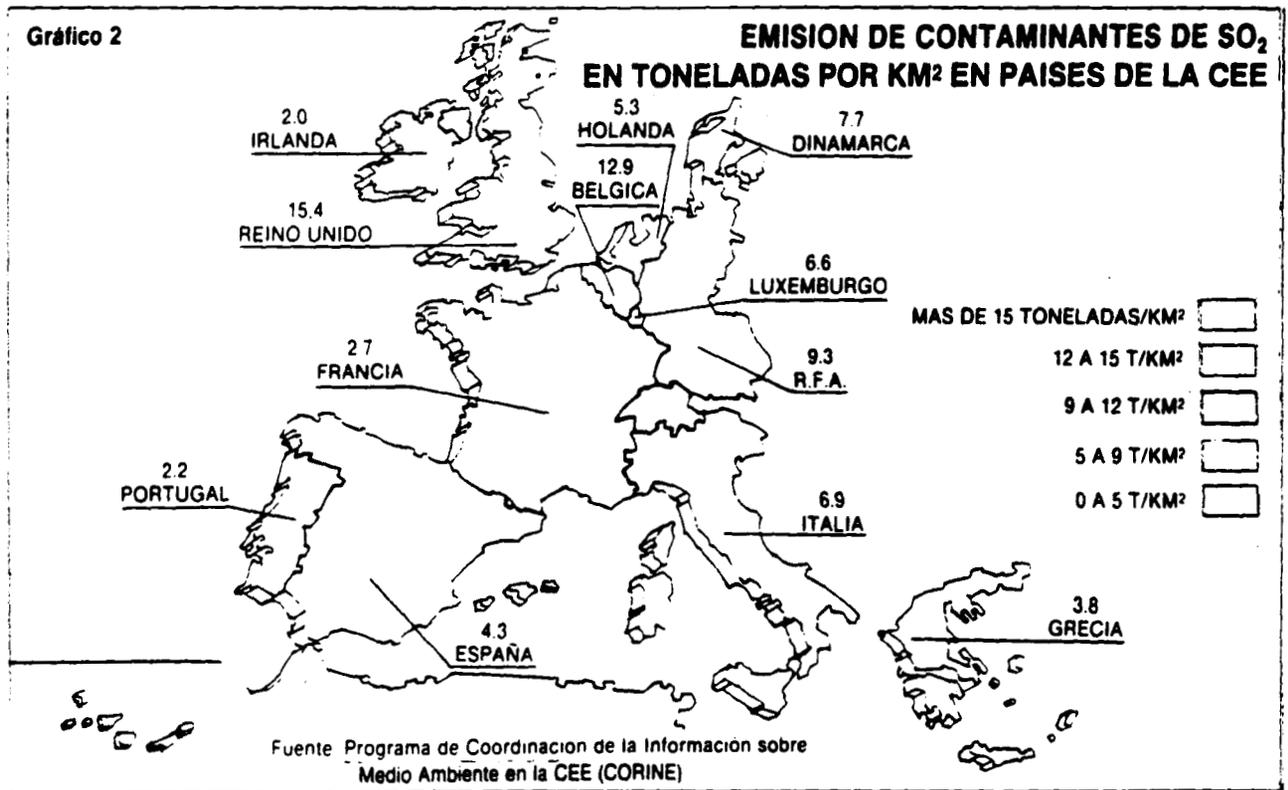
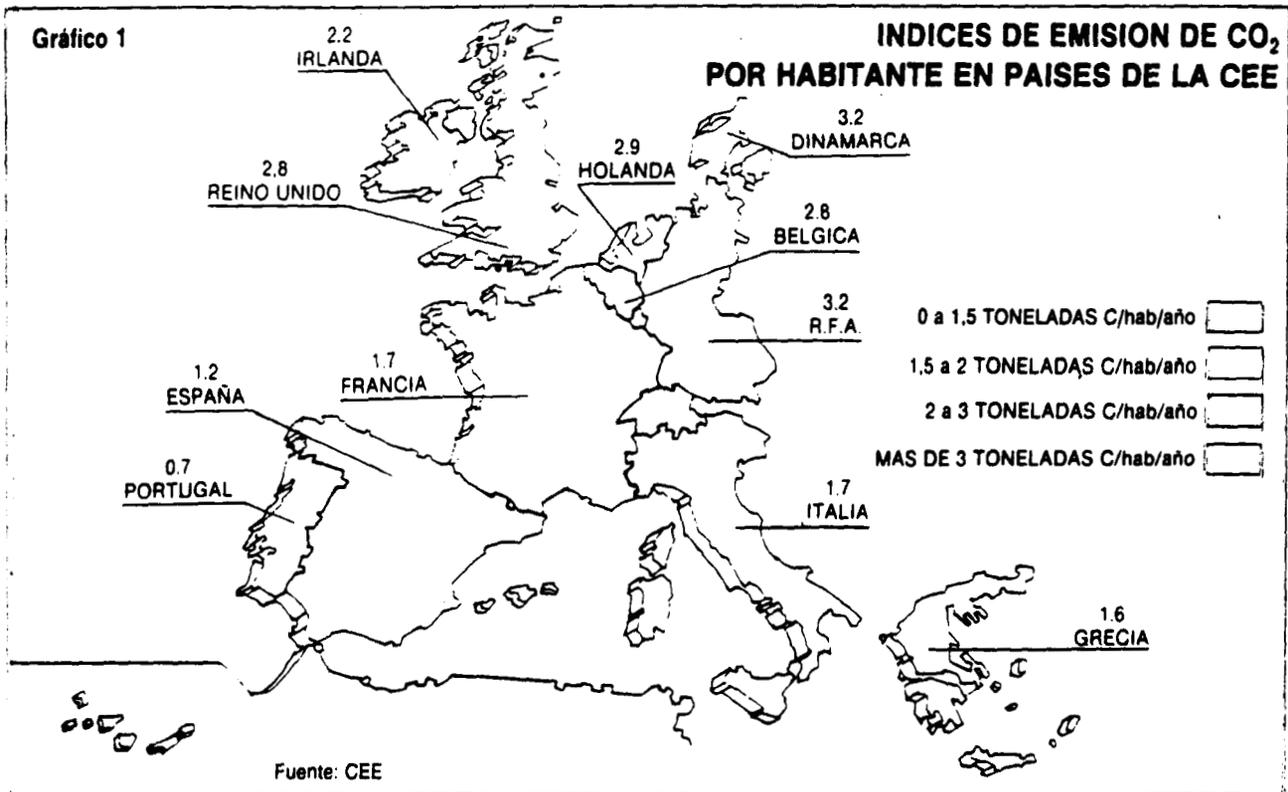
Según la información disponible, las emisiones de gases contaminantes per cápita y por km² de España son muy inferiores a la media comunitaria. Como puede verse en los Cuadros 1 y 2 y en

Cuadro 2
EMISIONES DE CO₂ PER CAPITA EN 1989
(Toneladas por persona)

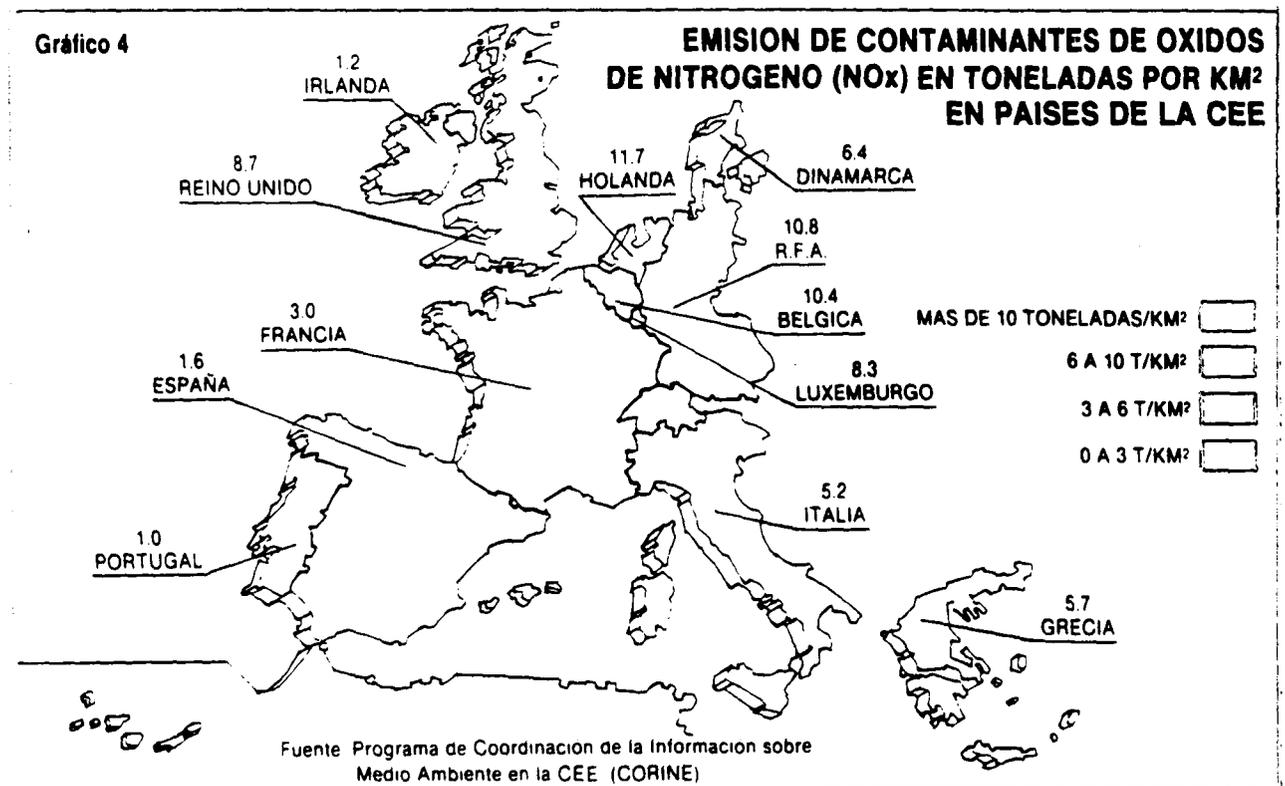
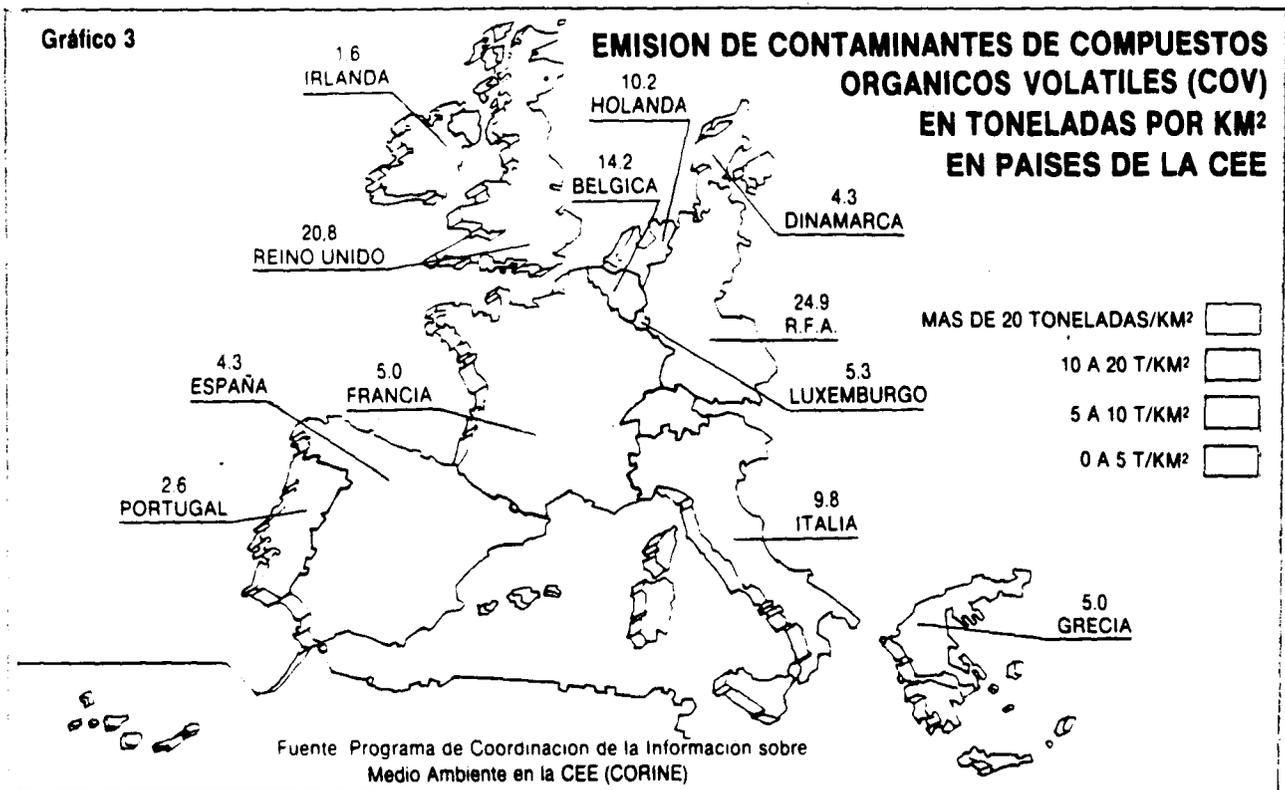
Pais	Indice CEE = 100
Bélgica	133
Dinamarca	122
Francia	79
Alemania	137
Grecia	84
Irlanda	103
Italia	81
Luxemburgo	400
Holanda	118
Portugal	45
Reino Unido	122
España	64
Promedio CEE-12	100

Fuente: Comisión de la CEE

Energía y medio ambiente



Objetivos medioambientales de la política energética



Energía y medio ambiente

los Gráficos 1, 2, 3 y 4, nuestro país, al igual que Francia, Irlanda, Grecia y Portugal, presenta un porcentaje de emisiones de CO₂, SO₂, C.O.V. y NO_x sobre el total de la CEE inferior al peso relativo de su población o de su superficie geográfica. En consecuencia, España al mismo tiempo que apoya una política de estabilización y reducción de las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera para el conjunto de la CEE, mantiene que esta política debe hacerse teniendo en cuenta la situación de partida de cada uno de los países miembros. Los objetivos medioambientales para cada país deben establecerse de manera que, a largo plazo, exista una calidad medioambiental semejante en todos ellos, tendiendo hacia una desaparición gradual de las actuales divergencias existentes de los ratios de emisiones per cápita de los distintos gases contaminantes. De esta forma, habida cuenta de la relación entre crecimiento económico y consumo energético, se lograría una aproximación de los distintos niveles de desarrollo económico.

1.3. Objetivos medioambientales de la política energética

Los objetivos medioambientales de la política energética que se describen a continuación se han formulado teniendo en cuenta la situación de partida en que se encuentra nuestro país y atendiendo también a las necesidades de crecimiento económico que en ningún caso deben ser truncadas si se quiere lograr un espacio comunitario más equilibrado.

Algunos de estos objetivos han sido formulados en términos cuantitativos y, por tanto, con una gran concreción siendo fácilmente verificables; otros objetivos se determinan sólo en términos cualitativos, dada la naturaleza de los mismos.

Entre los objetivos más importantes se encuentran los siguientes:

1. Reducción de las emisiones de SO₂

Se plantean tres objetivos:

- Reducir las emisiones de SO₂ en las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) existentes en el año 2000 respecto a las de 1980 en torno al 42 %. Las emisiones

tendenciales que se hubieran producido en el caso de no haber instrumentado las medidas que posteriormente se describen serían de 2.537 kto de SO₂ en el año 2000, es decir, la reducción respecto a las emisiones tendenciales será del 47 %. Por otra parte, el objetivo superará ampliamente al previsto en la Directiva 88/609 que es una reducción del 24 % respecto de 1980. Existe, por tanto, un amplio margen entre el objetivo propuesto y los requerimientos comunitarios.

- Alcanzar, en la mayoría de los nuevos grupos eléctricos, límites de sus emisiones de SO₂ sensiblemente inferiores a las permitidas por la Directiva 88/609.
- Lograr una reducción total de las emisiones de SO₂ en el año 2000 del orden de un 30 % respecto a 1980. Esta reducción total se refiere al conjunto de emisiones de todas las instalaciones, fijas o móviles, con independencia de su potencia térmica.

2. Reducción de emisiones de NO_x

- Alcanzar en el año 2000, en las GIC existentes, unas emisiones del orden de 263 kto, cifra que es inferior a las exigidas por la Directiva 88/609, 277 kto, en un 5 %.
- Lograr, en la mayoría de los nuevos grupos eléctricos, límites de sus emisiones de NO_x sensiblemente inferiores a los permitidos por la Directiva de referencia.

3. Limitación de las emisiones de CO₂

El objetivo fijado para el crecimiento de las emisiones de CO₂, proveniente del uso de combustibles fósiles con fines energéticos, es de un 25 % entre 1990 y el año 2000.

A diferencia de los contaminantes anteriores, SO₂ y NO_x, la reducción de las emisiones de CO₂ sólo puede alcanzarse consumiendo menos energía, o bien utilizando combustibles con menos contenido de carbono por termia, es decir, mediante el ahorro y la sustitución.

Las posibilidades de sustitución de las energías con mayor contenido de carbono son limitadas y se han tenido en cuenta, como se indica en varios capítulos de este PEN.

La normativa comunitaria y los acuerdos internacionales

En lo que se refiere al ahorro de energía es necesario señalar que el crecimiento del PIB esperado a lo largo de todo el período de planificación es del 41 %. Este crecimiento acumulado arrojaría un aumento tendencial de las emisiones que podría incluso superar el aumento del PIB, en función de la alternativa de equipamiento eléctrico elegida.

El objetivo de limitación de las emisiones de CO₂ fijado en este Plan contrasta aparentemente con el de estabilización global de las emisiones para el conjunto de la CEE. Sin embargo, este objetivo se ha establecido teniendo en cuenta las mayores necesidades de crecimiento de nuestro país y una situación de partida con unas emisiones per cápita en torno al 64 % de la media comunitaria. En este sentido, debe destacarse que, en el hipotético caso de que todos los países de la CEE pudieran registrar unas emisiones per cápita semejantes a las actuales emisiones españolas, en lugar de una estabilización a nivel comunitario se conseguiría una reducción del 36 %.

4. *Mejora de la calidad de los productos*

Un objetivo prioritario para el sector petrolífero español será garantizar a los ciudadanos españoles una calidad de los productos petrolíferos semejante a la que disfrutaban los consumidores de los países de la CEE, imponiendo para ello especificaciones similares a las existentes en el resto de Europa. Se prevé en este sentido la trasposición al ordenamiento jurídico español de disposiciones comunitarias adecuando sus exigencias en relación al contenido de contaminantes en los carburantes y especialmente en las gasolinas. La tendencia esperada para los principales carburantes es de reducción y posterior eliminación del contenido en plomo y benceno de las gasolinas y reducción del contenido en azufre en los gasóleos y en los fuelóleos.

5. *Emplazamientos*

Es también un objetivo minimizar el número de nuevos emplazamientos. A ello contribuirán la política de alargamiento de vida de los grupos eléctricos existentes, la ubicación de buena parte de la nueva potencia en empla-

zamientos existentes, la potenciación de la autoproducción de electricidad y, en particular, de la cogeneración.

6. *Otros objetivos medioambientales.*

Aunque en los ámbitos de la contaminación de suelos, aguas y ruidos no se formulen objetivos cuantificables o con un alto grado de concreción se prestará especial atención a la mejora de calidad medioambiental en estos ámbitos.

Para el seguimiento del cumplimiento de los objetivos propuestos y a fin de ofrecer una información adecuada sobre las principales magnitudes medioambientales en el área de la energía, se potenciará la implantación de los equipos de medida y de tratamiento de datos que, en todo caso, deberán corresponder a la mejor tecnología industrial disponible y facilitar la obtención de resultados reproducibles y comparables.

II. LA NORMATIVA COMUNITARIA Y LOS ACUERDOS INTERNACIONALES

II.1. La dimensión internacional de las políticas medioambientales

Durante la última década se ha desarrollado progresivamente una demanda social de mayor calidad medioambiental y se ha puesto de manifiesto que el problema medioambiental requiere una estrategia que va más allá de los límites nacionales, debiendo plantearse por tanto, a nivel internacional.

En primer lugar, la posibilidad de que determinados efectos puedan producirse sobre ecosistemas muy alejados de las fuentes emisoras —como es el caso de la «lluvia ácida», la contaminación de cauces fluviales que cruzan varios Estados o la polución marina—, han contribuido al carácter transfronterizo e internacional de la problemática ambiental. En los últimos años, esta dimensión internacional se ha intensificado como consecuencia de la consideración de temas como el «efecto invernadero» o la destrucción de la capa de ozono estratosférico, cuyo tratamiento sólo resulta posible con una actuación común y coordinada de todos los países. Por todo ello, en

Energía y medio ambiente

los foros internacionales se viene planteando la necesidad de abordar numerosos problemas medioambientales mediante actuaciones acordadas a nivel mundial.

En 1987, la Comisión Mundial del Medio Ambiente y el Desarrollo emitió el «Informe Brundtland» en el que se analizan diversos aspectos de las actividades humanas que suponen amenazas para el mantenimiento de una calidad de vida razonable en el planeta Tierra, y plantea la necesidad de aunar esfuerzos para mantener un nivel de «desarrollo sostenible».

En segundo lugar, la creación de un espacio común y un mercado único europeo requiere el logro progresivo de una adecuada armonización de los requerimientos medioambientales. De lo contrario, la coexistencia de estándares nacionales diversos en cada uno de los países miembros de la CEE podría dar lugar a la aparición de barreras de entrada y obstáculos a la libre circulación de productos (automóviles, por ejemplo). Además, en ese caso, se generarían divergencias importantes entre los costes de producción de los distintos países de la CEE, incompatibles con el logro de un mercado único.

En tercer lugar, el contraste internacional del análisis de los problemas medioambientales contribuye en mayor grado a encontrar soluciones adecuadas que establezcan un equilibrio entre las necesidades energéticas y medioambientales, mediante el desarrollo de políticas que redistribuyan adecuadamente las cargas de la consecución del objetivo global de mejora de la calidad medioambiental entre los distintos países, así como entre la generación presente y las generaciones venideras.

II.2. La normativa comunitaria

Aunque el Tratado de Roma enunciaba ya ciertos objetivos y principios en que debía inspirarse la política medioambiental, el verdadero elemento impulsor de la misma se produce con la aprobación del Acta Unica Europea.

No obstante, la preservación del Medio Ambiente ha constituido un objetivo importante desde 1973, año en que se adoptó el primer programa comunitario del Medio Ambiente prolongado por otros tres en los años 1977, 1983 y 1987.

Con el acuerdo de los Estados miembro de la CEE sobre las modificaciones recogidas en el Acta Unica Europea se inicia una nueva fase en la política de medio ambiente conforme a lo dispuesto en el artículo 130R incorporado al Tratado y a los objetivos contenidos en el 4º programa de acción actualmente en vigor (1987-92).

La legislación comunitaria se basa en dos principios generales: un reconocimiento generalizado de la necesidad de establecer normas de «alto nivel de protección» (art. 100A del Tratado de Roma) y la acción preventiva en la corrección de los impactos sobre el medio ambiente. En este sentido los principios que consagra el artículo 130R son los siguientes:

- a) La acción de la Comunidad en lo que respecta al medio ambiente tendrá por objeto, conservar, proteger y mejorar la calidad del medio ambiente; contribuir a la protección de la salud de las personas y garantizar una utilización prudente y racional de los recursos naturales.
- b) La acción de la Comunidad se basará en los principios de acción preventiva, de corrección preferentemente en la fuente misma y de que «quien contamina paga». Las exigencias de la protección del medio ambiente serán un componente de las demás políticas de la Comunidad.
- c) En la elaboración de su acción la Comunidad tendrá en cuenta:
 - Los datos científicos y técnicos disponibles,
 - Las condiciones del medio ambiente en las diversas regiones de la Comunidad,
 - Las ventajas y las cargas que puedan resultar de la acción o de la falta de acción,
 - El desarrollo económico y social de la Comunidad en su conjunto y el desarrollo equilibrado de sus regiones.
- d) La Comunidad actuará en materia de medio ambiente en la medida en que los objetivos contemplados en el apartado a) puedan conseguirse en mejores condiciones en el plano comunitario que en el de los Estados miembro considerados aisladamente. Sin perjuicio de determinadas medidas de carácter co-

La normativa comunitaria y los acuerdos internacionales

munitario, los Estados miembro asumirán la financiación y la ejecución de las demás medidas.

- e) En el marco de sus respectivas competencias, la Comunidad y los Estados miembro cooperarán con los terceros países y las organizaciones internacionales competentes. Las modalidades de la cooperación de la Comunidad podrán ser objeto de acuerdos entre ésta y las terceras partes interesadas, que serán negociados y concluidos con arreglo al artículo 228.

El párrafo precedente se entenderá sin perjuicio de la competencia de los Estados miembro para negociar en las instituciones internacionales y para celebrar acuerdos internacionales.

La normativa ambiental española ha experimentado una modificación muy importante a partir de la adhesión a las Comunidades Europeas, habiéndose incorporado a nuestro ordenamiento jurídico tanto la normativa fundamental de ámbito general, como la Directiva 85/337/CEE que establece la obligatoriedad de evaluación del impacto de ciertos proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente, como requisito previo a su autorización, así como las disposiciones de protección a los distintos ámbitos medioambientales, las que limitan las emisiones de determinadas instalaciones o las que establecen especificaciones de ciertos productos. En los siguientes epígrafes se analizan las normas con mayor incidencia en el área de la energía.

II.2.1. Directiva 88/609/CEE relativa a las grandes instalaciones de combustión.

La Directiva 88/609/CEE ha sido traspuesta a la legislación española por R. D. 646/91.

Estas disposiciones consideran grandes instalaciones de combustión (GIC) a aquellas de potencia superior a 50 MW térmicos. Esta condición, teniendo en cuenta las características del parque industrial español, implica que ambas disposiciones afectan prácticamente a todos los grupos eléctricos del Sistema Público Peninsular, y sólo a los hornos y calderas más grandes de las refinerías, teniendo una incidencia muy poco signifi-

cativa en las restantes industrias por su pequeño tamaño unitario.

La Directiva da un tratamiento distinto a las emisiones de las centrales existentes y nuevas, considerando como existentes a las que estaban operando o autorizadas a 1 de julio de 1987.

Los objetivos para el parque existente son de carácter global y toman como referencia el año 1980. Dichos objetivos son los siguientes:

	SO ₂		
	1993	1998	2003
Objetivos de reducción parque real (%)	0	(24)	(37)
Tope de emisiones a ktn. año	2.290	1.730	1.440
	NO _x		
	1993	1998	
Objetivos de reducción parque real (%)	1	(24)	
Tope de emisiones a ktn. año	368	277	

La Directiva y el R. D. contienen, limitaciones más severas para las instalaciones nuevas en lo que se refiere a emisiones específicas de SO₂, NO_x y partículas sólidas, aunque en el caso de España existe un tratamiento especial para las emisiones específicas de SO₂ de las nuevas centrales. Los requisitos básicos de aplicación para nuestro país son los siguientes:

- Una instalación nueva de combustibles sólidos de importación igual o mayor a 500 MW deberá emitir como máximo 800 mg/Nm³ si está en operación antes del año 2005 y autorizada antes del 31.12.1999.
- Para las instalaciones de combustibles sólidos nacionales, el índice de desulfuración será mayor del 60 %.

Estos dos requisitos se aplicarán siempre que la capacidad total autorizada de las instalaciones no exceda de 2.000 MW para las instalaciones que utilicen combustibles sólidos nacionales y de 7.500 MW para las instalaciones que utilicen combustibles sólidos de importación, o bien el 50 % del conjunto de la nueva capacidad de todas las instalaciones que utilicen combustibles sólidos autorizados hasta el 31.12.99, tomando

Energía y medio ambiente

en consideración el más bajo de estos dos valores.

Con respecto a las emisiones de NO_x para centrales nuevas, los límites establecidos son de 650 mg/Nm³ para combustibles sólidos en general, 1.300 mg/Nm³ para combustibles sólidos con menos del 10 % de volátiles, 450 mg/Nm³ para combustibles líquidos y 350 mg/Nm³ para combustibles gaseosos.

En lo que se refiere a las partículas, para los combustibles sólidos el límite es de 50 mg/Nm³ y en el caso de combustibles gaseosos de 5 mg/Nm³, para el caso general.

El R. D. prevé asimismo modificaciones importantes en cuanto a la legislación anterior, en las con-

diciones de medición de las emisiones, el período de estas mediciones y la determinación de las desviaciones de los valores medios. Ello exige la implantación de equipos de medición continua para muchas instalaciones.

11.2.2. Normativa comunitaria respecto a emisiones de fuentes móviles.

Tras la adhesión a las Comunidades Europeas se han ido incorporando al ordenamiento jurídico español las directivas comunitarias en vigor. Dichas directivas se caracterizan por ser directivas de aproximación de las legislaciones de los Estados miembro (Cuadros 3 y 4).

Su incidencia en el sector energético proviene de

Cuadro 3
EMISIONES FUENTES MOVILES (VEHICULOS A MOTOR)

Disposiciones Españolas	Disposiciones Comunitarias
<p>R.D. 3025/74 de limitación contaminación atmosférica producida por vehículos automóviles primer desarrollo de la Ley 38/72 de Protección del Medio Ambiente atmosférico.</p> <p>R.D. 2028/86 Normas para la aplicación de las diferentes directivas comunitarias relacionadas con la homologación de tipos de vehículos.</p> <p>O. del MINER de 24 noviembre 1989 que actualiza el R.D. 2028/86.</p>	<p>Directiva marco 70/220 CEE reflexión de emisiones a la atmósfera de ciertos contaminantes procedentes de vehículos de turismo que utilicen gasolina.</p> <p>D. 72/306 de medidas contra emisiones de motor diesel.</p> <p>D. 74/290 de medidas contra emisiones de motor de encendido por chispa.</p> <p>D. 77/102 de medidas contra emisiones de motor de encendido por chispa.</p> <p>D. 78/537 de medidas de emisiones de contaminantes de motor diesel de tractores agrícolas o forestales.</p> <p>D. 78/665 de medidas contra emisiones de motor de encendido por chispa.</p> <p>D. 83/351 de medidas contra emisiones de motor de encendido por chispa.</p> <p>D. 88/76 de medidas contra emisiones de vehículos de gasolina de cilindrada superior a 1.400 cm³ y de vehículos con motor diesel con cilindrada entre 1.400 y 2.000 cm³.</p> <p>D. 88/77 vehículos de motor diesel pesado.</p> <p>D. 88/436 que regula emisiones de partículas procedentes de vehículos con motor diesel.</p> <p>D. 89/458 que regula emisiones de vehículos de gasolina con cilindrada superior a 1.400 cm³.</p>

La normativa comunitaria y los acuerdos internacionales

Cuadro 4

FECHAS PARA LA HOMOLOGACION DE VEHICULOS Y PUESTA EN PRIMERA CIRCULACION

	Homologación	Puesta en Primera Circulación
Vehículos de gasolina con cilindrada mayor de 2.000 cm ³	1 oct. 1990	1 oct. 1990
Vehículos de gasolina con cilindrada entre 1.400 cm ³ y 2.000 cm ³	1 oct. 1992	1 oct. 1994
Vehículos de gasolina con cilindrada inferior a 1.400 cm ³	1 jul. 1992	1 dic. 1992
Vehículos con motor diesel de inyección directa con cilindrada comprendida entre 1.400 cm ³ y 2.000 cm ³	1 oct. 1995	1 oct. 1997
Vehículos diesel (regulación de emisión de partículas)	1 oct. 1994	1 oct. 1996

que aumentará la demanda de gasolina sin plomo, condición requerida para el uso de catalizadores.

Estas disposiciones tienen especial relevancia por su contribución al logro de los objetivos de reducción de las emisiones de hidrocarburos, de CO y sobre todo de NO_x, dado que el sector del transporte es el más adecuado para reducir esas emisiones que pueden disminuir hasta el 90 % con el empleo de catalizadores en vehículos de gasolina.

El R. D. 2028/86 y la Orden de 24 de noviembre de 1989 establecen las fechas para la homologación de vehículos y puesta en primera circulación de los mismos, indicadas en el Cuadro 4.

II.2.3. Normativa comunitaria sobre la calidad de los productos petrolíferos.

La incidencia de la normativa de especificaciones sobre el sector petrolífero en España es muy importante, ya que las características de calidad de los productos van a constituir un aspecto de competitividad muy relevante en el futuro. Por otra parte, cabe esperar avances de la legislación comunitaria a medio y largo plazo, manteniendo una evolución dinámica, como en los últimos años.

En el cuadro 5 figuran las disposiciones comunitarias y españolas más relevantes.

Mientras que la Directiva para reducir emisiones en las GIC es de importancia sustantiva para las

centrales eléctricas, las normativas sobre especificaciones de los productos petrolíferos son fundamentales para el sector del petróleo, porque afectan a la calidad de la mayor parte de su producción, mientras que la Directiva de las GIC sólo les afecta en los combustibles usados para consumos propios en los mayores hornos y calderas.

II.2.4. Normativa comunitaria sobre la calidad del agua.

La normativa comunitaria vigente en este campo puede agruparse en tres ámbitos; el primero, está constituido por el conjunto de Directivas que regulan la calidad de las aguas potables (D. 75/449, D. 79/869 y D. 80/778). El segundo recoge las Directivas para regular la calidad de las aguas para otros usos (D. 76/160, D. 78/659 y D. 79/923). Por último, deben citarse las Directivas que regulan el vertido de sustancias peligrosas al medio acuático (D. Marco 76/464 relativa a la contaminación producida por vertidos al mar).

Cabe mencionar asimismo la Directiva 86/280 que establece límites de calidad para residuos comprendidos en el Anexo I de la Directiva Marco 76/464. A su vez la Directiva 88/347 modifica el Anexo II de la Directiva 86/280, introduciendo límites de calidad para cuatro nuevas sustancias (Dicloroetano, Tricloroetileno, Tetracloroetileno y Triclorobenceno), existiendo sucesivas Directivas de desarrollo.

Energía y medio ambiente

Cuadro 5
ESPECIFICACIONES DE COMBUSTIBLES LIQUIDOS

Disposiciones Españolas	Disposiciones Comunitarias
R.D. 284/85 que regula el contenido de azufre y plomo en las gasolinas.	D. 75/716 relativa a aproximación de legislaciones en materia de contenido de azufre de determinados líquidos.
R.D. 2482/86 que regula el contenido de plomo y azufre en las gasolinas.	D. 87/219 que modifica la D. 75/716
R.D. 1485/87 por el que se modifica el R.D. 2482/86 de 25 de septiembre que fija especificaciones de gasolinas, gasóleos y fuelóleos en concordancia con las de la CEE.	Decisión del Consejo 82/459 por la que se establece un intercambio recíproco de informaciones y datos procedentes de las redes y estaciones aisladas que miden la contaminación atmosférica en los Estados miembro.
R.D. 1513/88 por el que se establecen nuevos contenidos máximos de plomo en las gasolinas.	D. 78/611 referente a aproximación de legislaciones respecto a contenido de plomo de la gasolina.
O. del Ministerio de Economía y Hacienda e Industria y Energía por la que se aprueban los aditivos y agentes trazadores e incorpora a las distintas clases de gasolinas y gasóleos.	D. 85/210 Modifica la D. 78/611.
	D. 85/1881 sobre adopción por adhesión de España y Portugal a la CEE de la D. 85/210.
	D. 87/916 que modifica la anterior.

También debe hacerse mención a la Decisión 81/420, referente al Protocolo para combatir la contaminación en el mar Mediterráneo.

La transposición al ordenamiento jurídico de esta normativa es prácticamente total con la salvedad de alguna disposición de rango de Orden Ministerial, estando llevando a cabo las refinerías españolas el proceso de adquisición.

Debe tenerse en cuenta el elevado dinamismo en el proceso de aprobación de nuevas disposiciones y el hecho de que una parte importante de las vigentes implican compromisos a medio plazo. Entre éstas cabe destacar:

- En breve está prevista la entrada en vigor del R. D. sobre medidas de prevención de operaciones de carga y descarga de hidrocarburos, lo que dará lugar a una actualización de los terminales de carga y de los sistemas de control y prevención de derrames costeros.

- En 1993 la aplicación para España de la Directiva CEE referente a la obligatoriedad del tratamiento de aguas residuales municipales, reforzará de nuevo la aplicación de la normativa en los vertidos industriales.
- En 1994, de acuerdo con las recomendaciones de la Convención de París (89/5) el contenido de hidrocarburos de los efluentes deberá ser inferior a 5 mg/l. Cabe esperar adicionalmente una reducción en los límites autorizados de amoníaco y fenoles.

II.2.5. Normativa comunitaria sobre evaluación del impacto ambiental y sobre la calidad del aire

Mediante el Real Decreto legislativo 1302/1986 y el Real Decreto 1131/1988, se homologa la legislación nacional con la existente en los países más desarrollados y en particular con la de la CEE, recogida en la Directiva 85/377/CEE.

La normativa comunitaria y los acuerdos internacionales

Esta técnica singular, que introduce la variable ambiental en la toma de decisiones sobre los proyectos con incidencia importante en el medio ambiente, se ha venido manifestando como la forma más eficaz para evitar los atentados a la naturaleza, proporcionando una mayor fiabilidad y confianza a las decisiones que deban adoptarse al poder elegir, entre las diferentes alternativas posibles, aquella que mejor salvaguarde los intereses generales desde una perspectiva global e integrada y teniendo en cuenta todos los efectos derivados de la actividad proyectada.

La importancia para los sectores energéticos radica en que no estando dirigida exclusivamente hacia ellos, una parte importante de las actividades obligadas a realizar la evaluación están directa o indirectamente relacionadas con la energía:

- Refinerías de petróleo bruto así como las instalaciones de gasificación y de licuefacción de al menos 500 toneladas de carbón de esquistos bituminosos al día.
- Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión con potencia térmica de al menos 300 MW.
- Grandes presas.
- Extracción a cielo abierto de hulla, lignito y otros minerales.

Además de las instalaciones energéticas obligadas por los RR.DD. mencionados a realizar la evaluación de impacto ambiental, prácticamente en todos los proyectos energéticos de cierta relevancia, en su proceso de autorización, se realizan los estudios pertinentes para efectuar esa evaluación. En este sentido, se señalan a continuación algunas instalaciones significativas de los sectores eléctrico, del gas y minero, indicando su impacto ambiental y los estudios que se realizan para evaluarlo y definir las medidas necesarias.

A) SECTOR ELECTRICO

— Subestaciones:

Por su propio concepto, la principal repercusión medioambiental de las subestaciones es su incidencia visual y paisajística. Este impac-

to puede ser reducido notablemente por la mayor libertad de elección que ofrece en la determinación concreta de su localización.

— Líneas:

En la ampliación de la Red de Alta Tensión, se realizarán estudios de acotación del área viable técnica y económicamente para el emplazamiento, definiendo sus condicionantes ambientales, técnicos y legales y determinando el pasillo para el trazado de las líneas que signifique menor impacto ambiental. Asimismo, se estudiarán con detalle los elementos y condicionantes locales del entorno del pasillo y la propuesta de medidas protectoras y correctoras de los impactos que se puedan producir.

B) SECTOR DEL GAS

— Gasoductos, yacimientos subterráneos y estaciones de compresión:

Estas instalaciones están igualmente sometidas a autorización administrativa, exigiendo su realización completar el trámite de información pública (gasoductos). Este procedimiento permite la incorporación de los efectos medioambientales del proyecto en dos de las fases del desarrollo del proceso de autorización:

- En primer lugar, los efectos medioambientales son incorporados en el proceso de toma de decisión administrativa.
- En segundo lugar, el trámite de información pública y la comunicación a los organismos administrativos competentes aseguran que todas las alegaciones sobre el impacto ambiental de estos proyectos son incorporadas al proceso de decisión.

Caben dos puntualizaciones en este sentido: por una parte, el escaso efecto perjudicial sobre el paisaje y medio ambiente de las instalaciones de transporte, y almacenamiento de gas natural, por estar situadas en su mayor parte bajo tierra; una vez finalizada la instalación, el paisaje no queda alterado por los trabajos realizados. Por otra parte, desde el punto de vista de la contaminación atmosférica, el gas natural ofrece importantes ventajas frente a energías alternativas.

Energía y medio ambiente

Es especialmente relevante la importancia que se otorga a la consideración de los efectos medioambientales en la aprobación y ejecución de estas instalaciones y, especialmente, en las conexiones internacionales de la Red Española de Gasoductos. En la conexión con la red europea se consideraron tres trazados alternativos (Col de Pau, Somport y Larrau, todos ellos cruces por los Pirineos). Finalmente, se adoptó el trazado a través del cruce de Larrau, modificando el trazado inicial a través de suelo nacional para minimizar su impacto medioambiental, resultando un trazado final más largo que el inicialmente contemplado.

C) MINERÍA ENERGÉTICA.

La minería energética tiene una incidencia especial en la configuración del medio próximo y en la contaminación de aguas subterráneas y superficiales.

En la minería a cielo abierto, las principales actividades de reducción de impacto se centrarán en la restauración de terrenos y en el tratamiento de aguas superficiales, especialmente en aguas de drenaje.

En la minería subterránea el impacto ambiental es intrínsecamente bajo, aunque está previsto el correspondiente tratamiento de aguas de drenaje.

Asimismo, se finalizará en plazo breve la adecuación de los vertidos de los lavaderos de carbón existentes tanto en minería subterránea como a cielo abierto.

Por otra parte, la antigüedad de muchas instalaciones mineras y el abandono de otras darán lugar, a la correspondiente restauración de terrenos de acuerdo con la legislación vigente.

Finalmente, es importante subrayar que la normativa que regula la calidad del aire en España, es decir, los niveles de inmisión, está plenamente homologada con la comunitaria, mediante los RR.DD. 1613/1985 y 717/1987. Aunque alcanzar la calidad requerida es un objetivo que compete a todos los focos emisores, el interés de esta normativa radica en que sus modificaciones futuras podrían hacer conveniente, la modificación de los límites a las emisiones de los combustibles fósiles, entre otras medidas.

II.3. Compromisos internacionales

En el ámbito de las Naciones Unidas y a partir de la Convención de Ginebra de 1979 sobre contaminación transfronteriza a larga distancia, ratificada por España en 1983, se ha creado un programa de medio ambiente de creciente importancia para la política global y europea.

La creación del programa europeo EMEP tiene por objeto cumplir con lo dispuesto en dicha Convención, que preveía el establecimiento de políticas, estrategias y sistemas de vigilancia y control de la calidad del aire, con objeto de lograr una protección integral del medio ambiente frente al grave problema de las denominadas «lluvias ácidas».

El citado programa EMEP del Convenio de Ginebra pretende evaluar y controlar este tipo de contaminación mediante una Red europea de vigilancia de la contaminación de «fondo», diseñar modelos de transporte de flujos transfronterizos, y estudiar sus efectos a través de unos Centros Meteorológicos de síntesis y de coordinación química concertados al efecto. Junto a los inventarios anuales de las emisiones nacionales globales de contaminantes atmosféricos reticulados en mallas determinadas, se controla el cumplimiento de las obligaciones de dicho Convenio, así como de sus posibles protocolos. La primera estación EMEP española comenzó a funcionar en noviembre de 1985.

Por otra parte, el desarrollo de la Convención de Ginebra ha dado lugar a dos Protocolos, el de Helsinki y el de Sofía.

- En el Protocolo de Helsinki, los países firmantes en 1985, se comprometieron a reducir sus emisiones anuales de SO₂ o sus flujos transfronterizos al menos el 30 %, cuanto antes y como muy tarde en 1993 respecto a las emisiones de 1980, reconociendo además la necesidad de que cada país estudiase la posibilidad de acometer individualmente reducciones mayores.

Los países no adheridos al Protocolo —entre los que se encuentra España—, contribuirían no obstante de manera significativa a la reducción de la contaminación atmosférica transfronteriza o continuarían esforzándose para controlar las emisiones de SO₂.

Plan de medidas y resultados previstos

- En el Protocolo de Sofía, los países firmantes —incluida España—, tomarían medidas para estabilizar antes del 31/12/1994, las emisiones de óxidos de nitrógeno o sus flujos transfronterizos al nivel de las emisiones de 1987.

En relación con el fenómeno del cambio climático, que constituye un elemento fundamental de análisis en el ámbito del programa de medio ambiente de las Naciones Unidas, las conclusiones del panel intergubernamental sobre cambio climático (IPCC) y de la segunda conferencia de cambio climático de Ginebra, han iniciado el avance hacia la elaboración de una política global de limitación de emisiones de los gases de efecto invernadero.

El 4 de octubre de 1990, los Consejos de Ministros de la Comunidad Europea de Medio Ambiente y de Energía, adoptaron un compromiso de estabilización global de emisiones de CO₂ en el año 2000 al nivel de 1990. Dicho compromiso se aplicará con un grado de exigencia distinto a los países miembros, en función esencialmente de sus necesidades de desarrollo económico y social y teniendo en cuenta su posición de partida en términos de emisiones por habitante. El programa de medidas para la contribución de España a este objetivo, tomará como base el contenido de los programas de ahorro y de limitación de emisiones en el sector energético del PEN.

III. PLAN DE MEDIDAS Y RESULTADOS PREVISTOS

III.1. Plan de medidas y resultados previstos

1. REDUCCION DE LAS EMISIONES DE SO₂.

El cuadro 6 recoge las emisiones de SO₂ en 1980, 1990 y las previstas en el año 2000 y el Cuadro 7 las de las GIC existentes. En 1980 las emisiones de las GIC fueron el 69 % de las emisiones totales.

En este contexto, tiene plenamente sentido que en el seno de la CEE se haya propuesto la Directiva 88/609/CEE para reducir las emisiones en las grandes instalaciones de combustión.

Con estos antecedentes, el programa de medidas para cumplir con los objetivos medioambientales de este PEN, logrando reducciones en las emisiones mayores que las exigidas por la normativa comunitaria, ha de recaer en las GIC y fundamentalmente en las centrales eléctricas.

Reducción de emisiones de SO₂ en las grandes instalaciones de combustión existentes

De los compromisos asumidos en la Directiva 88/609/CEE para 1993, 1998 y 2003, el más im-

Cuadro 6
EMISIONES DE SO₂

	1980		1990 (1)		2000	
	kTo SO ₂ /año	Estructura	kTo SO ₂ /año	Estructura	kTo SO ₂ /año	Estructura
Industria	753	22,69 %	444	19,17 %	433	19,42 %
Transporte	171	5,15 %	131	5,66 %	160	7,17 %
Resto (Sector primario, doméstico y terciario)	68	2,05 %	57	2,46 %	45	2,02 %
Sectores transformadores (Eléctrico, refino, carbón)	2.327	70,11 %	1.684	72,71 %	1.592	71,39 %
Total	3.319	100,00 %	2.316	100,00 %	2.230	100,00 %
Indice	100		69,8		67,2	

(1) Datos provisionales.

*Energía y medio ambiente***Cuadro 7****EMISIONES DE SO₂ DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTION (GIC) EXISTENTES**

	1980		1990 (1)		2000	
	kTo SO ₂ /año	Estructura	kTo SO ₂ /año	Estructura	kTo SO ₂ /año	Estructura
Total centrales de carbón	1.527	66,68 %	1.366	84,74 %	1.177	88,49 %
Centrales de fuel y gas	592	25,85 %	76	4,71 %	17	1,28 %
Total sector eléctrico (SP)	2.120	92,58 %	1.442	89,45 %	1.194	89,77 %
Varios	20	0,87 %	20	1,24 %	20	1,50 %
Refinerías (2)	150	6,55 %	150	9,30 %	116	8,72 %
Total G.I.C. Éxistentes	2.290	100,00 %	1.612	100,00 %	1.330	100,00 %
Indice	100		70,4		58,1	

(1) Datos provisionales.

(2) En 1980 emisiones totales o concepto burbuja.

portante es el de 1998, por ser la primera vez que se exige una reducción significativa de las emisiones respecto al valor de 1980. Por otra parte, las emisiones de las GIC existentes en el año 2000 se supone que serán prácticamente iguales a las del 1998, ya que no se prevé que entre ambos años se modifique sustancialmente ni la estructura del parque ni su utilización.

Las medidas para reducir las emisiones de SO₂, pueden agruparse en dos tipos:

- Reducción de contenido de azufre por termia de la mezcla de los combustibles empleados, mediante el aumento de la participación del carbón importado de bajo azufre y del gas natural en algunos grupos, y mediante la modificación del mix de producción de manera que aumente la participación de centrales con menores emisiones específicas.
- Instalación de lavaderos, de tecnologías de combustión limpias o de equipos de desulfuración. Estos equipos admiten a su vez una gama variada de opciones, en función de la reducción de emisiones que se desee y de las calidades exigidas de los residuos, incluyendo desde la inyección de cal en caldera hasta la desulfuración vía húmeda.

La Directiva concede plena libertad para que cada

país realice su propio ejercicio de optimización, combinando los métodos indicados y eligiendo las GIC donde actuar, el momento y la intensidad.

En este contexto, la elección de medidas que se proponen se ha basado en un criterio de minimización de costes y de fomento de la adopción de tecnologías limpias. Las medidas adoptadas son mayoritariamente las que reducen el contenido de azufre en mezcla de combustibles empleados, que además de su ventaja de menor coste, requieren una inversión menor y ofrecen una mayor flexibilidad de implantación. Este tipo de medidas serán también adoptadas en las refinerías, junto con un importante aumento de la cogeneración con gas.

Las actuaciones más importantes del plan de reducción de emisiones de SO₂ en las GIC existentes, algunas ya realizadas, son:

- Repowering de algunas centrales de fuel-oil existentes y empleo de gas natural como combustible.
- Aumento de la participación del carbón importado de bajo contenido en azufre en las centrales de carbón nacional, especialmente en las de lignitos.
- Reducción gradual del contenido de azufre del

Plan de medidas y resultados previstos

fuel utilizado en las centrales extrapeninsulares y, en su caso, peninsulares.

- Aumento significativo de la cogeneración en refinerías.
- Utilización en hornos y calderas de las refinerías de combustibles con menor contenido de azufre.
- Lecho fluido de Escatrón.
- Lavadero de Teruel.
- Reducción de los consumos energéticos específicos de las centrales mediante los incentivos económicos contenidos en el Marco Legal y Estable.

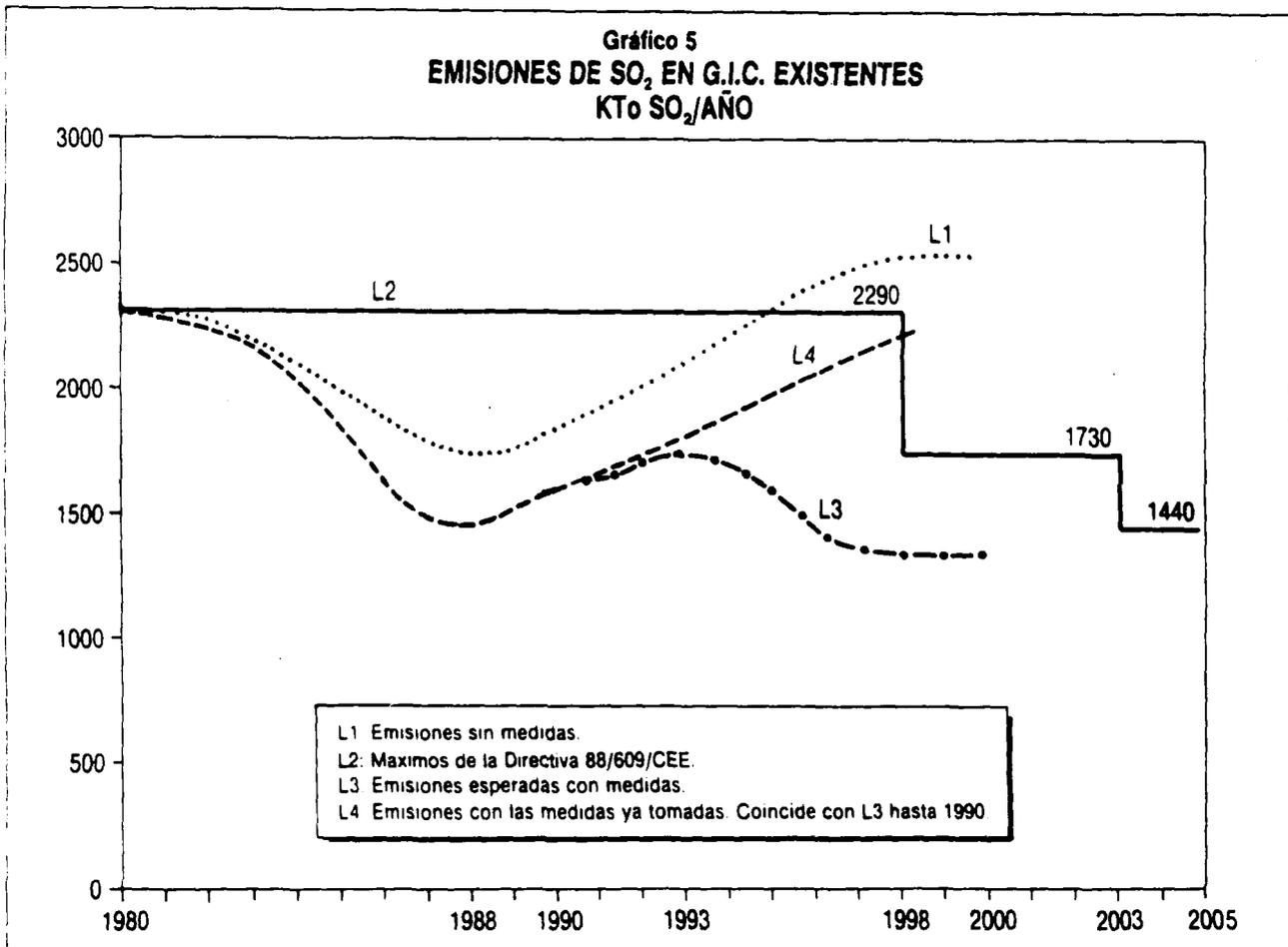
Con estas medidas se conseguirá una mejora medioambiental sustantiva: se pasará de unas emisiones tendenciales en el año 2000 de 2.537 kto de SO₂ a las emisiones objetivo de 1.330 kto,

es decir, una reducción del 47,5 % y del 41 % respecto a las emisiones de 1980.

Ello permitirá cumplir ampliamente con las exigencias de la Directiva, que en el año 2000 son de 1.730 kto de SO₂.

En cuanto al calendario, las medidas se implantarán gradualmente y atendiendo al criterio de optimización de la explotación del sistema eléctrico, estando operativas previsiblemente a mediados de la década.

En el Gráfico 5 se recogen la evolución de las emisiones sin medidas de reducción o emisiones tendenciales (L1), la evolución de las emisiones establecidas en la normativa comunitaria (L2), la evolución de las emisiones con las medidas ya tomadas (L4) y, finalmente, el objetivo que se propone este PEN con la adopción de medidas adicionales (L3). Las líneas L3 y L4 son, por tanto, coincidentes hasta 1990.



Energía y medio ambiente

Las emisiones tendenciales —L1— registran una fuerte caída entre 1980 y 1988, como consecuencia de la entrada en operación de los grupos nucleares. El mínimo se produce en 1988, año en que, con la entrada en funcionamiento de Vandellós II y Trillo I el parque térmico convencional presenta un bajo grado de utilización. A partir de este año, aumenta la utilización de las centrales térmicas existentes hasta los niveles de 1980, dando lugar a unas emisiones que habrían alcanzado un máximo en torno al año 2000, al añadir a las emisiones de 1980 las de los nuevos grupos de carbón que entraron en operación entre 1980 y 1987.

Reducción de las emisiones de SO₂ en las GIC nuevas

De acuerdo con los objetivos establecidos, las emisiones reales del nuevo equipo eléctrico serán muy inferiores a las previstas en la Directiva, por las siguientes razones:

- Los lechos fluidos atmosféricos están diseñados para obtener emisiones especialmente bajas, y aún menores en el caso de la planta de gasificación de Puertollano.
- El carbón suministrado a Puentenuovo tiene un contenido de azufre muy bajo, de manera que sus emisiones no superarán los 800 mg/m³ que se exigirán a la nueva potencia de carbón de importación.

Reducción de emisiones de SO₂ fuera de las GIC

Las medidas más importantes en este sentido son:

- La reducción de emisiones específicas del parque eléctrico a partir de la implantación de 1.340 MW de ciclo combinado.
- Todos los programas del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, desde el de ahorro al de cogeneración, tienen un impacto medioambiental muy favorable en SO₂, por su doble función de reducir el consumo de energía y de incrementar el uso de energías con menores emisiones, como el gas y las energías renovables. Se estima que sin el PAEE las emisiones previstas en 300 kto, en función de las características de los combustibles alternativos que se utilizaran.

- También se han reducido las emisiones de SO₂ al disminuir el contenido de azufre en gasóleos hasta el 0,3 % para cumplir con las nuevas especificaciones derivadas de las normas comunitarias. La efectividad de las actuaciones sobre este combustible es pequeña comparada con la que puede obtenerse en las centrales eléctricas, que utilizan combustibles con contenido de azufre sensiblemente mayor al de los gasóleos. Sin embargo, la reducción que se obtiene es cualitativamente importante porque incide sobre todo en la calidad medioambiental urbana.

2. MEDIDAS PARA LA REDUCCION DEL NO_x

El NO_x es un contaminante con una problemática muy distinta a la del SO₂ y del CO₂. Las emisiones no son consecuencia únicamente de las características de los combustibles, como sucede con el SO₂ y el CO₂, sino que dependen también y, de manera significativa, de las condiciones en que tenga lugar la combustión, del grado de carga, del tipo de caldera y de los quemadores empleados.

Las GIC suponen menos de un tercio del total de las emisiones de NO_x, a diferencia del caso de las emisiones de SO₂, donde el peso de las que proceden de las GIC es aproximadamente de dos tercios. Las medidas más importantes para la reducción del NO_x serán las que afecten al uso de la energía en el sector transporte, sector que origina en torno al 64 % del total de estas emisiones. En consecuencia, la mayor parte de las disposiciones para la reducción de las emisiones de fuentes móviles están referidas al NO_x, pudiéndose aplicar técnicas —los catalizadores de tres vías— que permiten reducir el NO_x emitido desde estas fuentes hasta un 90 %.

El Protocolo de Sofía se cumplirá por tanto añadiendo a las medidas de reducción en el sector energético las que afectan al sector transporte, que son las más importantes a estos efectos

La determinación de los objetivos de reducción de las emisiones de NO_x para las Grandes Instalaciones de Combustión contó en el momento de fijarlas con la dificultad de estimar adecuadamente el nivel de emisiones de 1980, año base para el comienzo de las reducciones. No se disponía entonces de las mediciones necesarias y su estimación, como es bien sabido, presenta dificul-

Plan de medidas y resultados previstos

tades, sobre todo cuando se trata de grupos de carbón que, en el caso español, tienen un peso relativo muy elevado dentro del parque.

Para que las emisiones totales de NO_x de las GIC existentes no superen en 1998 las 277 kto. que figuran en la Directiva, se utilizarán los siguientes tipos de medidas:

- Utilización de quemadores de bajo NO_x.
- Modificación de los quemadores.
- Combustión por etapas.
- Repowering de algunas centrales de fuel y utilización del gas natural.

Estas actuaciones permitirán reducir las emisiones de NO_x hasta alcanzar el nivel de 263 kto. en el año 1998, nivel que es inferior al establecido en la Directiva de referencia.

El calendario y el número de centrales donde se vayan implantando estas medidas se irá modulando a la vista de los resultados que se vayan obteniendo, teniendo en cuenta asimismo las singularidades que presenta cada grupo, el tipo de explotación que se realice, y las características específicas de los carbones utilizados.

En cuanto a las GIC nuevas y a los efectos del PAEE sobre la reducción de emisiones del NO_x, son aplicables las consideraciones hechas para el SO₂.

3. REDUCCION DE LAS EMISIONES DE CO₂

La Comunidad Económica Europea ha asumido el compromiso de la estabilización de estas emisiones sobre la base que podrá alcanzarse mediante medidas «no regret». Aunque dichas medidas no fueran suficientes para alcanzar este ob-

jetivo, en el contexto actual no estaría justificado el recurso a medidas «regret», por varias e importantes razones: las incertidumbres científicas existentes; la ausencia de tecnologías económicas para reducir esas emisiones, a diferencia de lo que sucede con el SO₂ y el NO_x (por lo que los procedimientos para limitar estas emisiones se reducen a dos, limitar el consumo de energía y/o emplear energías con menor contenido de carbono por termia); la pérdida de competitividad que pudiera producirse en la CEE respecto a terceros países; y el hecho de que los países grandes productores de estas emisiones (USA, China, URSS) no han asumido compromisos para limitarlas.

En el caso de España, hay otra importante razón adicional para justificar el empleo de las medidas tomadas: las emisiones de CO₂ por persona en España son del orden del 64 % de la media de la CEE-12 e inferiores a la mitad de las de los países comunitarios más desarrollados, circunstancia que refleja un menor consumo de energía por persona y en último extremo una menor renta per cápita en España.

En este marco, el PEN contiene un conjunto de medidas que, además de contribuir a los objetivos energéticos de optimizar los costes del suministro y de aumentar la eficiencia, inciden sobre las emisiones de CO₂ reduciendo sensiblemente su crecimiento.

Se indican a continuación las medidas más importantes, indicando si inciden sobre las emisiones de CO₂ mediante su contribución al ahorro de energía, a la sustitución de las energías con mayor contenido de carbono, o a ambas.

Medidas para limitar las emisiones de CO ₂	Efecto ahorro o aumento de la eficiencia	Efecto sustitución
1. Consumidores finales: — Programa de ahorro del PAEE — Programa de sustitución del PAEE para aumentar el uso del gas natural — Programa de cogeneración del PAEE
2. Sector eléctrico — Repowering de las centrales de fuel y empleo de gas natural — Empleo de ciclos combinados con gas natural — Gasificación de Puertollano

*** Elevada contribución

Energía y medio ambiente

Cuadro 8
EMISIONES DE CO₂ (1)

	1990 (2)		2000	
	kTo CO ₂ /año	Estructura	kTo CO ₂ /año	Estructura
Industria	45.642	20,94 %	48.555	17,85 %
Transporte	67.063	30,76 %	86.749	31,89 %
Resto (Sector primario, doméstico y terciario)	25.356	11,63 %	27.265	10,02 %
Sectores transformadores (Eléctrico, refino, carbón)	79.939	36,67 %	109.430	40,23 %
Total	218.000	100,00 %	272.000	100,00 %
Indice	100		124,8	

(1) Emisiones provenientes del uso de combustibles fósiles con fines energéticos.

(2) Datos provisionales.

Los resultados más relevantes son:

- Entre 1990 y el año 2000 se espera que las emisiones de CO₂ aumenten el 25 %, como consecuencia de un crecimiento del 18 % en las emisiones producidas por los consumidores finales y de un 37 % en las emisiones de los sectores transformadores (centrales eléctricas, refinerías, coquerías), como recoge el Cuadro 8.
- El 18 % mencionado es un crecimiento relativamente bajo, muy inferior al 41 % del PIB, debido a que la contribución del PAEE reduce la demanda final y aumenta el consumo de gas.
- También en los sectores transformadores el crecimiento hubiera sido muy superior al 37 % si no se hubieran tomado medidas, por las siguientes razones:
 - En el sector del refino, el aumento de los consumos propios habría sido elevado, al ir aumentando el grado de conversión y la complejidad de las refinerías. El fuerte aumento de la cogeneración, el empleo de gas natural y la puesta en marcha de medidas para aumentar la eficiencia contribuyen a limitar sus emisiones.

- En el sector eléctrico las emisiones de CO₂ sin medidas hubieran tenido una tasa de crecimiento muy superior a la del consumo eléctrico, dado que se parte de una estructura de generación con muy bajo contenido de carbono por la elevada participación de la energía nuclear y de las energías renovables, en particular de la hidráulica. En este sentido, en 1990 las energías mencionadas que no originan emisiones de CO₂, produjeron la energía eléctrica equivalente al 56 % del consumo eléctrico peninsular.

Debe destacarse, por último, que si bien en 1990 las emisiones por persona de CO₂ fueron el 64 % de la media de la CEE, aún cumpliéndose el objetivo global de la estabilización pasarían a ser el 80 %, todavía sensiblemente por debajo de la media.

III.2. Nuevos requerimientos y medidas medioambientales

Con objeto de que el nivel global de emisiones para el conjunto de la CEE en el año 2000 sea el mismo que el del año 1990 se prevé que será

Plan de medidas y resultados previstos

adoptado próximamente un acuerdo a nivel comunitario para la fijación de las tasas de variación de las emisiones de CO₂ en cada uno de los países miembros. En este contexto, se está considerando también la utilización de medidas fiscales que graven el consumo de energía y el uso de las energías con mayor contenido de carbono por termia, para disminuir las emisiones de CO₂. Si estas medidas se centran mayoritariamente en las gasolinas, su incidencia será especialmente relevante en la reducción de las emisiones de CO₂ y NO_x.

Otros temas de discusión, estrechamente relacionados entre sí y con una repercusión importante en las políticas medioambiental y energética son la creciente importancia de la contaminación transfronteriza, el interés en plantear la reducción de las emisiones con una perspectiva supranacional y la introducción del concepto de «carga crítica», o cantidades máximas de contaminantes que puede admitir un ecosistema.

La generalización de estos principios plantea el problema de la evaluación de costes y beneficios de alternativas energéticas distintas cuando la decisión implica a más de un país, así como la di-

ficultad de distribuir entre países la financiación para poner en práctica las medidas requeridas.

Entre los primeros pasos que se han dado en la línea descrita se encuentran: el Convenio de ES-POO, que concede un papel importante en el proceso de evaluación del impacto ambiental a los países receptores de la contaminación transfronteriza; el protocolo para reducir las emisiones de los compuestos orgánicos volátiles (COV), que podría concluirse en breve en el marco del Convenio de Ginebra, donde se alude a las cargas críticas; los primeros estudios para valorar la reducción de emisiones precisas en Europa teniendo en cuenta las cargas críticas de los ecosistemas de los diferentes países.

Por otra parte, se encuentra en estudio la viabilidad de un procedimiento para reducir las emisiones de SO₂ teniendo en cuenta todas las fases del ciclo del petróleo desde el refinado al consumo final.

Finalmente, es previsible que la normativa actual relativa a la reducción progresiva de las emisiones y a las especificaciones de los productos se vaya haciendo cada vez más estricta y se amplie

Cuadro 9**EMISIONES DE COMPUESTOS ORGANICOS VOLATILES (COV) EN 1985**

	kTo COV	Estructura
1. Sectores transformadores		
Centrales eléctricas	17	1,91 %
Refinerías	22	2,47 %
Depósitos de combustible	4	0,45 %
Estaciones de servicio	17	1,89 %
Coquerías	3	0,35 %
Total sectores transformadores	63	7,07 %
2. Sectores finales		
Industria	20	2,24 %
Transporte	468	52,16 %
Doméstico y terciario (calderas)	19	2,08 %
Evaporación de disolventes	327	36,45 %
Total sectores finales	834	92,93 %
Total	897	100,00 %

Energía y medio ambiente

a un mayor número de contaminantes. Entre los nuevos requerimientos ambientales de este tipo se encuentran:

- El protocolo de reducción de emisiones de COV que podría concluirse en 1991 donde se considera una reducción del 30 %. Esta reducción afectaría relativamente poco a los sectores transformadores de energía (petróleo, gas, electricidad y carbón) por su pequeña aportación a las emisiones totales, como indica el Cuadro 9. Los sectores que originan la mayor parte de estas emisiones son el transporte y algunos productos industriales como los disolventes. Las emisiones de COV procedentes del uso de la energía en el sector transporte (vehículos de gasolina) se pueden reducir considerablemente mediante la utilización de catalizadores que simultáneamente reducen las de NO_x .
- La tendencia esperada para los principales carburantes es de reducción y posterior eliminación del contenido en plomo y benceno en las gasolinas y reducción del contenido de azufre en gasóleos y fuelóleos.
- Las modificaciones de las especificaciones de los combustibles podrían no ser suficientes para disminuir la contaminación atmosférica originada por las plantas con potencias unitarias inferiores a 50 MW térmicos y por ello podrían adoptarse para estas plantas medidas similares a las adoptadas para las Grandes Instalaciones de Combustión.
- Nuevas disposiciones relativas a las emisiones de las fuentes móviles, con el objetivo de intensificar gradualmente la reducción de las emisiones y de aproximar el tratamiento para las distintas cilindradas, tanto en vehículos diesel como gasolina.

VI

LA INVESTIGACION Y EL DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO

En octubre de 1989, la Comisión Delegada para Asuntos Económicos aprobó el Plan de Investigación Energética (PIE-89), cuyo horizonte temporal abarca hasta 1993. Dicho Plan constituye una revisión del elaborado en 1985, que configuró las bases de ordenación, coordinación y funcionamiento de la investigación energética nacional.

En el horizonte del PEN, y una vez finalizada la vigencia del PIE actual, continuarán realizándose revisiones cuatrianuales del PIE, con objeto de definir las líneas prioritarias de actuación más adecuadas a las modificaciones del entorno.

I. EL PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA VIGENTE

El Plan de Investigación Energética considera dos aspectos diferentes: el Sistema de Investigación Energética, que define la organización de recursos económicos y materiales puesta al servicio de la actividad de I+D, y el Programa de Investigación, que delimita las áreas prioritarias de actuación.

I.1. El Sistema de Investigación Energética

El Sistema de Investigación Energética abarca las actividades de investigación, desarrollo, demostración y difusión de las tecnologías energéticas, y está integrado por diversos tipos de agentes:

- Los organismos del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo responsables de la ejecución, coordinación y/o financiación de las actividades de I+D en el sector energético. Incluyen la Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, que dirige la política científica y tecnológica del sector energético, y dos organismos públicos de investigación (OPIS): el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), y el Instituto Tecnológico Geominero (ITGE).
- Las Oficinas de Coordinación de la Investigación (OCIS), que constituyen el principal instrumento de financiación y apoyo a la actividad de I+D en el seno de las empresas asociadas a los sectores de electricidad (OCIDE), carbón (OCICARBON), gas (OCIGAS) y petróleo (OCIPETROL).

La investigación y el desarrollo en el sector energético

- Las empresas del sector energético, que, aunque no forman parte del sistema, financian y ejecutan una parte importante de la actividad de I+D del sector, siendo especialmente relevantes las relaciones con ENRESA y ENUSA por sus propias peculiaridades.

Los organismos y entidades públicas de investigación cuya actividad principal se desarrolla en ámbitos no energéticos (Universidades, el Consejo Superior de Investigaciones Científicas, el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, etc.), se relacionan con el SIE a través de la realización de proyectos específicos, y constituyen uno de los vínculos de la investigación energética con el Plan Nacional de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico.

El Sistema de Investigación Energética ha definido los mecanismos a través de los cuales se canaliza e instrumenta la financiación del PIE vigente, cuyo valor alcanza un total de 62.450 mn. de pts. para el periodo 1989-1992. Los fondos proceden en un 39 % de los Presupuestos Generales del Estado, en un 37 % de las OCIS y en un 24 % de las empresas del sector.

Los Organismos Públicos de Investigación son esencialmente centros ejecutores de programas de I+D, financiados a través de los Presupuestos Generales del Estado y de los fondos que captan de las entidades nacionales y comunitarias.

Las OCIS asumen las funciones de promoción y evaluación de los proyectos presentados por las empresas y otras entidades, así como la financiación y seguimiento, en su caso, de los proyectos aprobados y de la explotación de los resultados alcanzados. La aprobación de los proyectos, y su consiguiente acceso a la financiación, corresponde a un Consejo compuesto por empresas y Administración a partes iguales, que preside el Secretario General de la Energía y Recursos Minerales.

1.2. El Programa de Investigación Energética

El Programa de Investigación se materializa a través de un conjunto de proyectos de carácter sectorial y horizontal. Los proyectos sectoriales responden a las prioridades de cada uno de los subsectores energéticos, es decir, electricidad, petróleo, carbón, gas y energía nuclear. Las actuaciones horizontales afectan tanto al conjunto del sector energético como a otros sectores de la actividad económica vinculados a las tecnologías energéticas.

La principal característica del Programa de Investigación Energética es la de definir las líneas de actuación que mejor se adecúan a los objetivos del Plan Energético Nacional. Constituye por tan-

Cuadro 1

PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA: 1989-1992

Subsector	Financiación (mn. Ptas.)				Porcentaje por subsector
	Pres. Gen. Estado	OCIS	Empresas	Total	
Carbón	1.220	1.400	1.440	4.060	7 %
Eléctrico	18.211	15.800	6.154	40.165	64 %
Gas	0	900	301	1.201	2 %
Nuclear	4.984	0	5.110	10.094	16 %
Petróleo	0	5.200	1.730	6.930	11 %
Total	24.415	23.300	14.735	62.450	100 %
% Total	39,1 %	37,3 %	23,6 %	100 %	

El plan de investigación energética vigente

to el instrumento para realizar una planificación adaptada a los cambios que puedan producirse en las prioridades de la política energética nacional.

Los Programas de Investigación se diseñan con una periodicidad de cuatro años. Las características del actual Programa, vigente hasta 1993, se indican en el Cuadro 1.

— El sector eléctrico

Este sector incluye el conjunto de actuaciones en I+D que afectan a la generación, transporte y uso de la energía eléctrica, y absorbe el 64 % de la financiación total del PIE vigente.

La actuación del sector eléctrico se centra en el desarrollo de proyectos destinados a: disminuir los costes del sistema; mantener y mejorar la calidad del servicio; conseguir un buen equilibrio con el medio ambiente; mantener e incrementar la disponibilidad y seguridad en centrales nucleares; y desarrollar nuevas tecnologías de futuro.

Dentro del apartado de disminución de costes, que abarca también otros conceptos económicos como el aumento de rendimientos y el alargamiento de vida útil, se abordan proyectos de carácter sectorial que afectan a las distintas fases del servicio eléctrico, es decir, la generación, la gestión centralizada, el transporte y la distribución. Entre las actuaciones dirigidas a este fin se incluyen: la automatización y monitorización de grupos hidráulicos; la optimización de los recursos hidráulicos de una cuenca; la metodología para determinar la vida remanente de una central; la reducción del mínimo técnico de centrales térmicas; el desarrollo de un sistema experto para el control de la química del agua de una central; las mejoras de los equipos y sistemas de entrenamiento de operadores de centrales nucleares; el conocimiento de las causas de las averías de los generadores de vapor de centrales nucleares y de los sistemas de detección y reparación; y el desarrollo y mejora de equipos y aparellaje eléctrico.

La calidad de servicio contempla diversos conceptos de creciente interés social vinculados a la normativa vigente, normativa que incorporará una mayor exigencia en breve plazo dependien-

do, en parte, de las soluciones tecnológicas que lo hagan posible. Algunos de los proyectos abordados en el PIE vigente son: la automatización de la distribución, que incluye la telelectura de contadores, la transmisión por cable de potencia y el tratamiento de datos y órdenes; la mejora de comunicaciones utilizando fibra óptica y radioenlaces; el desarrollo de nuevas y más precisas protecciones analógicas y digitales; el desarrollo de sistemas expertos para el análisis de contingencias y la reposición de servicio; y sistemas de control y gestión de la interrumpibilidad.

La consecución de un mejor equilibrio entre las actividades del sector energético y el medio ambiente tiene un foco de atención principal en los sistemas de combustión limpia, pero comprende, por extensión, cualquier otro tipo de generación, así como al transporte y distribución de la electricidad. En el Programa actual se han abordado proyectos como: el desarrollo de lecho fluido a presión; el lavado de carbones; la inyección de agentes desulfurantes en la caldera; el tratamiento y depuración de gases; el desarrollo y validación de modelos de emisión, transporte e inmisión de contaminantes; el desarrollo de equipos para la detección de contaminantes; procedimientos para la reutilización de las cenizas volantes; el estudio de los efectos de los campos electromagnéticos; los estudios sobre el impacto ecológico de productos radiactivos; y los efectos de la radiación sobre la biosfera y la genética.

Los temas de seguridad son de interés prioritario para la generación con energía nuclear. Algunas de las actuaciones en este sentido contempladas en el Programa vigente son: el desarrollo de metodologías para el análisis de riesgos; la colaboración en programas internacionales sobre simulación y efectos de los accidentes severos; y el conocimiento y mejora de la fiabilidad de componentes y sistemas. La I+D dirigida a mejorar la seguridad incluye áreas distintas a la energía nuclear; también otros elementos, como las grandes presas, por ejemplo, están siendo objeto de estudio.

Por último, dentro del sector eléctrico se contempla el desarrollo de nuevas tecnologías que tienen como factor común una mayor incertidumbre y un plazo de maduración más largo. Una importante línea de actuación del PIE vigente es el desarrollo de las energías renovables, centrado en

La investigación y el desarrollo en el sector energético

Cuadro 2
PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA 1989-1992
SECTOR ELECTRICO

Lineas prioritarias	Financiación	
	mn. ptas.	% sobre total
Disminución de costes	4.885	12,2
Calidad de servicio	2.285	5,7
Combustión limpia	9.390	23,4
Disponibilidad y seguridad de las centrales nucleares	7.925	19,7
Nuevas tecnologías	15.680	39,0
Total	40.165	100,0

la fotovoltaica, la biomasa, la eólica, y la Plataforma Solar de Almería, pudiendo destacarse: la consolidación de la infraestructura fotovoltaica, junto a instalaciones rurales autónomas; la máquina eólica de 1,2 MW; o el aprovechamiento energético de la biomasa forestal. Adicionalmente se viene trabajando intensamente en el desarrollo de la fusión termonuclear, participando activamente en el programa europeo gestionado por EURATOM, en el que la colaboración española se centra en la construcción de la máquina experimental TJ-II y en la participación en los programas de nuevos materiales.

Las tecnologías avanzadas incluyen asimismo el desarrollo de la superconductividad (Programa MIDAS) o el desarrollo de las pilas de combustible, que completan el conjunto de temas de medio y largo plazo del PIE actual.

— *El sector nuclear*

A efectos del PIE, este sector sólo incluye la primera y segunda fase del combustible puesto que su uso para la generación de electricidad está incluido en el sector eléctrico.

La iniciativa corresponde a ENUSA y ENRESA con el frecuente apoyo del CIEMAT y otras entidades. En lo que corresponde a la primera fase

del combustible, el esfuerzo principal se encamina al incremento del grado de quemado y a la reducción de su coste, a través de la participación en proyectos internacionales con los diseñadores del combustible para reactores de agua a presión y de agua en ebullición.

En la segunda fase del combustible, los proyectos se centran en la gestión de los residuos de alta actividad, contemplando tanto su estudio, como la selección de emplazamientos, el diseño de sistemas de almacenamiento y su modelización.

Cuadro 3
PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA
1989-1992
SECTOR NUCLEAR

Lineas prioritarias	Financiación	
	mn. ptas.	% sobre total
Combustible	653	6,5
Caracterización residuos	1.725	17,1
Almacenamiento residuos	4.648	46,0
Desmantelamiento	3.068	30,4
Total	10.094	100,0

El plan de investigación energética vigente

— *El sector del carbón*

En el PIE vigente, este sector contempla proyectos concernientes a la minería y al uso industrial del carbón, ya que todo cuanto corresponde al uso en centrales térmicas está incluido en el sector eléctrico.

El subsector del carbón tiene que afrontar el gran reto de la creación del mercado interior europeo, que redundará en una mayor liberalización y competencia para la explotación propia. En consecuencia, en el área de la minería se vienen abordando proyectos encaminados a mejorar los rendimientos técnico-económicos, procurando la máxima compatibilidad con el mantenimiento y mejora de la seguridad en la mina.

En el uso industrial, los proyectos se centran en la optimización de la utilización del carbón, sobre todo desde la óptica medioambiental y del rendimiento, con especial atención a los ensayos y desarrollos en el campo de los lechos fluidos.

Cuadro 4

**PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA
1989-1992
SECTOR CARBON**

Lineas prioritarias	Financiación	
	mn. ptas.	% sobre total
Minería	3.320	81,8
Utilización	740	18,2
Total	4.060	100,0

— *El sector del gas*

Este sector ordena sus actividades de investigación para atender problemas surgidos, fundamentalmente, de la producción, almacenamiento, transporte y distribución, así como los relacionados con la utilización en la industria, en el comercio o en el sector doméstico.

En el área de la producción y distribución, los proyectos incluyen la automatización de instalaciones, la reducción de costes y la utilización de nuevos materiales, como el polietileno.

En el área de los usos del gas se viene trabajando en: el desarrollo de nuevos equipos, como la bomba de calor; la mejora de rendimientos; el desarrollo de equipos de producción de frío; el uso del gas en automoción; o la reducción de emisiones contaminantes.

Por último, la I+D abarca otros temas generales, tales como la mejora de la seguridad, proyectos de investigación básica sobre parámetros fundamentales del gas y su combustión, o los posibles efectos de la combustión sobre el calentamiento de la atmósfera.

Cuadro 5

**PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA
1989-1992
SECTOR GAS**

Lineas prioritarias	Financiación	
	mn. ptas.	% sobre total
Transporte y Distribución	654	54,5
Utilización	440	36,6
Otras	107	8,9
Total	1.201	100,0

— *El sector petróleo*

Las actividades de I+D incluyen las referidas al refino y obtención de productos petrolíferos, y las concernientes al uso de tales productos.

En el área de refino y obtención de productos el actual Programa se viene centrando en proyectos referidos a tres temas: el medio ambiente, en un sentido amplio, afectando a todos los efluentes gaseosos, líquidos y sólidos, así como a estudios sobre ruidos; la mejora de la seguridad, tanto en las propias plantas como en el manejo y distribución de productos fuera de ellas; y el ahorro energético integrado o no en el proceso, siempre y cuando pueda ser de interés general.

En lo que se refiere al uso de los productos, las áreas de trabajo incluyen la calidad de productos convencionales y sus componentes, con análisis

La investigación y el desarrollo en el sector energético

de propiedades que puedan dar lugar a bases de datos y métodos de análisis; y el desarrollo de ensayos no normalizados, así como el establecimiento de correlaciones entre los distintos métodos aplicados en cada empresa.

A pesar de la dificultad de evaluar con detalle el impacto económico y tecnológico de los avances logrados durante los cinco años de vigencia del actual modelo de planificación de la investigación energética, si puede afirmarse que la experiencia acumulada es generalmente positiva, no sólo por los resultados directos obtenidos, sino también por los retornos cualitativos que se han conseguido.

La rentabilidad económica de la mayoría de los proyectos iniciados en el período se pondrá de manifiesto más adelante, dado el carácter plurianual de la explotación de los resultados. No obstante, el balance de resultados directos incluye numerosos proyectos que han contribuido a reducir costes energéticos, a fomentar la aplicación de nuevas tecnologías y a incrementar la eficiencia energética.

Junto a estos resultados directos, se han producido unos retornos cualitativos en gran medida intangibles, pero que revisten particular importancia. La creación de canales institucionales de comunicación entre el sector y la Administración ha contribuido a que las empresas asuman la investigación y el desarrollo como parte habitual de su función empresarial; ha permitido tutelar el buen fin de la financiación destinada a las actividades de I+D; y ha asegurado la coherencia de los proyectos de I+D apoyados por la Administración con las necesidades tecnológicas de las empresas del sector energético, y con los propósitos últimos de la política energética.

Se ha logrado además una estructura de investigación energética descentralizada que ha permitido, sin embargo, reducir duplicidades, y se ha mejorado la difusión y utilización de nuevas tecnologías en el sector energético. Por otra parte, el Plan de Investigación Energética ha conseguido la movilización de un importante número de colaboradores fuera del sector estrictamente energético, entre los que se incluyen centros públicos de investigación, universidades y suministradores de bienes y servicios de tecnología energética.

Es necesario destacar la labor realizada por las OCIS para desarrollar el intercambio de información técnico-económica con los organismos internacionales, especialmente la Agencia Internacional de la Energía y la Comunidad Económica Europea, a través del Programa Marco comunitario de I+D energético 1987-1991, del Programa de Investigación Técnica del Carbón (CECA), y de los programas de demostración.

Otro avance significativo ha sido la consolidación de una fuente importante de financiación a través del mecanismo OCI —unos 7.000 mn de ptas. en 1990—, independientemente de los Presupuestos Generales del Estado, y que proporciona gran agilidad en la asignación de recursos.

Cuadro 6
PLAN DE INVESTIGACION ENERGETICA
1989-1992
SECTOR PETROLEO

Lineas prioritarias	Financiación	
	mn. ptas.	% sobre total
Refino	4.160	60,0
Utilización p-petrolíferos	2.770	40,0
Total	6.930	100,0

II. LINEAS DE ACTUACION FUTURA

Aunque el análisis anterior indica que el modelo actual de apoyo a la investigación energética ha sido generalmente operativo, las modificaciones del marco de actividad del sector energético que se prevén a medio plazo requieren la adaptación de la planificación del I+D energético al nuevo entorno.

Las razones que aconsejan realizar una revisión del Sistema de Investigación Energética son:

- La implantación del Mercado Interior de la Energía conllevará un menor grado de regulación nacional del sector, con el consiguiente aumento de la competencia en todas las actividades incluida el área de investigación.

Líneas de actuación futura

- El proceso de concentración de empresas que está teniendo lugar en los subsectores del gas y electricidad, así como la liberalización del sector del petróleo, afectarán a la estructura de financiación de la investigación.
- La mayor capacidad de los grandes grupos empresariales para asumir los riesgos tecnológicos y económicos inherentes a la investigación, hace conveniente reconsiderar el tipo de actividad a desarrollar a través de las OCIS.
- El hecho de que en determinados subsectores como el del petróleo exista una competencia real entre empresas implica que la investigación poseerá mayor importancia como factor de competitividad, por lo que deberá hacerse un esfuerzo suplementario para identificar temas donde sea posible y deseable la investigación cooperativa, (p.e.: medio ambiente, seguridad, infraestructura tecnológica).

II.1. Organización del Sistema de Investigación Energética

Las modificaciones del SIE tienen por objeto su adaptación a los cambios del entorno y estimular la competencia entre los agentes que participan en la investigación energética.

La experiencia de los últimos años ha puesto de manifiesto la conveniencia de potenciar los aspectos relacionados con la planificación estratégica, la coordinación de los recursos disponibles, la participación española en programas internacionales de I+D, y la explotación y seguimiento de los resultados obtenidos.

La mejora de la planificación estratégica permitirá concentrar los recursos del sistema en los temas con mayor potencial, y desarrollar en ellos un nivel de cualificación que haga más eficaz la interlocución con otros agentes nacionales e internacionales.

La efectividad del sistema puede incrementarse, asimismo, a través de una coordinación centralizada y permanente de las actividades de todos los agentes que participan en el mismo, que complemente los actuales contactos de carácter bila-

teral entre los organismos y entidades integrantes del SIE.

La coordinación de las relaciones con países terceros facilitará la mayor integración del sector energético nacional en los avances obtenidos en la I+D energética internacional, permitirá hacer mayor uso de los recursos financieros que ofrecen diversos organismos de la CEE, a través de la participación en proyectos desarrollados por otros países comunitarios, y contribuirá a una mayor apertura de la investigación en estos países a las soluciones tecnológicas surgidas en España.

Para realizar estas mejoras, se potenciará la unidad de coordinación que, dentro de la Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, es la responsable directa de las tareas de identificación de prioridades en la planificación estratégica, y de coordinación de las relaciones institucionales del SIE con otras entidades nacionales e internacionales. Dicho órgano será responsable asimismo del seguimiento, evaluación, y fomento de la explotación, de los resultados del Programa de Investigación Energética, y en primer lugar de las del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), del Instituto Tecnológico Geominero (ITGE), de las OCIS, de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), y de la Empresa Nacional del Uranio, S.A. (ENUSA).

Por otra parte, en la planificación y determinación de prioridades se tendrán en cuenta las actividades de investigación que desarrollen diversas empresas públicas, procurando su integración en el marco general.

En la explotación y difusión de los resultados de la investigación energética en materia de tecnologías de usos de la energía, la aportación del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), puede ser especialmente relevante, tanto en la identificación de la demanda de innovación en el consumo de energía final, como en la difusión social de dichos resultados.

La mejora de la eficacia del Plan de Investigación Energética requiere, además, una mayor apertura del sistema a los agentes interesados en el desarrollo y aplicación de las tecnologías energéticas que no forman parte del propio sector energético. A este respecto, cabe recordar que, en to-

La investigación y el desarrollo en el sector energético

dos los campos de la I+D, la colaboración entre clientes y suministradores de bienes y servicios tecnológicos es una de las claves del éxito de los proyectos. La mayor integración en el sistema de entidades ajenas, en principio, al sector energético, impulsará la investigación en nuevos frentes, y estimulará la competencia entre los agentes que participan en la investigación energética.

II.2. Prioridades de la Investigación Energética

Las líneas generales de la investigación energética que se desarrollará en los próximos años reflejan los objetivos del PEN, que, a efectos de la investigación y desarrollo tecnológico, se orientan a:

- El control del impacto medioambiental de la producción y uso de la energía, a través del desarrollo de innovaciones tendentes a la disminución de la emisión de contaminantes y a la mejor gestión de los residuos energéticos.
- El aumento de la fiabilidad y seguridad de las plantas y procesos de conversión energética.
- El desarrollo y puesta a punto de nuevas tecnologías de generación de electricidad, con especial énfasis en las que permiten reducir la dependencia de recursos fósiles.
- El ahorro energético, tanto por la vía de una mejora de las tecnologías básicas que permita incrementar la productividad energética en los procesos industriales, como mediante la conservación y ahorro de energía en diferentes ámbitos.
- La mejora de la competitividad de las empresas de producción, transporte y distribución de energía.
- La mejora de la calidad de servicio, tanto en lo que respecta a la continuidad como en lo relativo a su estabilidad.

Las líneas prioritarias de investigación en los distintos sectores energéticos se describen a continuación.

• *Sector eléctrico*

En el sector eléctrico, se promoverán las siguientes actuaciones.

a) Mejora de la operación y explotación del parque

Se prestará especial atención a: el estudio del comportamiento de los materiales estructurales de las plantas para su alargamiento de vida; la mejora de las tecnologías de inspección de la operación de las centrales, con objeto de reducir las paradas imprevistas y prolongar el período entre paradas planificadas; y la mejora de la fiabilidad del equipamiento y aparellaje.

b) Calidad del suministro eléctrico

Se consideran prioritarios los desarrollos de sistemas que permitan una reposición rápida del servicio en caso de avería generalizada, la automatización del sistema de distribución con objeto de simplificar su gestión, y el desarrollo de sistemas de protección para impedir la propagación de averías.

c) Protección del medio ambiente

La I+D en este área tiene por objeto conocer, diagnosticar y corregir el impacto medioambiental de los procesos de generación y distribución de electricidad. Las actividades prioritarias incluyen:

- La obtención de combustibles limpios y el desarrollo de tecnologías de menor impacto medioambiental.

Dentro de esta línea tienen especial relevancia las actuaciones dirigidas al desarrollo de tecnologías de combustión limpia de carbón que conjugan la eficiencia con la protección al medio ambiente, tales como la combustión en lecho fluido y la gasificación integrada con ciclo combinado.

Estas tecnologías son particularmente adecuadas para los usos eléctricos de los lignitos negros, una de las reservas más importantes de recursos autóctonos, y deben desarrollarse en coordinación con los programas comunitarios de I+D.

Líneas de actuación futura

- El análisis y control operativo de los emplazamientos, que incluye el estudio del destino de los contaminantes en todas las zonas del territorio nacional, y el desarrollo de instalaciones de gestión operativa que faciliten la adaptación al entorno geográfico.
- El análisis de los efectos de la generación, transporte y distribución de electricidad sobre la naturaleza y los seres vivos.
- El desarrollo de las energías renovables.

El apoyo económico a esta línea de actividad, de gran relevancia a efectos de protección del medio ambiente, continuará en los próximos años, complementado con la financiación de la Comunidad Económica Europea recibida a través de los programas JOULE y THERMIE.

Las prioridades en el área de energía solar se orientan al desarrollo de nuevos componentes, paneles y colectores, para reducir costes y aumentar la fiabilidad de la solar térmica, y a la investigación de tecnologías de fabricación de células y paneles solares en la fotovoltaica.

El principal objetivo respecto a la energía eólica es reducir el coste por unidad de potencia instalada mediante el desarrollo de aerogeneradores de media potencia, propiciando el empleo de tecnología nacional en todos sus componentes.

En cuanto a la biomasa, las prioridades incluyen las tecnologías de procesos térmicos, químicos y biológicos para la obtención de combustibles a partir de residuos forestales; el desarrollo de proyectos piloto para la utilización de residuos forestales en cogeneración; la investigación en procesos de obtención de biogás de residuos agroindustriales y ganaderos, y la mejora de procesos de combustión de residuos sólidos urbanos.

En geotermia, se profundizará en el análisis del aprovechamiento de recursos de alta entalpía y de roca caliente seca.

- *Sector nuclear*

A efectos expositivos, se integran en este sector las actividades de I+D relativas a la primera y segunda fase del ciclo del combustible y al desarrollo de la tecnología nuclear.

En términos generales la investigación en el campo nuclear responde a una doble estrategia: a corto plazo, mejorar los desarrollos tecnológicos actuales con objeto de incrementar la fiabilidad y seguridad de los sistemas; a medio y largo plazo se pretende conseguir soluciones conceptuales y tecnológicas evolucionadas cualitativamente para superar determinadas limitaciones existentes en la actualidad.

Ejemplos de acciones típicas a corto plazo que se encuentran en fase de desarrollo son las referentes al perfeccionamiento de la seguridad de las centrales nucleares, el análisis del comportamiento de los materiales estructurales de las mismas, y la fabricación de elementos combustibles susceptibles de aceptar un mayor grado de quemado.

A medio y largo plazo la investigación nuclear se orienta hacia los reactores avanzados de fisión, el confinamiento seguro de los residuos radiactivos de alta, con atención a la problemática de desmantelamiento de centrales nucleares, y el desarrollo de máquinas experimentales de fusión.

En este sentido, es significativa la iniciación del proyecto APWR-1000 sobre reactores avanzados de fisión, desarrollado por INITEC, ENSA y ENUSA, con la colaboración de Westinghouse, y la participación en el proyecto europeo REP-2000.

Las líneas estratégicas de la investigación nuclear son comunes en buena medida en todos los países que utilizan esta fuente de producción energética debido a que existe una problemática también común como consecuencia del estado del arte de la tecnología. Esta circunstancia, unida al elevado coste de ciertos programas de investigación, determina que con mucha frecuencia se definan proyectos internacionales en los cuales puede distribuirse el esfuerzo económico y compartirse las capacidades. Simultáneamente se obtiene la ventaja de la universalidad de los resultados, lo que constituye un aspecto importante para facilitar su validación internacional.

La investigación y el desarrollo en el sector energético

Dentro de estas líneas generales de actuación, el esfuerzo se ha centrado en la mejora de la seguridad y la explotación de las centrales y en el primer ciclo del combustible nuclear. La investigación en nuevas tecnologías de generación nuclear se ha introducido más recientemente, destacando el proyecto APWR-1000, y la participación en el programa europeo REP-2000, antes mencionados.

Para los próximos años se configuran las siguientes líneas prioritarias:

a) Seguridad nuclear

Continuarán desarrollándose las actuales líneas de actuación, entre las que cabe destacar la participación en los proyectos multinacionales LOFT, LACE, ACE/CCI, PHEBUS e ICAP, el análisis cuantitativo del riesgo nuclear, y la simulación en cámaras específicas de las condiciones medioambientales en caso de accidente, con el fin de desarrollar la cualificación de equipos y componentes relacionados con la seguridad.

Se potenciará, además, la obtención de una tecnología de evaluación y cálculo que permita el aprovechamiento de los resultados de los proyectos de I+D, y su aplicación a los análisis de las centrales nucleares españolas; y la contrastación de las decisiones relativas a posibles modificaciones en la explotación de la planta, con los resultados de los programas de I+D en curso, sirviendo éstos de realimentación en el desarrollo tecnológico.

b) Materiales y explotación de centrales nucleares

El objetivo de esta línea de actuación es mejorar el funcionamiento de las centrales facilitando la extensión de su vida útil.

La aportación nacional en estos proyectos es considerable, contando con una desarrollada red de laboratorios e instalaciones de ensayo.

Los proyectos de I+D a realizar dentro de esta línea de actuación incluyen: la obtención de diagnósticos fiables sobre el estado de los materiales; el desarrollo de técnicas de mantenimiento preventivo, con el fin de alargar la vida de los equipos y componentes en condiciones de seguridad y fiabilidad; el desarrollo y selección de nuevos materiales que mejoren el comportamiento

de los actuales; y la actualización permanente de los métodos de adiestramiento del personal de explotación.

c) Diseños avanzados de reactores nucleares

La creciente participación en proyectos internacionales de diseños avanzados de reactores nucleares es fundamental de cara al equipamiento nuclear futuro, y recibirá una atención preferente en los próximos años.

Se fomentará la participación española en los desarrollos internacionales de reactores tanto evolutivos como los denominados «pasivos», siendo conveniente que dicha participación se realice mediante fórmulas que permitan la integración de las compañías eléctricas, de los suministradores de bienes y servicios, y de los centros de investigación.

La participación en estos proyectos debe mantener actualizada la tecnología de la industria nuclear nacional, y permitirá aplicar los avances tecnológicos al importante parque de centrales nucleares actualmente en operación.

Un objetivo prioritario es la obtención de diseños de centrales avanzadas, competitivas en costes de inversión y explotación, y con condiciones óptimas de disponibilidad, fiabilidad y seguridad, que constituyan la base de futuros programas nucleares.

d) Fusión

El objetivo de la investigación española en Fusión por Confinamiento Magnético es la participación en el programa de las Comunidades Europeas para el desarrollo de la fusión como alternativa a largo plazo en la generación de energía. Esta participación se centra en las líneas de los Tokamaks y Estellaratores, siendo las actividades principales la investigación teórica y experimental en Física del Plasma, el diseño y construcción de máquinas para Fusión, el estudio de nuevos materiales estructurales y la colaboración en los proyectos internacionales NET e ITER.

e) Ingeniería y fabricación de combustible

Los proyectos de investigación deben orientarse a la obtención de combustibles avanzados, y a un mayor conocimiento del comportamiento del combustible nuclear.

Líneas de actuación futura

El desarrollo de esta línea de actuación contribuirá a mantener en ENUSA la capacidad de suministro de productos tecnológicamente competitivos.

f) Residuos radiactivos

La investigación nacional en este campo ha recibido un gran impulso a partir de la creación de ENRESA en 1985. Gran parte de los proyectos se han realizado con apoyo comunitario a través del Programa Marco de Investigación.

El principal reto de la investigación futura es la definición de la solución definitiva para los residuos de alta actividad, mediante su almacenamiento en formaciones geológicas.

A nivel nacional, es conveniente dotarse de instalaciones de I+D con celdas calientes para el estudio del combustible gastado.

g) Desmantelamiento

La investigación relativa al desmantelamiento de instalaciones nucleares recibirá una atención prioritaria en los próximos años. Es importante que ENRESA impulse la puesta a punto de técnicas de descontaminación y desmantelamiento, y el análisis de los criterios de exención de residuos de los materiales procedentes de este proceso.

• *Sector carbón*

Las actuaciones en el marco de I+D del sector carbón se orientarán, en el área de la minería, a alcanzar un suministro en mejores condiciones de coste, calidad y seguridad, y en el área de utilización, a aumentar el rendimiento energético y a reducir el impacto medioambiental.

En minería, las líneas prioritarias de I+D son las dirigidas a compatibilizar el incremento de la seguridad en la mina, con una mejora de los rendimientos técnico-económicos en:

- Arranque y sostenimiento del taller.
- Transporte en taller y guías.
- Preparación de carbón y roca.
- Transportes generales.
- Extracción.
- Servicios generales (ventilación, desagües, etc.).
- Lavado de carbones.

En el área de utilización del carbón se impulsarán los usos adecuados a las características de los recursos nacionales, diversificando el ámbito de aplicaciones, asegurando su adaptación a los sectores eléctrico e industriales, mejorando su competitividad y reduciendo su impacto medioambiental.

En cuanto a su uso termoeléctrico, además de las directrices mencionadas anteriormente se promoverá el uso de sistemas que incrementen el rendimiento energético.

Se atenderán igualmente aquellos campos que ofrecen perspectivas a medio y largo plazo para el carbón como recurso, como la gasificación subterránea, pilas de combustible y magneto-hidrodinámico.

• *Sector del gas natural*

La expansión del consumo de gas y de la red de gasoductos prevista para los próximos años confiere especial relevancia al desarrollo de las tecnologías vinculadas a la utilización y distribución del gas natural.

Las actuaciones prioritarias se centran en:

- La optimización de la operación y mantenimiento de gasoductos y redes de distribución, incorporando desarrollos tecnológicos avanzados para automatizar la operación de los gasoductos y sistemas de distribución, mejorando la gestión de su control, la precisión de sus elementos de medición y la fiabilidad de los sistemas de protección. Los sistemas expertos y otras aplicaciones informáticas para control de operación serán objeto de especial atención.
- La reducción de costes de renovación de redes, desarrollando sistemas constructivos que minimicen los costes, tiempos de ejecución e impacto al entorno, relacionados en especial con métodos de instalación con mínima obra civil, y de nuevos materiales de características superiores a las actuales.
- La ampliación de las aplicaciones del gas natural de elevada eficiencia energética, desarrollando nuevos equipos de combustión de alto rendimiento que permitan reducir el consumo específico de gas. Se prestará especial

La investigación y el desarrollo en el sector energético

atención a los equipos para la industria que utilizan sistema de recuperación de calor y nuevos materiales termorresistentes, optimizando los parámetros de combustión y reduciendo el impacto ambiental. Se potenciarán los equipos de producción de frío para la industria y el sector doméstico.

- La mejora de la viabilidad técnico-económica de la cogeneración y generación eléctrica, optimizando los sistemas en los que se compatibilice la eficiencia energética con una reducida emisión de contaminantes. Se prestará especial atención al desarrollo de las distintas tecnologías de pilas de combustibles.
- El desarrollo de las condiciones óptimas de utilización a efectos medioambientales, desarrollando sistemas de análisis y control de la combustión para reducir las emisiones de gas y de productos de la combustión a la atmósfera y prestando atención a la utilización del gas en la automoción.
- La mejora de las condiciones de seguridad de las instalaciones gasísticas, estableciendo sistemas para reducir las emisiones de gas a

la atmósfera, mejorando los sistemas de detección de gases y profundizando en el conocimiento de la dispersión de los mismos.

• *Sector petróleo*

La adaptación del sector petrolífero al Mercado Unico requiere mejorar la competitividad de las refinerías y distribuidoras nacionales, y adecuar la calidad de los productos petrolíferos a los estándares comunitarios, con un calendario muy ajustado.

La prioridad tecnológica en este sector viene determinada por el objetivo de facilitar este ajuste, e incluye por tanto el fomento de tecnologías que permitan: el ahorro energético en refino y aplicación de combustibles; la mejora de la calidad de los productos petrolíferos; la adaptación de la estructura de producción a la demanda, modificando los procesos de refino ya existentes e introduciendo nuevos procesos; la reducción de emisiones contaminantes en las refinerías; y una mayor seguridad en el transporte y manipulación de productos petrolíferos.

ANEXO 1

PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGETICA 1991-2000

(Estrategia para el uso eficaz de la energía y la utilización de energías renovables)

1. INTRODUCCION.

1.1. Criterios Generales.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (PAEE) es el conjunto de medidas tendentes a lograr una utilización más racional de la energía, bien con actuaciones sobre la demanda que aseguren un menor consumo de energía para los mismos niveles de actividad económica y de bienestar de los ciudadanos, bien con la promoción de nuevas modalidades de oferta energética (Cogeneración y Energías Renovables) por agentes distintos a los tradicionales, con efectos beneficiosos sobre el autoabastecimiento, la eficiencia y la conservación del medio ambiente.

Al esquema clásico de actuaciones de Ahorro, Sustitución de Combustibles y Energías Renovables, surgido en la planificación energética internacional desde la primera crisis del petróleo, el PAEE añade un nuevo programa, el de Cogeneración, que guarda profunda relación con los anteriores en cuanto a la optimización simultánea de la oferta y la demanda energéticas. La Cogeneración está siendo objeto de atención especial en el diseño de los nuevos programas comunitarios de conservación de la energía, y en España existe un potencial técnico de desarrollo muy importante en diversos sectores consumidores.

Las actuaciones previstas en el PAEE no extienden su campo de aplicación a los sectores tradicionales de la oferta y no se proponen tampoco, como indicador prioritario, la consecución de una demanda final como objetivo en el año 2000, ya que ésta depende de otros factores más determinantes como el ritmo de crecimiento de la economía, la estructura productiva, los precios relativos de la energía y la evolución tecnológica.

El objetivo del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética es procurar que se lleven a cabo actuaciones que aseguren que la eficiencia energética evolucione en España de forma favorable en relación al crecimiento de la economía, constituyéndose en un factor de mejora de la competitividad empresarial y de la calidad medioambiental.

Por otra parte, el PAEE se ha configurado como integración de actuaciones concretas para que además de sus efectos inmediatos sobre la conservación o la diversificación, sirva de referencia a los distintos agentes consumidores y económicos y ayude a definir futuras líneas de actuación en el campo del uso racional de la energía.

Finalmente, se señala que las actuaciones previstas se han diseñado teniendo en cuenta la experiencia acumulada en los últimos años tanto en España como en el resto de la Comunidad Europea.

Esta experiencia se ha articulado mediante la vinculación de España con los sucesivos Programas Europeos (Proyectos de Demostración, programas VALOREN, THERMIE, proyectos singulares FEDER), lo que ha permitido acceder a los fondos económicos de origen comunitario de estos programas, conocer en profundidad la política de la propia Comisión Europea y del resto de los países miembros, y asimilar nuevas técnicas aplicables a los objetivos de ahorro y diversificación.

Esta dimensión comunitaria se ha mantenido como criterio general de soporte del PAEE tanto en lo que se refiere al aprovechamiento de la información en común, como a la coordinación de las respectivas políticas.

*Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000*

Por otra parte, la experiencia acumulada en España en los últimos años, ha permitido evaluar con concreción el potencial de actuaciones, disponer de una amplia base de datos sobre proyectos y diseñar estrategias financieras y de promoción consolidadas en los últimos cinco años.

1.2. El Marco Internacional.

Los planes de ahorro y de diversificación surgidos en los países de la OCDE en la segunda mitad de los años 70 mantuvieron su intensidad hasta 1986. A partir de entonces, la bajada de los precios del crudo y unas expectativas económicas mejores implicaron una relajación de este tipo de medidas.

La práctica estabilización en los últimos años del consumo de energía final por unidad de PIB en la CEE, e incluso el crecimiento en algunos países, es un hecho repetidas veces puesto de manifiesto por la Comisión de la CEE, que en su Comunicación al Consejo del 31/05/88 sobre los principales resultados del análisis de las políticas energéticas de los Estados miembros, advirtió que la Comunidad no lograría conseguir el objetivo de reducir el consumo de energía final por unidad de PIB un 20% entre 1985 y 1995, como antes se había propuesto, si no se adoptaban nuevas y rigurosas medidas con este fin.

En esta situación, la mayoría de los países de la OCDE, y especialmente los más avanzados de la CEE, han puesto en práctica en los dos últimos años, o están iniciando, planes de ahorro muy ambiciosos. Las razones principales para esta nueva actitud son:

- La deficiente dotación de recursos energéticos, y en particular de petróleo en la CEE, que conducirá a una dependencia energética creciente.
- La eficiencia energética que será un elemento esencial para mantener la competitividad europea a largo plazo.
- Las exigencias medioambientales: La producción y el consumo de energía son una de las causas principales de la contaminación atmosférica y, recientemente, han adquirido

una especial relevancia las emisiones de CO₂, por su contribución al efecto invernadero. La CEE ya ha asumido un compromiso global de estabilización de esas emisiones en el año 2000 al nivel de las emisiones de 1990. No disponiéndose de tecnologías para su reducción, ahorrar energía dejará de ser una opción para convertirse en una necesidad, por lo que el objetivo es limitar las emisiones de CO₂ es, probablemente, uno de los elementos más importantes al justificar los nuevos planes de ahorro.

- La competitividad industrial: El contexto del mercado único, en el que la necesidad de que la producción y el consumo de energía se lleven a cabo de un modo cada vez más limpio y eficiente, exigirá nuevos desarrollos tecnológicos y posicionamientos eficaces en este sentido, tanto a nivel de las industrias y sectores, como en términos macroeconómicos y de competitividad internacional.
- Las recomendaciones de organismos internacionales como la AIE y la CEE, que con independencia de la coyuntura económica y de los precios de la energía, han mantenido como objetivos permanentes de política energética los relativos al ahorro y la diversificación.

1.3. Oportunidad del Plan

En el marco de referencia antes descrito, resulta clara la conveniencia de que España ponga en práctica un plan de características similares a los que se están promoviendo desde los organismos internacionales y los principales países de nuestro entorno.

En primer lugar, la serie de problemas mencionados y referidos a dicho entorno —escasa dotación de recursos energéticos propios y en particular de petróleo; necesidad de mejorar la eficiencia energética; exigencias medioambientales, etc.

— se dan en España con intensidad muy parecida al resto de los países de la CEE.

Por otra parte, las perspectivas de crecimiento económico de España para los próximos años y

Oportunidad del Plan

el hecho de que los consumos de energía por habitante estén todavía en valores inferiores a la media comunitaria, obligan a poner en práctica actuaciones como las previstas en el PAEE a fin de que el previsible aumento de estos consumos no comprometa la evolución de la eficiencia energética, y por tanto las posibilidades de crecimiento económico de nuestro país.

Hay que señalar por otro lado la creciente convergencia de las políticas energéticas del conjunto de los países comunitarios, en cuanto a aspectos como el uso racional de la energía y las políticas de conservación del medio ambiente, que hacen necesario que España adopte estrategias similares en aspectos tan relevantes para un futuro inmediato.

En este sentido, debe subrayarse también que la perspectiva del Mercado Unico Europeo exige posicionarse adecuadamente frente a las tendencias derivadas de los costes energéticos y ambientales que a medio y largo plazo tendrán una influencia significativa en la competitividad de industrias y servicios.

Asimismo, en convergencia con otras políticas de modernización industrial que se están llevando a cabo en España (Plan de Actuación Tecnológico Industrial, Programa Industrial y Tecnológico Medioambiental; Plan de Investigación Energética), debe destacarse el efecto de sinergia de las ac-

tuaciones del PAEE en el doble sentido de que contribuyen al desarrollo tecnológico y mantienen la tensión de modernización técnica mediante la introducción de nuevos equipos en las mejores condiciones de eficiencia energética disponibles en el mercado, mejorando las condiciones técnico-económicas de los proyectos, abaratando sus inversiones y abriendo nuevas posibilidades de actuación en cuanto a la utilización eficaz de la energía se refiere.

Finalmente, debe destacarse que las actuaciones previstas en este Plan no son sino una profundización de las que han venido realizándose como consecuencia del «Programa de Ahorro, Conservación y Sustitución» y de las de fomento de Energías Renovables, planificadas en el anterior PEN, que tuvieron su prolongación en los Planes de Energías Renovables (PER) de 1986 y 1989, y que referidas al período 85/90 obtuvieron los siguientes resultados:

- Un ahorro de consumo final directo de 1,26 Mtep.
- Una sustitución por gas natural de productos petrolíferos de 0,7 Mtep.
- Una oferta consolidada de Energías Renovables de 0,34 Mtep de energía primaria.
- Un ahorro de energía primaria derivado de los sistemas de cogeneración de 0,35 Mtep.
- Una disminución del 2,6% del consumo de energía primaria en España en 1990.

2. OBJETIVOS DEL PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.

Con la finalidad de aumentar la eficiencia energética por mejor gestión de la demanda, conseguir un mayor grado de diversificación y autoabastecimiento, y colaborar en la optimización de la oferta de energía mediante la aparición de nuevos agentes y sistemas técnicos de generación, el PAEE se propone los siguientes objetivos de ahorro y sustitución de la demanda de energía final (1) y de producción eléctrica independiente (PEI).

2.1. Objetivos de demanda de energía final.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética se propone reducir en un 7,6% la demanda tendencial de energía final para el año horizonte 2000, lo que representa disminuir este tendencial en algo más

(1) Salvo mención expresa, todas las cifras se refieren a consumo de energía final.

de 6,3 millones de tep y disminuir las demandas sectoriales en:

- Un 7,0% en la Industria
- Un 9,6% en el Transporte
- Un 5,0% en el resto de los sectores (Edificios y varios)

Los objetivos por energías significan disminuir el consumo tendencial en el año 2000 en:

- Un 22,6% en el carbón.
- Un 11,4% en los productos petrolíferos.
- Un 5,9% en electricidad.

A su vez, la sustitución de estas energías por gas natural contribuirá a un incremento de un 26,5% del consumo esperado de gas natural como energía final en el año horizonte del Plan y se introducirán 499 ktep de energías renovables para usos finales.

Los objetivos descritos se resumen en el Cuadro 1 y en los Gráficos 1 y 2.

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

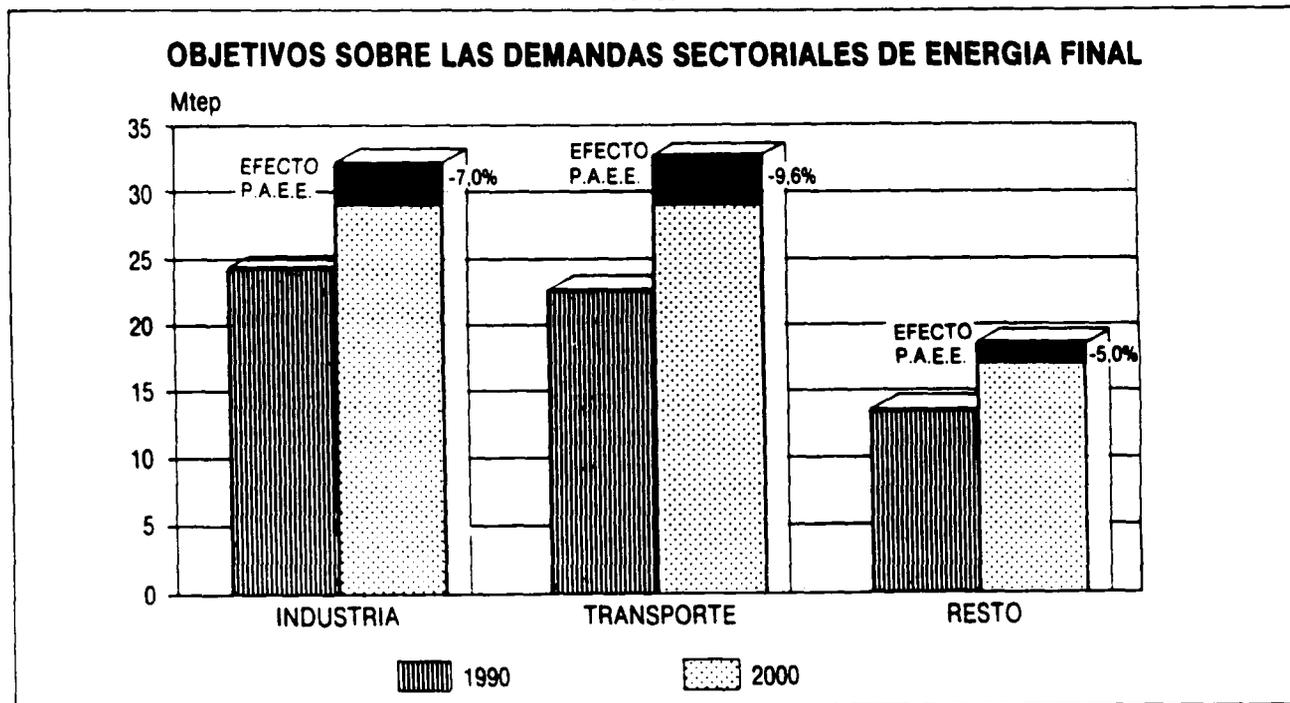
Cuadro 1
OBJETIVOS DE DEMANDA DE ENERGIA FINAL

Unidad: ktep (p.c.i.)

Por sectores	Demanda tendencial en 2000	Objetivos PAEE	Objetivos PAEE sobre tendencial 2000
Industria	32.104	-2.261	-7,0%
Transporte	32.696	-3.136	-9,6%
Resto (edificios y varios)	18.598	-927	-5,0%
Total	83.398 (1)	-6.324	-7,6%
Por energias	Demanda tendencial en 2000	Objetivos PAEE	Objetivos PAEE sobre tendencial 2000
Carbón	4.687	-1.058	-22,6%
P. petrolíferos	56.221	-6.405	-11,4%
Gas natural	6.069	+1.610	+26,5%
Electricidad	16.421	-970	-5,9%
Energias renovables en uso final	— (1)	+499	—
Total	83.398 (1)	-6.324	-7,6%

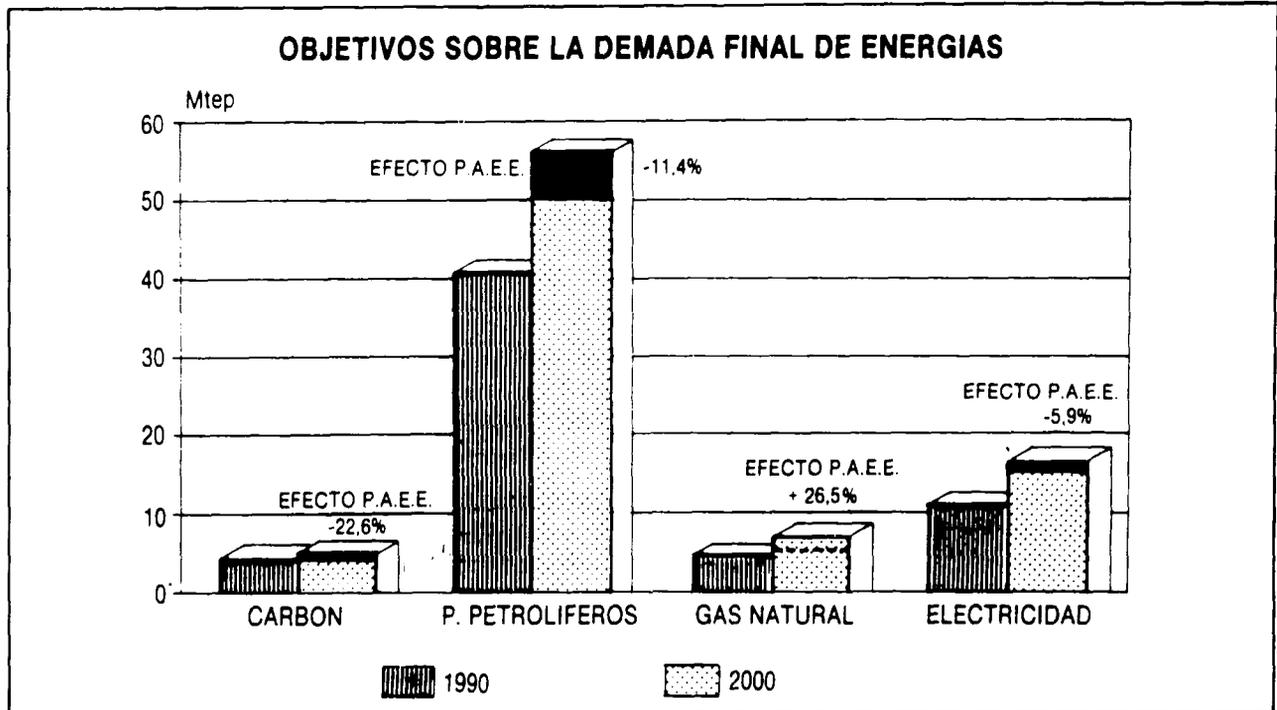
(1) No se incluyen Energias Renovables para poder comparar con series históricas donde tampoco figuraban hasta 1990.

Gráfico 1



Objetivos de demanda de energía final

Gráfico 2



Los objetivos de disminución de la demanda tendencial se alcanzarán por dos tipos de actuaciones:

- Las que afectan a la cuantía de la demanda, y significan por tanto una disminución neta de la misma (ahorro).
- Las que afectan a la estructura de la deman-

da, y significan por tanto una sustitución entre energías: sustitución de electricidad, carbón y productos petrolíferos por gas natural y energías renovables.

La contribución de cada una de estas acciones al objetivo de disminución de la demanda se refleja en el Cuadro 2.

Cuadro 2

CONTRIBUCION AL OBJETIVO DE DISMINUCION DE LA DEMANDA DE LAS ACTUACIONES DE AHORRO Y SUSTITUCION

Energías	Por disminución neta de la demanda (ahorro)		Por efecto de sustitución entre energías finales		Total	
	ktep (p.c.i.)	% sobre su demanda tendencial en el 2000	ktep (p.c.i.)	% sobre su demanda tendencial en el 2000	ktep (p.c.i.)	% sobre su demanda tendencial en el 2000
Carbón	-453	-9,7	-605	-12,9	-1.058	-22,6
P. petrolíferos	-4.303	-7,7	-2.102	-3,7	-6.405	-11,4
Gas natural	-583	-9,6	+2.193	+36,1	+1.610	+26,5
Electricidad	-820	-5,0	-150	-0,9	-970	-5,9
E. renovables	—	—	+499 (1)	—	+499	—
Total	-6.159	-7,4	-165 (2)	-0,2	-6.324	-7,6

(1) Supone un incremento respecto al consumo actual (2.197 ktep) del 22,7 %.

(2) Ahorro técnico que se produce en las sustituciones por gas natural por mejor calidad de los procesos de combustión.

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

La consecuencia de disminuir la demanda tendencial, manteniendo los mismos niveles de producción y confort, es una mejora de la eficiencia energética en términos de energía final del 10,4% en el período de vigencia del Plan, frente al 2,4% de mejora tendencial de dicha eficiencia, con los consiguientes resultados positivos para la productividad del conjunto del sistema.

2.1.1. Objetivos de disminución de la demanda.

El objetivo de disminuir la demanda tendencial del año 2000 en un 7,6% (6.324 ktep), se distribuye sectorialmente como indica el Cuadro 3.

Cuadro 3

DISTRIBUCION SECTORIAL DEL OBJETIVO DE DISMINUCION DE LA DEMANDA EN EL AÑO 2000

Sectores	Disminución de la demanda tendencial (ktep p.c.i.)	Distribución %
Industria	2.261	35,7
Transporte	3.136	49,6
Resto (edificios y varios)	927	14,7
Total	6.324	100

Estas disminuciones tendrán su origen en su mayor parte (6.159 ktep) en las acciones que instrumenta y articula el programa de ahorro, y el resto (165 ktep) se conseguirán por ahorros técnicos del programa de sustitución (123 ktep) y del programa de cogeneración (42 ktep).

Por energías, los objetivos del Plan sobre la demanda de energía final tienen distintos signos, produciéndose una disminución de las demandas de carbón, productos petrolíferos y electricidad y un incremento de la demanda de gas natural y energías renovables como se observa en el Cuadro 2.

2.1.2. Objetivos de sustitución de energías en demanda final.

El Plan se propone sustituir 0,6 Mtep de carbón, 2,1 Mtep de productos petrolíferos y 150 ktep (1.744,2 GWh) de electricidad, a través de tres tipos de acciones:

- Las energías renovables (biomasa, solar térmica y geotérmica) sustituirán a 150 ktep de carbón y 349 ktep de productos petrolíferos (Programa de Energías Renovables).
- El gas natural sustituirá directamente a 1.256 ktep de productos petrolíferos, 150 ktep (1.744,2 GWh) de electricidad y 397 ktep de carbón (Programa de Sustitución), produciéndose un ahorro técnico de 123 ktep.
- El aprovechamiento del calor de las cogeneraciones permitirá sustituir 58 ktep de carbón y 497 ktep de productos petrolíferos por gas natural, a través del Programa de Cogeneración (sustitución indirecta por gas natural) produciéndose un ahorro técnico de 42 ktep.

Toda la sustitución de electricidad se hará por gas natural, y la de carbón y productos petrolíferos por energías renovables y gas natural, produciéndose en estas últimas un ahorro técnico por mejor calidad de los procesos de combustión de 165 ktep.

En resumen, la sustitución se hará en un 76,7% por gas natural, y en un 17,5% por energías renovables con un ahorro técnico del 5,8%.

Estas actuaciones tendrán como consecuencia un incremento del consumo de gas natural, como energía final, de 21.930 millones de termias y permitirán sustituir el 12,9% de la demanda tendencial de carbón, el 3,7% de la demanda tendencial de productos petrolíferos y el 0,9% de la de electricidad en el año 2000, con las consecuencias medioambientales que de ello se deriva.

2.2. Objetivos de producción eléctrica independiente

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética se propone incrementar significativamente la produc-

*Influencia de los objetivos sobre la demanda y
producción de energía eléctrica*

Cuadro 4

OBJETIVOS SECTORIALES DE SUSTITUCION DE ENERGIAS EN DEMANDA FINAL

Unidad: ktep (p.c.i.)

Sectores	Sustitución de carbón				Sustitución de P. petrolíferos				Sustitución de electricidad	
	Directa por G.N.	Indirecta por G.N. (Calor Cogener.)	Directa por E.R.	Total	Directa por G.N.	Indirecta por G.N. (Calor Cogener.)	Directa por E.R.	Total	Directa por G.N.	Total
Industria	113	58	130	301	1.008	402	277	1.687	150	2.138
Transporte	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Resto (edificios y varios)	284	—	20	304	248	95	72	415	—	719
Total	397	58	150	605	1.256	497	349	2.102	150	2.857

ción de energía eléctrica con sistemas de generación distintos a los convencionales, con las ventajas medioambientales, de autoabastecimiento o de ahorro de energía primaria que ello supone.

El objetivo es aumentar la actual producción independiente (6.267 GWh/año) en 13.698 GWh/año, lo que representa triplicar la autoproducción con cogeneración y multiplicar por 3,6 la producción de electricidad con energías renovables.

Los objetivos se indican en el Cuadro 5 y en el Gráfico 3.

2.3. Influencia de los objetivos sobre la demanda y producción de energía eléctrica.

El PAEE afecta a la demanda y a la producción de electricidad a través de los objetivos de ahorro, sustitución y producción independiente de electricidad. Los objetivos de ahorro y sustitución implican que la demanda tendencial de energía eléctrica en el 2000, estimada en 190.942 GWh, puede reducirse en 11.279 GWh —9.535 GWh por el efecto ahorro, y 1.744 GWh por el efecto de sustitución por gas natural—, y que la

Cuadro 5

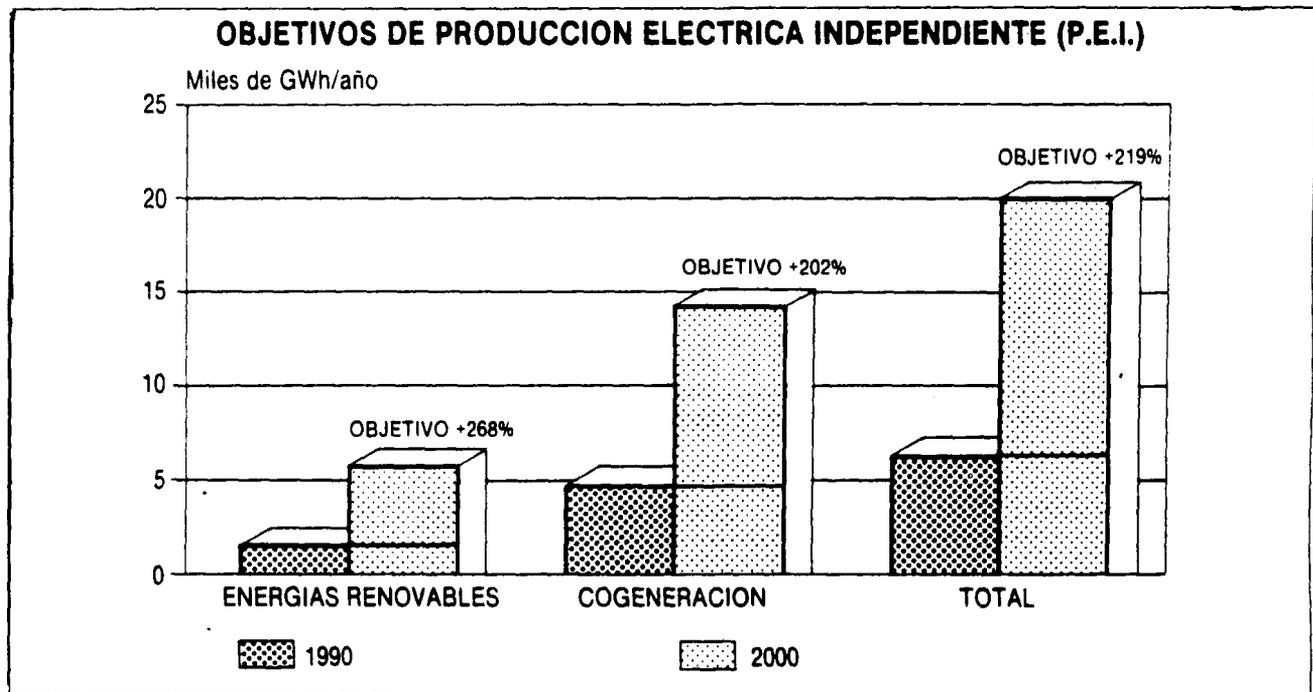
OBJETIVOS DE PRODUCCION ELECTRICA INDEPENDIENTE

	Situación al (1) 31/XII/1990		Objetivos del plan (1991/2000)		Situación al 31/XII/2000	
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Potencia (MW)	Producción (GWh)
De cogeneración	959	4.708	1.263	9.519	2.222	14.227
De energías renovables	495,4	1.559	1.188,6	4.179	1.684	5.738
Total	1.454,4	6.267	2.451,6	13.698	3.906	19.965

(1) Cifras provisionales con previsible revisión al alza.

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Gráfico 3



producción independiente de electricidad alcanzará 19.965 GWh en el 2000.

No obstante, en la estimación de las necesidades de nuevo equipamiento eléctrico se han considerado unos coeficientes de seguridad del 80% de los objetivos del PAEE, en lo que se refiere a demanda de energía eléctrica (ahorro y sustitución).

Ello es consecuencia del criterio conservador que debe guiar las decisiones relativas al equipamiento eléctrico, dadas las especiales características de este suministro.

Los efectos de esta minoración de objetivos se detallan más adelante en el epígrafe sobre hipótesis de superación o minoración de objetivos del PAEE.

3. ARTICULACION E INSTRUMENTACION: LOS PROGRAMAS DE ACTUACION

A fin de posibilitar la gestión y el seguimiento del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, la instrumentación de las acciones para conseguir los objetivos propuestos se agrupan por su finalidad en cuatro programas de actuación: Ahorro, Sustitución, Cogeneración y Energías Renovables.

El PROGRAMA DE AHORRO articulará todas las acciones directas necesarias para alcanzar un objetivo de ahorro de 6.159 ktep.

El PROGRAMA DE SUSTITUCION articulará las acciones precisas para alcanzar los objetivos sectoriales de sustitución directa de carbón y productos petrolíferos por gas natural, que asimismo permitirán un ahorro técnico de 165 ktep, como antes se ha mencionado.

El PROGRAMA DE COGENERACION articulará e instrumentará las acciones que sean necesarias para alcanzar un aumento de oferta de 9.519 GWh/año entre 1990 y 2000.

El PROGRAMA DE ENERGIAS RENOVABLES permitirá un aumento de la oferta de estas energías de 499 ktep para usos finales y de 4.179 GWh/año de producción eléctrica.

3.1. Programa de Ahorro.

3.1.1. Introducción.

El objetivo del programa de ahorro es disminuir la demanda de energía final sin afectar a los ni-

veles de actividad económica o de bienestar. En consecuencia se considera ahorro el uso eficaz de los recursos energéticos, tanto en los procesos industriales como en los medios de transporte, o en los consumos domésticos y terciarios.

El programa de ahorro permitirá mantener los niveles de confort y actividad liberando recursos económicos, incrementando la productividad y contribuyendo a la modernización del tejido industrial y de los servicios al incentivar la aplicación de nuevas técnicas y el desarrollo de nuevas tecnologías.

Aunque las actuaciones del programa de ahorro están dirigidas hacia los consumos finales directos, la disminución de la demanda final afecta también a la demanda de energía primaria, como se describe más adelante.

3.1.2. Metodología para evaluar los objetivos del Programa de Ahorro.

Los objetivos del programa se han evaluado teniendo en cuenta fundamentalmente las posibilidades de ahorro de la situación existente.

En la determinación de los objetivos se ha aplicado el siguiente procedimiento:

Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000****1) Identificación por sectores del potencial de ahorro sobre los consumos de uso energético.**

Para ello ha sido preciso examinar la experiencia acumulada en proyectos concretos y las tecnologías disponibles en términos de mercado, teniendo en cuenta el grado de madurez de las tecnologías y la rentabilidad de sus aplicaciones.

Ello ha permitido cuantificar el potencial de ahorro viable, tanto técnica como económicamente, que existe actualmente.

Se ha considerado que la sustitución de los actuales equipos consumidores de energía por otros más eficientes responderá a criterios de rentabilidad, por lo que en el ritmo previsto de renovación de equipos se ha tenido en cuenta la amortización del equipo existente y la influencia de las actuaciones de promoción del programa para introducir la mejor tecnología disponible.

No se han incluido en los objetivos, sin embargo, los efectos que se derivan de la sustitución a gran escala del equipamiento actual como consecuencia, por ejemplo, de profundas modificaciones tecnológicas en los procesos de fabricación industrial, ni los efectos asociados a las variaciones significativas en las condiciones de rentabilidad de los proyectos de ahorro, o en los requerimientos medioambientales.

La inclusión de estos factores habría dado lugar a una sobrevaloración del potencial de ahorro que hubiese desdibujado los objetivos al hacerlos poco realistas.

2) Concreción de los objetivos sobre los consumos actuales.

El grado de realización del potencial dependerá de la accesibilidad a las situaciones concretas previstas que se suponga en cada sector.

Se ha analizado, por tanto, la naturaleza de los sectores, de los subsectores, y la motivación para la inversión en cada uno de ellos en concordancia con los apoyos que se van a poner en juego.

Los resultados son los siguientes:

	Potencial de ahorro sobre el consumo de 1990	Grado de realización previsto
Sector INDUSTRIA	15 %	67 %
Sector TRANSPORTE	20 %	50 %
Sector EDIFICIOS	20 %	35 %

3) Efectos inducidos por el programa sobre los nuevos consumidores.

Como consecuencia de las acciones de difusión y promoción del programa, los nuevos consumidores surgidos en el periodo de vigencia del mismo estarán más inclinados hacia una conducta de uso y explotación de equipos e instalaciones más acorde con el ahorro de energía, y hacia la adquisición de equipos más eficientes.

Por otro lado, los nuevos consumidores que no hayan optado por los equipos disponibles de mayor eficiencia, se verán afectados, como los consumidores actuales, por las propias acciones del programa para reformar el equipamiento energético obsoleto.

La incidencia de este efecto inducido es diferente en las distintas energías. En el caso del gas natural puede influirse positivamente sobre los prescriptores de equipamiento (proyectistas) en los sectores doméstico y terciario y sobre los interlocutores industriales en el caso del sector industrial. También es posible influir sobre los nuevos consumos en el sector del transporte por la instrumentación prevista de las acciones que más adelante se detallan.

Sin embargo, no se han considerado ahorros ni de carbón ni de electricidad por influencia inducida sobre los nuevos consumidores.

En particular en el caso de los nuevos consumidores de electricidad, el consumo se realiza mayoritariamente en equipos terminales (iluminación y electrodomésticos) y en equipos auxiliares de procesos (motores) no sujetos habitualmente a especificaciones de detalle en proyectos por lo que la influencia inducida sería, en todo caso, sobre los pro-

Programa de ahorro

pios utilizadores en consumos muy dispersos, en contraposición a los consumos térmicos de gas que son consumos de cabecera en procesos industriales y en confort.

Los ahorros estimados por influencia inducida sobre los nuevos consumidores son 941 ktep de productos petrolíferos en el sector del transporte, y 313 ktep de gas natural distribuidos en 53 ktep en doméstico y terciario (9 % del crecimiento tendencial) y 260 ktep en industria (13 % del crecimiento tendencial).

4) *Otras referencias metodológicas*

Las acciones del programa de ahorro afectan sólo a los consumos de uso energético (térmicos, de locomoción o de iluminación), y a los consumos no sustituidos por otros combustibles, en los casos de carbón y de productos petrolíferos.

3.1.3. *Objetivos que instrumenta el Programa de Ahorro*

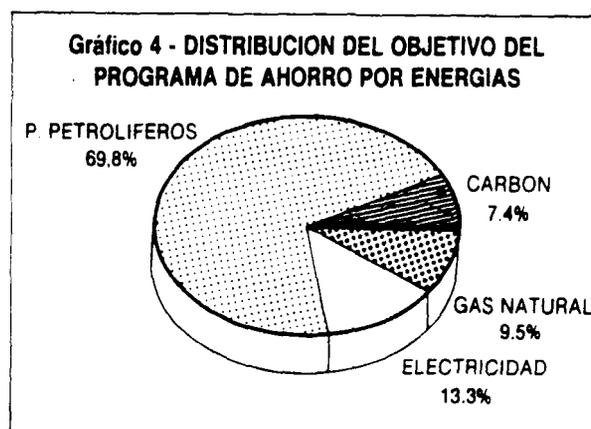
Aunque el objetivo global del PAEE es la disminución de la demanda final en 6.324 ktep, el programa de ahorro sólo instrumenta las acciones necesarias de ahorro directo de 6.159 ktep; el resto corresponde al ahorro técnico derivado del

efecto de los programas de sustitución —123 ktep— y de cogeneración —42 ktep—.

En el cuadro 6 se indican los objetivos del programa de ahorro por sectores y energías.

Dado que los objetivos de este programa se basan en las posibilidades existentes en 1990, la magnitud del esfuerzo a realizar se pone de manifiesto más claramente refiriendo este ahorro al consumo de 1990.

Los Gráficos 4 y 5 representan respectivamente la distribución de los objetivos del programa por energías, y la distribución del ahorro de productos petrolíferos por combustibles.



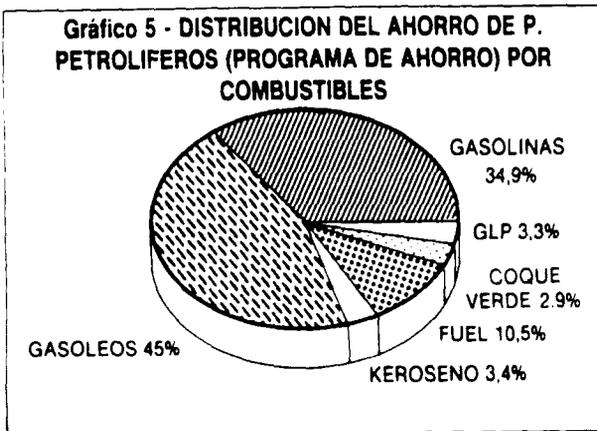
Cuadro 6

OBJETIVOS ENERGETICOS SECTORIALES DEL PROGRAMA DE AHORRO

Unidad: ktep (p.c.i.)

Energías	Industria	Transporte	Resto (edificios y varios)	Total ahorro	% sobre consumo para usos energéticos en 1990	% sobre demanda tendencial para usos energéticos en el 2000
Carbón	443	—	10	453	10,6%	9,7%
P. petrolíferos	657	3.136	510	4.303	12,4%	9,3%
Electricidad	542	—	278	820	7,5%	5,0%
Gas natural	512	—	71	583	12,9%	9,6%
Total	2.154	3.136	869	6.159	11,3%	8,4%

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000



3.1.4. Actuaciones sectoriales del Programa de Ahorro.

El programa de ahorro actuará sobre los distintos sectores según la naturaleza de éstos y las peculiaridades de cada mercado específico.

EL SECTOR INDUSTRIAL

Este sector representó en 1990 el 40,3 % del consumo de energía final y se prevé que su participación disminuya al 38,5 % en el año 2000.

Porcentualmente, el sector industrial presenta un menor potencial de ahorro que el resto de los sectores ya que sobre este sector se ha venido actuando prioritariamente desde que se iniciaron las políticas de ahorro y diversificación.

Sin embargo es el sector más accesible para los objetivos de ahorro por varias razones:

- Los consumidores son más sensibles al aumento de costes que supone el gasto por consumo de energía.
- Los consumidores están definidos e identificados, lo que facilita el establecimiento de acciones de promoción para el ahorro a través de acuerdos a nivel de subsectorial y con grandes consumidores; sólo el caso de la pequeña industria no sectorizada requiere un tratamiento promocional indirecto.
- La interlocución para promover las inversiones se puede llevar a cabo con los agentes directamente implicados en la gestión econó-

mica, lo que tiene enormes ventajas respecto a otros sectores.

- Permite acciones directas sobre el propio centro de consumo, que a su vez no es ajeno a la evolución tecnológica y a las posibilidades que para el futuro del propio centro tienen las mejoras de gestión y las mejoras tecnológicas.

Asimismo, las inversiones para ahorro en el sector industrial son las que tienen mayor rentabilidad, lo que implica que su necesidad de subvenciones sea proporcionalmente menor que en los otros sectores.

Por otra parte, el actual desarrollo tecnológico hace posible acometer ahorros que eran muy difíciles hace diez años, especialmente en el caso de la energía eléctrica, uno de los objetivos del programa comunitario SAVE. Las actuaciones de ahorro de esta energía en los distintos subsectores industriales son las siguientes:

— Cemento, cales y yesos	378 GWh
— Siderurgia y fundición	776 GWh
— Vidrio, cerámica y otros materiales de construcción	348 GWh
— Papel, cartón y madera	524 GWh
— Textil, cuero y calzado	369 GWh
— Metalurgia no férrea	877 GWh
— Químico	933 GWh
— Transformados metálicos	523 GWh
— Alimentación, bebidas y tabacos ..	450 GWh
— Otras industrias	1.124 GWh
TOTAL	6.302 GWh

Debe destacarse, por último, que más del 23 % del consumo energético de la industria corresponde a su utilización como materia prima (en los sectores de fertilizantes, petroquímica y producción de amoníaco fundamentalmente) por lo que no es abordable desde la óptica de un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

Para la consecución de los objetivos de ahorro propuestos se llevarán a cabo los siguientes tipos de medidas:

a) Medidas de tipo técnico.

Junto a las medidas clásicas de evitar pérdidas de calor y utilizar equipos más eficientes,

Programa de ahorro

cabe destacar la aplicación de nuevas técnicas ya disponibles tales como:

- Aplicación del control predictivo en procesos, o de quemadores de carbón pulverizado con bajo exceso de aire (sector cemento y otros).
- Hornos de rodillos de cocción rápida (sector cerámico).
- Aplicación del control integrado en la siderurgia.
- Hornos de calentamiento de bóveda radiante y quemadores de llama plana en trenes de laminación.
- Quemadores de alta velocidad, y quemadores regenerativos en hornos y tratamientos térmicos.
- Aplicación de la electrónica de alta potencia en hornos de inducción.
- Nuevas arcas de recocido en el sector del vidrio.
- Campanas aerotérmicas de alta recuperación de vahos y pulper de alta densidad (sector del papel).

Como resultado de aplicar nuevas técnicas de sustitución en los procesos industriales, generalmente se consigue un aumento de la capacidad productiva, además de disminuir los consumos específicos. Este es el caso de las transformaciones de hornos eléctricos a gas natural con sustitución del refractario de ladrillo por fibra cerámica, que al aumentar espacio y disminuir el tiempo del ciclo de cocción, permite un incremento neto de capacidad del horno. El mismo efecto se obtiene con la disminución de rechazos en esta misma transformación y en general cuando se transforman los hornos antiguos.

Otro ejemplo significativo en este sentido es la reducción de puntas que tiene lugar cuando se emplea el control integral en hornos de arcos o de calada continua.

b) *Medidas de gestión.*

El adecuado mantenimiento de los equipos, la permanencia en el tiempo de sus óptimas condiciones de rendimiento y la continua

atención a la mejora energética de los procesos, precisa de formación y capacitación técnica adecuada. Ello va a requerir la formación en este sentido de los responsables técnicos en plantas e industrias, y la capacitación de operadores, particularmente en lo que se refiere al empleo de nuevas técnicas de control.

c) *Acción sobre los hábitos de los consumidores.*

Para sensibilizar a los responsables de la gestión de las industrias se llevarán a cabo acciones de difusión, tanto vía el ejemplo de actuaciones realizadas, como informando de los progresos tecnológicos y de las nuevas técnicas aplicables a su subsector concreto.

Es aquí donde se prevé que jueguen un papel relevante los acuerdos subsectoriales o con grandes consumidores y las propias acciones ejemplarizantes previstas, así como las relativas a I + D.

EL SECTOR DEL TRANSPORTE

En 1990, este sector representó el 37,4 % del consumo final de energía y el 55 % del consumo de productos petrolíferos en usos finales, previéndose que pase a representar el 39,2 % del consumo de energía final en el año 2000.

Más del 80 % de este consumo en 1990 correspondió al transporte por carretera, mientras que los transportes por ferrocarril y marítimo supusieron respectivamente el 3 % y el 6 %. El transporte aéreo representó el 11 % restante.

La demanda de carburantes tiene gran influencia sobre el sector energético, por constituir la fracción más rica de los productos petrolíferos, y por representar una gran rigidez, debido esencialmente a tres factores:

- La demanda está condicionada por la naturaleza de la infraestructura disponible.
- Los hábitos individuales del ciudadano en el uso del transporte y en el modo de conducción tienen gran incidencia sobre la demanda.
- El transporte rápido de personas, mercancías e información es una necesidad de ineludible satisfacción para la modernización y desarrollo de cualquier país.

*Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000*

Este sector presenta además dos peculiaridades que no pueden obviarse al instrumentar acciones de ahorro sobre el mismo. Por una parte se trata de un sector de prestación de servicios al sistema productivo, y a otras actividades del ciudadano, y por tanto viene influido por la evolución de estas actividades a la vez que las potencia, aumentando su eficacia. Por otra parte existe una gran dispersión de los centros de decisión que condicionan el consumo de transporte, desde las decisiones de infraestructura hasta las de los propios ciudadanos a la hora de elegir su manera de desplazarse, pasando por las de oferta de transporte público de personas o mercancías.

Todos estos factores contribuyen a que el ahorro en el sector transporte esté aún pendiente de ser abordado en profundidad tanto en nuestro país como en el resto de los países desarrollados, y hacen conveniente considerar un factor de realización del potencial de ahorro estimado en torno al 50 %.

Teniendo en cuenta las políticas que en materia de transporte se están llevando a cabo, el objetivo de ahorro se cuantifica en orden a dos tipos de actuaciones: unas ajenas al presente programa de ahorro y otras instrumentadas desde el mismo.

• *Medidas ajenas al Programa.*

Incluyen el desarrollo de la oferta del transporte público, las mejoras de acceso a las grandes ciudades por ferrocarril y carreteras, la adecuada correlación entre modos de transporte de personas y mercancías, el desarrollo de las infraestructuras regionales periféricas de transporte, y en general la mejora de las actuales redes viarias.

La disminución del consumo de energía derivada de estas medidas durante el periodo de vigencia del Plan se estima en 1.491 ktep de productos petrolíferos (887 ktep de gasolinas y 604 ktep de gasóleos).

• *Medidas del Programa de Ahorro.*

El programa prevé las siguientes acciones:

a) *Medidas de tipo técnico*

Dentro de estas medidas cabe destacar:

- La recuperación de vapores y vahos en el trasiego, carga y descarga de carbu-

rantes, para lo que se instrumentarán acuerdos con los grandes distribuidores y acciones de financiación específicas. Esta actuación afectará al consumo de gasolinas y kerosenos.

- La puesta a punto de motores en lo relativo a rendimientos. Para ello se instrumentarán acuerdos con las unidades de Inspección Técnica de Vehículos y con las organizaciones y asociaciones de consumidores y conductores. Esta medida afectará al consumo de gasolinas y gasóleos.
- Optimización del diseño, de hélices de buques.
- Recuperación de calor en buques de transporte para evitar consumos en climatización de los mismos.
- Aplicación de pinturas antideslizantes en cascos de embarcaciones.

b) *Medidas de gestión*

Este tipo de medidas se instrumentarán en base a acuerdos con grandes empresas de transporte y con la propia Administración Local.

Se destaca entre ellas:

- La optimización de recorridos y cargas mediante modelos de gestión de flotas, muy aplicadas en otros países europeos.
- Mejoras de la gestión del tráfico urbano mediante medidas antiatascos y aplicación de técnicas inteligentes en el control de semáforos (en función del tráfico) ya aplicadas en algunas ciudades de nuestro país.
- Implantación de equipos de optimización de la conducción en máquinas de tracción.

c) *Medidas sobre los hábitos de los consumidores*

Se instrumentarán campañas específicas dirigidas a los consumidores, a través de sus propias asociaciones y de las empresas de distribución de carburantes en orden a:

- Incrementar el uso del transporte público.

Programa de ahorro

- Mantener permanentemente el rendimiento de los vehículos con el apoyo de las Inspecciones Técnicas de Vehículos y de las asociaciones de conductores.
- Fomentar la adecuada conducta en la conducción y empleo del vehículo privado.
- Fomentar el empleo de cortavientos en camiones.
- Mejorar el comportamiento en la conducción en núcleos urbanos y grandes aglomeraciones.

El conjunto de estos tres tipos de medidas tendrá consecuencias tanto sobre el consumo actual como sobre los nuevos consumos, habiéndose establecido los siguientes objetivos:

	Sobre el consumo 1990	Sobre el incremento estimado de demanda
Gasolinas	266 ktep	347 ktep
Gasóleos	402 ktep	473 ktep
Keroseno	26 ktep	121 ktep
Fuelóleo	10 ktep	—
TOTAL	704 ktep	941 ktep

Los objetivos globales del Plan en el sector transporte significan:

- El 16,9 % (1.500 ktep) del consumo de gasolinas en 1990.
- El 14,7 % (1.479 ktep) del consumo de gasóleo en 1990.
- El 5,8 % (147 ktep) del consumo de keroseno en 1990.
- El 2,0 % (10 ktep) del consumo de fuelóleo en 1990.

Como en el caso del sector edificios, el logro de estos objetivos requiere una importante labor de sensibilización individual a realizar a través de actuaciones de promoción y difusión, tal como refleja la asignación de fondos que se especifica en el apartado de inversiones.

EL SECTOR RESTO (EDIFICIOS Y VARIOS).

Este sector representó en 1990 el 22,3 % del consumo final de energía, presentando la tendencia a mantener esta participación en el año 2000.

El consumo en este sector se obtiene restando del consumo de energía final el correspondiente a los sectores Industria y Transporte, e incluye el consumo en Edificios y otros consumos no sectorizados.

En 1990, el consumo en el Sector Residencial y Servicios fue de 11.567 ktep, lo que representa el 85,7 % del Resto —según metodología Eurostat—, y el 19,1 % del consumo final de energía del país, presentando la siguiente distribución:

- 64,0 % en: Residencial-Familiar.
- 27,0 % en: Edificios de Comercio y Servicios.
- 7,5 % en: Edificios de la Administración.
- 1,5 % en: Alumbrado Público.

Las actuaciones de ahorro en este sector presentan dificultades específicas derivadas de las variables que inciden sobre su consumo energético, y de la propia naturaleza del sector.

Los factores que determinan el consumo energético de los edificios son fundamentalmente:

- La climatología.
- La calidad de los edificios y su equipamiento.
- El uso, mantenimiento y forma de explotación de los mismos.

La larga duración de los activos limita las posibilidades de sustitución a corto y medio plazo por otras más eficientes desde el punto de vista energético, y la mejora en su uso, mantenimiento y explotación se enfrenta a los problemas derivados de la dispersión de los centros de decisión, la ausencia de los usuarios entre los intervinientes en el proceso de edificación —lo que reduce el incentivo al ahorro individual y colectivo de los usuarios— y la dispersión de los centros de consumo.

En consecuencia, y aunque se ha identificado un gran potencial de ahorro (20 %), el grado de realización de dicho potencial se ha estimado con criterios conservadores, situándose en el 35 %. Ello implica un objetivo global de disminución del consumo en 869 ktep, lo que significa el 7,5 % del consumo de Edificios en 1990 y el 4,7 % del tendencial del Resto en el 2000.

La naturaleza dispersa de los consumos exige que las medidas que se instrumenten respondan a una estrategia global que tenga en cuenta el pa-

Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000**

pel de los sectores intervinientes, tanto en el proceso de edificación como en el uso y explotación posterior de los edificios.

Esta estrategia global, prevista en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, implica incentivar la demanda de mayor calidad energética de los edificios y de su equipamiento a través de una creciente aplicación de la normativa existente sobre aislamiento térmico (Norma Básica de la Edificación CT - 79), y equipamiento (Reglamento de Calefacción, Climatización y Agua Caliente Sanitaria).

A este fin, se promoverán las acciones necesarias a lo largo del proceso edificativo, desde la construcción hasta la explotación de los edificios existentes, incluidas las actuaciones promotoras y ejemplarizantes sobre los propios edificios de la Administración Central del Estado ya iniciadas y cuya continuación se prevé en el Plan. Las actuaciones que se prevé llevar a cabo son las siguientes:

a) Medidas de tipo técnico

Incluyen todas las especificadas en la Instrucción Técnica Complementaria (ITC - 26) del vigente Reglamento de C.C. y A.C.S. antes citado, que se complementarán con la aplicación de la telegestión y del control inteligente a la gestión de edificios e instalaciones.

Ello requiere la actualización de dicho Reglamento y la prolongación de la vigencia de los requisitos citados en la ITC - 26.

Debe destacarse que la ejecución de estas medidas se llevará a cabo con la implicación de los propios usuarios y consumidores, lo que requerirá acuerdos de promoción que instrumenten la demanda de calidad en los edificios nuevos.

La promoción de la aplicación de las técnicas de telegestión será objeto de especial atención en lo que se refiere a los patrimonios de edificios de las Administraciones Públicas, donde es posible ya su aplicación, y a las instalaciones de alumbrado público, en las que el esfuerzo considerable de I+D llevado a cabo permite su instrumentación.

b) Medidas de gestión

La gestión de los edificios y de su equipamiento condiciona de manera especial el consumo energético de los mismos, ya que afecta al mantenimiento de rendimientos de equipos y al uso adecuado de las instalaciones.

El programa de ahorro prevé acciones de formación y capacitación en este sector con la colaboración de las empresas de servicios de mantenimiento.

Ello va a implicar también a los propios usuarios en cuanto demandantes de este tipo de servicios, y a las Administraciones del Estado en cuanto usuarios de un parque representativo de edificios.

El programa prevé asimismo el desarrollo de la normativa vigente en el citado Reglamento de Calefacción y Climatización, particularmente en lo que se refiere a los propios edificios de la Administración Central.

c) Medidas sobre los hábitos de los usuarios

Estas medidas se refieren especialmente al Sector Residencial-Familiar, orientándose al consumo individual y colectivo.

Respecto al consumo individual, se perseguirá la sensibilización de los consumidores para conseguir un comportamiento más acorde con el ahorro energético, tanto en el uso de los equipos de iluminación, climatización, electrodomésticos, etc., como en la demanda y compra de equipos más eficaces energéticamente.

En cuanto al consumo colectivo, se sensibilizará a los consumidores para que demanden una adecuada calidad de los servicios de mantenimiento y de gestión de los equipamientos comunes.

En este aspecto, se llevarán a cabo acciones de colaboración con las asociaciones empresariales de gestores y administradores de fincas, en orden sobre todo a la promoción de una adecuada gestión del mantenimiento y explotación de las instalaciones, así como la promoción de una óptima imputación individual

Programa de sustitución

del gasto colectivo, para incentivar comportamientos acordes con el ahorro de energía.

d) *Otras medidas*

En previsión de las medidas comunitarias sobre certificación energética de edificios y equipamiento de los consumidores que puedan entrar en vigor en el futuro, el programa de ahorro contempla la realización de acciones piloto que permitan evaluar los costes y las dificultades de instrumentación de estas medidas.

3.1.5. *Efectos del Programa de Ahorro*

La consecución de los objetivos del programa de ahorro del PAEE permitirá mejorar la eficiencia energética, ahorrar energía primaria, reducir la dependencia del petróleo, reducir las emisiones contaminantes, y reducir las necesidades de nuevo equipamiento eléctrico.

3.2. **Programa de Sustitución**3.2.1. *Introducción*

Los objetivos de sustitución están dirigidos como los de ahorro, a la demanda final de energía, pero mientras que los segundos implican disminución de la demanda final, la sustitución afecta básicamente a la estructura de la demanda.

El objetivo principal de este tipo de acciones es la sustitución de productos petrolíferos y carbón por gas natural, por razones medioambientales y de eficiencia energética.

Las actuaciones del PAEE en este sentido complementan las relacionadas con el desarrollo de la infraestructura gasista y el aumento de suministro de gas natural, que constituyen un aspecto clave del PEN.

El programa de sustitución incluye únicamente la sustitución por gas natural de otros combustibles y energías, no incluyéndose la sustitución técnica de combustibles por calor de la cogeneración ni la sustitución por energías renovables, que forman parte de los correspondientes programas específicos del PAEE.

3.2.2. *Metodología para evaluar los objetivos de sustitución*

La evaluación de los objetivos de sustitución de carbón y productos petrolíferos por gas natural se ha hecho en base a las acciones que permitirán realizar dicha sustitución, incluyendo:

- La actuación comercial de las empresas distribuidoras de gas.
- Las medidas de mejora medioambiental.
- El efecto inducido del mercado que tiene lugar en las instalaciones donde se implanta un sistema de cogeneración con gas, debido a que la introducción de la cogeneración suele dar lugar a una utilización del gas natural en el resto de los procesos térmicos.
- Las acciones promotoras del propio PAEE tanto induciendo nuevas sustituciones como potenciando y coordinando las acciones de mejora medioambiental y las inducidas por la presencia de la instalación de cogeneración, que llevarán a articular acuerdos con otros niveles de la Administración y con las propias empresas distribuidoras.
- Finalmente se ha tenido en cuenta la presencia en el mercado de tecnologías ya aplicables que permiten la sustitución eficaz de electricidad por gas en usos térmicos, que esencialmente se concretan en:
 - a) Procesos en los que el uso de la electricidad está forzado por las condiciones necesarias en la interfase entre atmósfera y superficie del producto. En este aspecto, y con los nuevos equipos de cocción y combustión, la excelente calidad como combustible del gas natural hace posible esta sustitución.

Tal es el caso del sector cerámico en la cocción de bizcochos y esmaltes, y especialmente en los hornos de decoración. Estas tecnologías son ampliables a la siderurgia, vidrio y metalurgia no férrea.
 - b) La utilización de quemadores autogenerativos permite el uso del gas natural como combustible en sustitución de la electricidad en los procesos de fusión tradicionales como arco eléctrico. Esta tecnología es

*Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000*

aplicable en los sectores siderurgia, vidrio y aluminio.

3.2.3. Objetivos del Programa de Sustitución

El objetivo del programa de sustitución es introducir un consumo de gas natural de 16.800 millones de termias en sustitución directa de 397 ktep de carbón, 1.256 ktep de productos petrolíferos y 150 ktep (1.744 GWh) de electricidad, lo que representa un incremento sobre el consumo tendencial de gas natural como energía final del 27,7 % en el año 2000 (1) y del 37,0 % respecto al consumo en 1990.

Estas sustituciones conllevan un ahorro por mejor calidad de la combustión de 123 ktep. En el Cuadro 7 se especifican las sustituciones por combustibles y sectores. Puede observarse que el 70,5 % de los objetivos del programa de sustitución corresponde al sector Industria y el resto (29,5 %) al sector de Edificios y Varios.

En cuanto a los combustibles sustituidos, son los productos petrolíferos los de mayor incidencia (69,7 %) seguido del carbón (22,0 %) y la electricidad (8,3 %).

3.2.4. Actuaciones sectoriales del Programa de Sustitución**— INDUSTRIA**

La sustitución de fuelóleo en el sector industrial se debe en más de un 41 % a la acción inductora de la cogeneración. Se estima, asimismo, que algunos consumos marginales de gasóleo C podrán ser sustituidos al mismo tiempo que el fuelóleo, habiéndose cuantificado esta sustitución en un 7 % del consumo —34 ktep—.

Cerca del 52 % de la sustitución del carbón en el sector industrial es consecuencia de la misma acción inductora. El resto —55 ktep— corresponde a otro tipo de acciones en las industrias distintas al cemento y la siderurgia.

— EDIFICIOS

En usos de calefacción en edificios se sustituirán 284 ktep de carbón que corresponden a las acciones medioambientales iniciadas en el municipio de Madrid, donde se consume la mayor parte del carbón de este sector.

(1) Teniendo en cuenta el efecto total del PAEE sobre el consumo final de gas, el porcentaje sería 26,5 %.

Cuadro 7**OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE SUSTITUCION POR SECTORES Y COMBUSTIBLES**

Unidad: ktep (p.c.i.)

	Industria	Resto (Edificios y Varios)	Total
Combustible sustituido			
—Fuelóleo	-974	-102	-1.076
—Gasóleo C	-34	-96	-130
—Carbón	-113	-284	-397
—G.L.P	—	-50	-50
—Electricidad	-150	—	-150
Total combustibles sustituidos	-1.271	-532	-1.803
Ahorro técnico	+66	+57	+123
Gas sustituyente	+1.205	+475	+1.680

Programa de sustitución

Por la acción inductora de la cogeneración se sustituirán 96 ktep de gasóleo C.

La extensión de las redes de gas hacia las urbanizaciones de casas unifamiliares, donde se consume mayoritariamente GLP en instalaciones de confort, permitirán sustituir 50 ktep de este combustible.

Finalmente, se estima que las acciones medioambientales y la extensión de la red de gas permitirán sustituir los consumos residuales de fuelóleo que aún existen en las urbanizaciones y edificios del sector terciario en la periferia de las grandes ciudades.

3.2.5. Efectos del Programa de Sustitución

Los efectos de la sustitución entre combustibles cuantificados en el PAEE incluyen una menor dependencia del petróleo, mayor grado de diversificación al aumentar el consumo de gas y menores emisiones contaminantes.

3.3. Programa de Cogeneración

3.3.1. Introducción

El término «cogeneración» se aplica a aquellos procesos en los que se produce y utiliza calor y electricidad conjunta y simultáneamente. Estos procesos se estructuran sobre el uso de fuentes primarias de calor para producir electricidad con máquinas y equipos adecuados (básicamente turbinas y motores), aprovechando posteriormente el calor residual de la generación eléctrica para su aplicación directa.

Por analogía se extiende el término de cogeneración a los procesos en que se emplean calores o combustibles residuales como fuente primaria para su transformación en electricidad, sin que exista una utilización posterior del calor secundario resultante de la transformación. Estos procesos reciben el apelativo genérico de «procesos de cola», para diferenciarlos de los «procesos de cabecera» descritos en primer lugar.

3.3.2. La Cogeneración en España y en la CEE

La información estadística disponible indica que, en España, la cogeneración se ha centrado tradicionalmente en industrias intensivas en energía, sobre todo en los sectores químico y alimentario, con un gran protagonismo de las azucareras en este último sector.

Hasta los años 50, las horas de funcionamiento anuales registradas en estas instalaciones indican que fueron concebidas más como grupo de apoyo y socorro que como fuentes permanentes de suministro energético. Así en este período las horas anuales de funcionamiento no superan en ningún caso las 2.000 y pocas instalaciones sobrepasan las 1.500.

A partir de los años 60 empiezan a incorporarse equipos como sistema de funcionamiento permanente, y concebidos, por tanto, desde la óptica de la optimización energética más que desde la de apoyo auxiliar.

La situación a finales de 1990 constituye el punto de partida para el programa de cogeneración del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

SITUACION DE LA COGENERACION AL 31/12/90

Potencia instalada:	959 MW
Energía producida:	4.708 GWh
Horas medias de funcionamiento:	4.909 horas
Producción eléctrica neta nacional:	143.301 GWh
Cogeneración en % sobre anterior:	3,3 %

Las estadísticas sobre cogeneración en distintos países son muy limitadas lo que dificulta la comparación internacional. El Cuadro 8 recoge los últimos datos disponibles para los distintos países comunitarios, referidos a 1985 y 1989.

En este cuadro se observa que, aunque el peso de la cogeneración en España sigue siendo claramente inferior a la media comunitaria en 1985 —2,65 % en España frente al 8,13 % en la CEE en 1985— se ha realizado un importante esfuerzo en los últimos años.

Anexo I

Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 8

SITUACION DE LA COGENERACION EN LA C.E.E.

(En % sobre la producción bruta total de electricidad)

País	Año 1985	Año 1989
Luxemburgo	46,75	75,0
Alemania	14,40	19,0
Holanda	12,61	10,0
Italia	8,68	(1)
Francia	7,36	13,0
Portugal	5,76	(1)
Bélgica	5,00	7,5
Reino Unido	4,11	5,4
Grecia	1,50	(1)
Irlanda	1,29	(1)
Dinamarca	0,94	1,7
CEE-12	8,13	(1)
España	1,64	2,65

Fuente: EUROSTAT y SGERM.

(1) Sin datos

3.3.3. Objetivos que instrumenta el Programa de Cogeneración

La instrumentación de los objetivos de cogeneración del PAEE por sectores y combustibles se muestra en el Cuadro 9.

El objetivo de 1.263 MW asignado al Programa procede del análisis pormenorizado de los mercados industrial y terciario y refleja una estimación conservadora del potencial existente.

Del estudio individualizado de 289 empresas con posibilidades técnicas y económicas de cogenerar se han seleccionado 180 que, por su localización geográfica respecto a las fuentes de suministro de gas natural y por la mayor rentabilidad de la cogeneración, presentan las condiciones óptimas para el desarrollo de esta actividad.

De forma similar se ha procedido en el sector de edificios, donde el subsector hospitalario representa cerca del 70 % del objetivo asignado al sector terciario.

Cuadro 9

OBJETIVOS DE COGENERACION POR SECTORES Y COMBUSTIBLES

Sector	Combustible	Potencia eléctrica MW	Producción eléctrica GWh/año	Horas/año funcionamiento
Industria	Carbón	32	240	7.500
	Fueloleo	33	247,5	
	Coque verde	7	52,5	
	Gas natural	574	4.305	
	Residuos	54	405	
	Total Industria	700	5.250	
Edificios	Gas natural	100	647	6.470
Total sectores consumidores		800	5.897	7.371
Sectores transformadores de energía	Carbón minería	32	250	7.823
	Fuel-gas refino	143	1.119	
	Gas natural	288	2.253	
Total sectores transformadores		463	3.622	7.823
Total Programa		1.263	9.519	7.537

Programa de cogeneración

3.3.4. Efectos de la Cogeneración

La metodología utilizada contabiliza los siguientes efectos de la cogeneración:

a) Ahorro de energía primaria en generación eléctrica y sustitución de combustibles por el calor residual aprovechado.

De los combustibles utilizados para cogenerar, una parte se imputa a la producción eléctrica, y el resto a la producción de calor aprovechado que sustituye al combustible que antes utilizaba el usuario.

Existe pues un efecto neto de sustitución cuyos resultados se muestran sectorialmente, y por combustibles, en el Cuadro 19, indicando asimismo el ahorro que conlleva esta sustitución de combustible por calor.

El combustible no imputado a la producción de calor es el que corresponde a la producción eléctrica que, si tuviera que generarse con el sistema convencional, requeriría un mayor consumo de energía primaria. El correspondiente ahorro de energía primaria se incluye en los efectos del Plan en términos de energía primaria descritos más adelante.

En la estimación de los efectos de la cogeneración se ha tenido en cuenta que esta forma de producción de electricidad se realiza en el entorno del propio abonado por lo que se ahorran las pérdidas en transporte y distribución. Asimismo, se ha supuesto que la cogeneración con gas o fuel-gas se hace con turbinas y calderas de recuperación —en el sector industrial y en el de transformación— con un consumo específico de 2,94 termias (PCI) por kWh generado y medido en barras, del que un 40 % se imputa a la producción eléctrica

y el resto a consumos térmicos para sustitución.

b) Sustitución de carbón por gas natural en generación eléctrica.

Las instalaciones de cogeneración con gas natural permiten una sustitución parcial del carbón para usos eléctricos, cuyos efectos en términos de energía primaria han sido cuantificados usando como referencia una central convencional de carbón.

c) Disminución de emisiones contaminantes correspondientes a los anteriores efectos de sustitución y ahorro.

Este efecto está contabilizado en las consecuencias medioambientales recogidas en el epígrafe 4.3.

d) Demanda de combustibles para cogeneración.

El Cuadro 10 contiene los combustibles que serán demandados por los usuarios para el funcionamiento de las instalaciones de cogeneración.

Debe destacarse que el efecto inducido de mercado asociado a las nuevas instalaciones de cogeneración, antes mencionado, se cuantifica en el programa de sustitución.

3.4. Programa de Energías Renovables

3.4.1. Introducción

Los objetivos a conseguir a través de este programa constituyen una ampliación de los contenidos en el Plan de Energías Renovables (PER

Cuadro 10

DEMANDA DE COMBUSTIBLES PARA COGENERACION

Unidad: ktep (p.c.i.)

	Gas natural	Fuelgas	Carbón minería	Carbón comercial	Fuelóleo	Residuos	Coque verde	Total
ktep (p.c.i.)	1.906	296	62	59	61	100	13	2.497
%	76,3	11,8	2,5	2,4	2,5	4,0	0,5	100

*Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000*

89), y se alcanzarán mediante acciones desarrolladas a lo largo del periodo de planificación contemplado en el PEN.

La potenciación de las energías renovables responde a diversas consideraciones, entre las que destacan:

- Las ventajas medioambientales de las energías renovables frente a los combustibles fósiles sustituidos.
- El impulso del desarrollo de nuevas tecnologías que proporciona la explotación comercial de las energías renovables.
- Su contribución al autoabastecimiento energético y a la diversificación de fuentes energéticas de aprovisionamiento.

Por otra parte, la consolidación en los últimos años del desarrollo de tecnologías de aplicación de energías renovables, especialmente en relación a pequeñas turbinas hidráulicas y aerogeneradores eléctricos, permite ampliar la oferta de estas fuentes de energía.

El aumento de la contribución de las energías renovables responde, asimismo, a las recomendaciones en este sentido de los organismos internacionales.

Los recursos y aplicaciones energéticas renovables que se consideran en el presente programa son los siguientes:

— **Minihidráulica.**

Se considera energía minihidráulica la producida por centrales hidroeléctricas de potencia inferior a 5 MW y cuyas instalaciones transforman la energía cinética de una corriente de agua en energía eléctrica.

— **Biomasa.**

Se define la biomasa como el aprovechamiento de los residuos forestales, ganaderos, agrícolas, industriales o de cultivos energéticos, ya sea mediante su combustión directa o a través de un proceso intermedio de transformación de los mismos (bioalcohol, biogás, etc.).

— **Residuos sólidos urbanos (RSU).**

Se consideran residuos sólidos urbanos los generados por la actividad doméstica —o los

asimilables por sus características— en los núcleos de población o en sus zonas de influencia. Existen cuatro procedimientos para su tratamiento: vertido, compostaje, reciclado e incineración. La aplicación considerada en este programa es la incineración con recuperación de energía, ya que es el procedimiento de valoración de RSU que tiene un significado energético más directo, teniendo en cuenta que antes de la incineración en muchos casos se tendrá un reciclado parcial de los residuos.

— **Eólica.**

La energía eólica es la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica a través de aerogeneradores de baja, media o alta potencia.

— **Solar térmica.**

Se denomina solar térmica el aprovechamiento de la radiación del sol para el calentamiento de un fluido, que a su vez se emplea en función de su temperatura para la producción de agua caliente, vapor o energía eléctrica.

— **Solar fotovoltaica.**

La energía solar fotovoltaica es la aprovechada de la radiación del sol, mediante su transformación directa en energía eléctrica.

— **Geotérmica.**

Energía geotérmica es la aprovechada del calor de yacimientos de agua subterránea a baja, media o alta temperatura o bien de roca caliente seca para la obtención de agua caliente o vapor.

En todos estos casos las tecnologías de aplicación se encuentran desarrolladas y contrastadas en la medida suficiente para que su progresiva utilización constituya una fuente más de abastecimiento energético.

3.4.2. Las Energías Renovables en España y en la CEE

Como en el caso de la cogeneración, las estadísticas internacionales sobre energías renovables

Programa de energías renovables

Cuadro 11

ESTADÍSTICA DE ENERGIAS RENOVABLES Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA EN LOS PAÍSES DE LA C.E.E. (1986)

Unidad: Mtep

	Hidráulica (2)	Biomasa	Eólica	Solar	Geotérmica	Total E.R.	Total E.P.E. (1)	E.R./E.P.E. (%)
Alemania	4,14	7,54	—	—	—	11,68	265,00	4,4
Bélgica	0,31	1,05	—	—	—	1,36	45,00	3,0
Dinamarca	0,01	0,48	0,08	—	—	0,57	19,00	3,0
España	6,12	2,05	—	0,03	—	8,20	72,00	11,4
Francia	16,10	7,40	—	0,04	0,20	23,74	197,00	12,1
Grecia	0,75	0,70	—	0,01	—	1,46	17,00	8,6
Holanda	—	0,22	—	—	—	0,22	63,00	0,3
Irlanda	0,28	0,07	—	—	—	0,35	9,00	3,9
Italia	10,08	1,85	—	0,05	0,53	12,51	133,00	9,4
Luxemburgo	0,12	—	—	—	—	0,12	3,00	4,0
Portugal	1,91	2,06	—	—	—	3,97	11,00	36,1
R. Unido	1,56	0,96	—	—	—	2,52	207,00	1,2
C.E.E.	41,38	24,38	0,08	0,13	0,73	66,70	1.041,00	6,4
Mtep	62,0	36,6	0,1	0,2	1,1	100,0		

Metodología: Antigua metodología AIE.

Fuente: AIE, OCDE, CEE.

(1) E.P.E.: Energía primaria equivalente que es necesario consumir para disponer en consumo final de una determinada cantidad de energía.

(2) Incluye gran hidráulica y minihidráulica.

son muy limitadas. En términos de la metodología aplicada por la Agencia Internacional de la Energía hasta 1990, la contribución de las energías renovables —incluyendo la gran hidráulica— al balance de energía primaria de la CEE fue el 6,4 % en 1986, último año para el que se dispone de datos comparativos. España ocupaba en dicho año el tercer lugar entre los países comunitarios —después de Portugal y Francia—, con un 11,4 % del consumo total de energía primaria.

La energía hidroeléctrica y la biomasa constituyen las dos aportaciones cuantitativamente más importantes, tanto en España como en los países de la AIE y la CEE.

Como se indica en el Cuadro 12, las energías renovables distintas a la gran hidráulica han alcanzado ya en España una presencia significativa en el balance de energía primaria, proporcionando 2,57 millones de tep a finales de 1990. La estructura de dichas energías se muestra en el Cuadro 13.

Cuadro 12

ESTRUCTURA DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA EN 1990 INCLUYENDO ENERGIAS RENOVABLES

Sector energético	Año 1990	
	Ktep	%
Petróleo	47.175	52,57
Carbón	18.762	20,91
Nuclear	14.138	15,75
Hidráulica (2)	2.203	2,46
Gas	5.000	5,57
Otras renovables (1)	2.460	2,74
Total	89.738	100

(1) Incluye Biomasa, R.S.U., Solar, Eólica, Geotérmica, y 225 ktep de energías residuales utilizadas en cogeneración.

(2) Incluye 118 ktep de minihidráulica.

Metodología: Nueva metodología AIE.

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 13

ESTRUCTURA DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA EN 1990

Sector energético	Año 1990	
	Ktep	%
Biomasa (1)	2.378	92,2
Minihidráulica	118	4,6
Solar	41	1,6
R.S.U.	34	1,4
Eólica	4	0,1
Geotérmica	3	0,1
Total	2.578	100

Metodología: Nueva metodología A.I.E.

(1) Incluye energías residuales utilizadas en cogeneración.

Este resultado refleja en gran medida el apoyo institucional proporcionado por el desarrollo del PER-86 y del PER-89, que han supuesto la incorporación de 336.000 tep/año de energía primaria con una inversión asociada de 38.239 millones de pesetas y unos apoyos públicos de 8.328 millones de pesetas.

3.4.3. *Objetivos que instrumenta el Programa de Energías Renovables*

El programa de energías renovables instrumenta dos tipos de objetivos: oferta para usos térmicos finales y oferta de producción eléctrica. Estos objetivos se especifican en términos de energía final en el Cuadro 14.

— OBJETIVO PARA USOS TERMICOS FINALES

El PAEE prevé un aumento del consumo de energías renovables en usos térmicos finales de 499 Ktep con la distribución sectorial indicada en el Cuadro 15. Dicho cuadro refleja, asimismo, los combustibles fósiles sustituidos por estas energías.

Este objetivo supone un aumento del 20,6 % entre 1990 y el año 2000, y dará lugar a una aportación total de 2,9 Mtep en el horizonte del PEN.

— OBJETIVO DE PRODUCCION ELECTRICA

El marco regulador de la autoproducción contemplará una retribución de esta actividad coherente con el coste evitado al sistema y con el objetivo de desarrollo de la producción independiente de electricidad. Dicho marco, junto con el actual grado de desarrollo alcanzado por la tecnología, permitirán alcanzar el objetivo de aumento en 4.179 GWh/año de producción eléctrica con energías renovables en el horizonte del PEN.

Este objetivo significa un aumento de potencia en generación con energías renovables de 1.188,5 MW, lo que representa 2,4 veces la actual potencia de generación con este tipo de energías, y permitirán multiplicar por 3,7 la actual producción, dando lugar a una cobertura de la demanda de energía eléctrica en el 2000 del 3,2 %, frente al 1,2 % en 1990.

Los gráficos 6 y 7 representan el objetivo de aumento y la situación al final del año 2000 de la producción eléctrica con energías renovables.

Cuadro 14

AUMENTO DE LA OFERTA DE ENERGÍAS RENOVABLES EN TERMINOS DE ENERGIA FINAL (1991-2000)

	Sector Industria	Sector edificios	Total
Oferta para consumo de Energía Final (Efecto de sustitución) (ktep, p.c.i.)	407	92	499
Oferta para producción de energía eléctrica (GWh)	—	—	4.179

Programa de energías renovables

Cuadro 15

OBJETIVOS DE SUSTITUCION TERMICA POR ENERGIAS RENOVABLES 1991-2000

Unidad: ktep (P.C.I.)

	Industria	Edificios	TOTAL
Fuelóleos	96	—	86
Coque verde	191	—	191
Gasóleo C	—	72	72
Total P. petrolíferos	277	72	349
Carbón	130	20	150
Total programa	407	92	499
Total %	81,6	18,4	100

Cuadro 16

APORTACION TERMICA DE LAS ENERGIAS RENOVABLES EN USOS FINALES

	Acumulado 31.12.90 KTep	Previsto 1991-2000 KTep	Acumulado 2.000 KTep
Biomasa (1)	2.378	427	2.805
Solar térmica	41	62	183
Geotérmica	3	10	13
Total	2.422	499	2.921

(1) Incluye energías residuales utilizadas en cogeneración.

— OBJETIVOS GLOBALES EN TERMINOS DE ENERGIA PRIMARIA

El Cuadro 18 recoge la suma de las ofertas de energías renovables para usos térmicos y para producción de electricidad previstas en el Plan para el año 2000.

Estos objetivos implican que la contribución de las energías renovables a la cobertura de la demanda de energía primaria aumentará en un

45 %, pasando del 2,7 % en 1990 al 3,2 % en el año 2000.

El programa de energías renovables se propone duplicar los objetivos del actual PER 89/95, lo que supone dedicar a estas energías un esfuerzo considerablemente mayor, como se refleja en los recursos que se prevé poner en juego.

3.4.4. La estrategia de la oferta de energías renovables

Minihidráulica

Las posibilidades de desarrollo del sector minihidráulico en España son considerables, dada la abundancia de recursos potencialmente explotables, y el interés mostrado por numerosos inversores en el área de minicentrales.

La acción coordinada de los Ministerios de Obras Públicas y Transporte, y de Industria, Comercio y Turismo, en las concesiones incluidas en los planes hidrológicos activará la realización del potencial existente. En este contexto hay que señalar que los criterios españoles de definición de minihidráulica (centrales de hasta 5 MW) no coinciden con los europeos que consideran minihidráulica toda central con una potencia instalada inferior a 10 MW.

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 17

OBJETIVOS DE PRODUCCION DE ENERGIA ELECTRICA CON ENERGIAS RENOVABLES

Areas	Acumulado 31.12.90	Objetivos PAEE	Acumulado 2.000
Minihidráulica:			
Potencia (MW)	457,84	779	1.236,84
Producción (GWh/a)	1.378,68	2.474	3.852,68
Horas	3.011	3.176	3.115
R.S.U.:			
Potencia (MW)	27	239	266
Producción (GWh/a)	156	1.297,5	1.453,5
Horas	5.777	5.429	5.464
Eólica:			
Potencia (MW)	7,2	168	175,2
Producción (GWh/a)	18	403	421
Horas	2.500	2.400	2.403
Solar fotovoltaica:			
Potencia (MW)	3,16	2,5	5,66
Producción (GWh/a)	6,32	4,5	10,82
Horas	2.000	1.800	1.911
Total:			
Potencia (MW)	495,2	1.188,5	1.683,7
Producción (GWh/a)	1.559	4.179	5.738
Horas	3.148	3.516	3.408

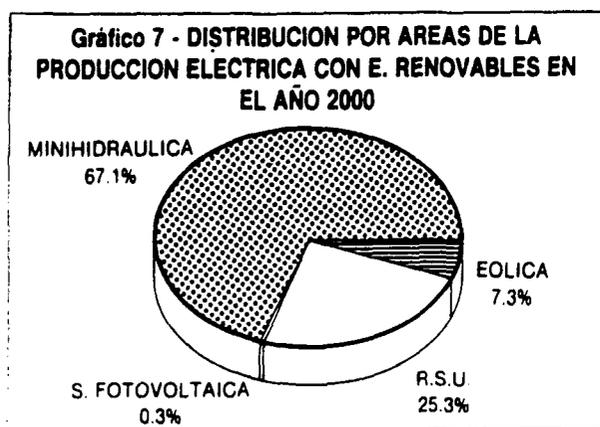
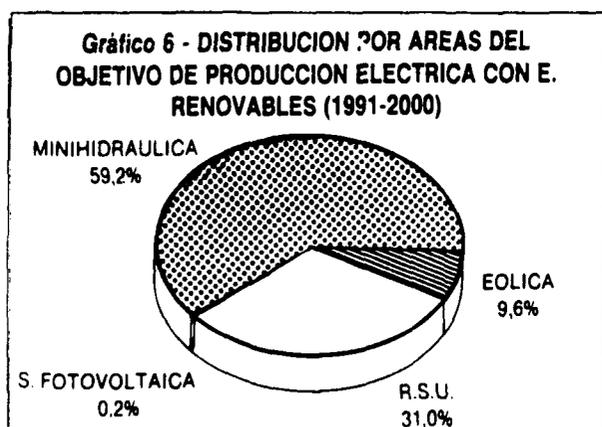
Cuadro 18

OBJETIVOS DEL PROGRAMA DE E. RENOVABLES EN TERMINOS DE ENERGIA PRIMARIA

Sector Energético	Año 1990		Objetivo PAEE		Año 2000	
	kTep	%	kTep	%	kTep	%
Biomasa (1)	2.378	92,3	427	36,5	2.805	74,9
Minihidráulica	118	1,5	213	18,2	331	8,8
Solar térmica	40	1,6	62	5,3	102	2,7
Solar fotovoltaica	1	0,0	1	0,1	2	0,1
R.S.U.	34	1,4	353	30,2	387	10,3
Eólica	4	0,1	105	8,9	109	2,9
Geotérmica	3	0,1	10	0,8	13	0,3
Total	2.578	100	1.171	100	3.749	100

Metodología: Nueva metodología AIE.

(1) Incluye energías residuales utilizadas en cogeneración.

Programa de energías renovables*Biomasa*

Aunque el término abarca una gran variedad de recursos utilizados y procesos de transformación y aplicación, la mayor aportación en los próximos años procederá de la combustión directa de residuos generados en la transformación de productos agrícolas y forestales, utilizada generalmente en aplicaciones industriales.

Las actividades que se llevarán a cabo para conseguir los objetivos previstos incluyen la propuesta de convenios bilaterales con las Comunidades Autónomas para el uso con fines energéticos de aquellos residuos que no se utilizan en estos momentos. Por otra parte, el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo colaborará con el Ministerio de Agricultura en el fomento de la utilización energética de los residuos forestales y agrícolas que actualmente se incineran. Ello permitirá rentabilizar la limpieza de los bosques,

contribuyendo además a evitar los incendios forestales.

Otra línea de actuación es el desarrollo de una red de distribución comercial en base a la fabricación de briquetas combustibles de este tipo de residuos, que facilite el acceso a estos productos de los consumidores industriales y domésticos.

Residuos sólidos urbanos (RSU)

Se han identificado diversos proyectos de aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos mediante su incineración en plantas de generación de energía eléctrica a lo largo del territorio nacional, cuya puesta en marcha supone 353.000 tep/año, al final del periodo.

Teniendo en cuenta la creciente demanda social de calidad ambiental, la propuesta recoge una solución de disminución de los vertidos incontrolados, así como un aumento de la producción de compost (abono orgánico) ya que los proyectos considerados incorporan en muchos casos un reciclaje parcial de los residuos sólidos urbanos.

La colaboración entre las Administraciones Central, Autonómica y Local contribuirá a la consecución de los objetivos previstos.

Eólica

Existen zonas geográficas nacionales con alto potencial eólico (Canarias, Andalucía —Cádiz—, Galicia) en las que el programa incidirá con la implantación de parques eólicos conectados a la red general de distribución de energía eléctrica. A medio plazo, la tendencia mundial en parques eólicos es utilizar máquinas con potencias comprendidas entre 100 kW y 400 kW que son las que permiten mejores resultados económicos.

En el horizonte del año 2000, la potencia de energía eólica instalada se situará entre 150 y 200 MW. Actualmente existen cerca de 100 máquinas eólicas conectadas a la red con una potencia instalada de 7 MW. Asimismo se encuentran en proceso de ejecución varios proyectos que para el periodo 92-93 totalizarán una potencia adicional de 40 MW ubicados en las zonas de Tarifa (PE-SUR, E-3), Galicia, Cataluña y Canarias.

*Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000**Solar*

La utilización de la energía solar por vía térmica puede jugar a largo plazo un importante papel dada la abundancia de recursos. No obstante, la insuficiente competitividad actual de los costes de las instalaciones hace necesario mantener un continuo apoyo para conseguir que el incremento de la producción reduzca los costes unitarios.

La energía solar fotovoltaica ofrece unas perspectivas de desarrollo tecnológico muy interesantes que posibilitarán una reducción importante de los costes de fabricación de los paneles y por tanto de las inversiones del conjunto de la instalación.

Geotérmica

La explotación de este tipo de energía está condicionada por la elevada inversión necesaria, y por el hecho de que la demanda debe estar próxima al recurso.

En el área de media y alta temperatura y roca caliente seca, existe un alto potencial en Canarias, pero la tecnología no ha alcanzado todavía el grado de desarrollo necesario para su puesta en explotación.

El área de baja temperatura no presenta esta limitación, habiéndose identificado ya diversos proyectos.

En consecuencia, los objetivos abarcan únicamente el área de baja temperatura y comprenden diversos proyectos de demostración actualmente en curso, así como el correspondiente a la Comunidad Autónoma de Madrid, que se encuentra en fase de ejecución.

3.4.5. Efectos del Programa de Energías Renovables

La consecución de los objetivos de este programa contribuirá a aumentar el grado de autoabastecimiento, reducir la dependencia del petróleo, ahorrar energía primaria convencional y favorecer la protección del medio ambiente.

4. EFECTOS RESULTANTES DEL PLAN DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

La consecución de los objetivos del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética traerá consecuencias positivas desde los puntos de vista energético, medioambiental y de actividad industrial y tecnológica.

4.1. Efectos energéticos

Desde el punto de vista energético, el Plan incide sobre el consumo de energía final, sobre la producción eléctrica y sobre el consumo de energía primaria.

En el Cuadro 19 se detallan los resultados previstos del conjunto del PAEE, tanto en términos de energía final como de producción eléctrica.

4.1.1. En términos de energía final y de producción eléctrica

a) En términos de energía final:

- Reducción de la demanda tendencial prevista para el año horizonte del Plan en un 7,6 %.

- 7 % en el Sector Industrial.
- 9,6 % en el Sector Transporte.
- 5 % en el Resto.

— Reducción de la demanda de combustibles, con el siguiente balance:

- Reducción del 22,6 % de la demanda de carbón.
- Reducción del 11,4 % de la demanda de productos petrolíferos.
- Reducción del 5,9 % de la demanda de electricidad.
- Incremento del 26,5 % de la demanda tendencial del gas natural, lo que representa un aumento de 26.500 millones de termias.

— En cuanto a la sustitución entre combustibles, se sustituirán por gas natural 455 ktep de carbón, 1.753 ktep de productos petrolíferos y 1.744 GWh de electricidad. (Cuadro 4).

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 19
EFECTOS DE LOS OBJETIVOS POR PROGRAMAS

A. Consumo de energía final

Unidad: ktep (p.c.i.)

	Consumo en 1990	Efectos de sustitución			Efectos de ahorro		Demanda tendencial en 2000	Demanda en el 2000 después de objetivos del plan
		Programa de sustitución	Programa de cogeneración	Programa de energías renovables	Programa de ahorro	Total efecto todos los programas		
Industria	24.408	-66	-41	—	-2.154	-2.261	32.104	29.843
Transporte	22.639	—	—	—	-3.136	-3.136	32.696	29.560
Resto (edificios y varios)	13.492	-57	-1	—	-869	-927	18.598	17.671
Total	60.539	-123	-42	—	-6.159	-6.324	83.398	77.074
Carbón	4.271	-397	-58	-150	-453	-1.058	4.687	3.629
P. petrolíferos	40.762	-1.256	-497	-349	-4.303	-6.405	56.221	49.816
Gas natural	4.531	+1.680	+513	—	-583	+1.610	6.069	7.679
Electricidad	10.975	-150	—	—	-820	-970	16.421	15.451
E. renovables	— (1)	—	—	+499 (2)	—	+499	—	499
Total	60.539	-123	-42	0	-6.159	-6.324	83.398	77.074 (3)

B. Producción eléctrica independiente

Unidad: GWh/año

	Situación al 31/XII/1990	Objetivos PAEE	Situación al 31/XII/2000
Autoproducción eléctrica con E. renovables (4)	1.559	4.179	5.738
Producción eléctrica de cogeneración	4.708	9.519	14.227
Total Producción eléctrica independiente (PEI)	6.267	13.698	19.965

(1) No se incluyen las energías renovables de usos finales en 1990 para poder comparar con series históricas. Este consumo en 1990 fue de 2.179 ktep (p.c.i.).

(2) Incluye Biomasa, Solar Térmica y Geotérmica.

(3) Incluyendo los consumos de energías renovables de usos finales que ya existían en 1990 (2.179 ktep), este consumo sería de 79.253 ktep y sin incluir ningún consumo de renovables sería 76.575 ktep.

(4) Incluye Minihidráulica, R.S.U., Eólica y Solar Fotovoltaica.

Efectos energéticos

- Las energías renovables sustituirán en usos finales 150 ktep de carbón y 349 ktep de productos petrolíferos. (Cuadro 4).
- Por sectores consumidores, destaca el ahorro de energía de los sectores de Transporte y Edificios, que respecto al consumo de 1990 significarán respectivamente un 13,9 % y un 7,5 %.
- Por energías, destaca el ahorro de productos petrolíferos (7,7 % del consumo tendencial en el 2000) y el de electricidad (5 % del consumo esperado en el 2000).

b) En términos de oferta de producción eléctrica.

La consecución de los objetivos del Plan permitirá que la producción eléctrica independiente aumente en 13.698 GWh en el horizonte del PEN, de los que 9.519 corresponderán a cogeneración y 4.179 a energías renovables.

4.1.2. *Efectos en términos de energía primaria*

En el Cuadro 20 se especifican las consecuencias de cada programa del Plan en términos de energía primaria, que en conjunto representan un ahorro de 10.752 ktep, destacando el aumento de 28.130 millones de termias de consumo de gas natural que sustituyen a carbón y productos petrolíferos, y de 1.171 ktep de energías renovables.

Si se considera la estimación conservadora de los efectos del PAEE aplicada en la determinación de las necesidades de nuevo equipamiento eléctrico, el ahorro de energía primaria debido al PAEE será de 10.093 ktep.

4.2. *Efectos de eficiencia energética en términos de energía final*

El PAEE da lugar a una mejora de la eficiencia energética de un 10,4 % respecto a 1990.

Cuadro 20

CONSECUENCIAS DEL PLAN EN TERMINOS DE ENERGIA PRIMARIA (1)

Unidad: ktep (p.c.i.)

	Consumo en 1990	Programa de ahorro	Programa de sustitución	Programa de cogeneración	Programa de energías renovables	Efectos PAEE
						Cifras absolutas
Carbón	18.762	-3.146	-903	-2.616	-1.188	-7.853
Petróleo	47.175	-4.677	-1.301	-683	-349	-7.010
Gas natural	5.000	-603	+1.736	+1.680	—	+2.813
Hidráulica (3)	2.203	—	—	—	+213	+213
Nuclear	14.138	—	—	—	—	—
E. renovables distintas a minihidráulica	2.460 (2)	—	—	+127	+958	+1.085
Total	89.738	-8.426	-468	-1.492	-366	-10.752

(1) Los efectos sobre E.P. de la generación de electricidad se han hecho por comparación a la central de carbón con desulfuración; y la cogeneración con gas con turbinas que suponen un consumo de 2,94 TER (p.c.s.)/kWh bg de los que el 40 % se imputan a generación eléctrica y el resto a usos térmicos.

(2) Incluye R.S.U. (34 ktep); Eólica (4 ktep); Gotérmica (3 ktep), Solar Fotovoltaica (1 ktep), Solar Térmica (40 ktep), Biomasa (2.153 ktep) y residuos utilizados en Cogeneración (225 ktep).

(3) Incluye la actual Minihidráulica (118 ktep) y el objetivo del PAEE (213 ktep).

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 21

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGETICA EN TERMINOS DE ENERGIA FINAL

	Consumo en 1990	Consumo en 2000 con efectos PAEE	Consumo tendencial en 2000 sin efectos PAEE
Consumo de energía final (E.F.) (ktep)	60.539	76.659	83.398
Índice de crecimiento de (E.F.)	100	126,6	137,76
Índice de crecimiento del PIB	100	141,2	141,2
Índice de E.F./PIB	100	89,7	97,6
Mejora de la eficiencia energética	—	10,4%	2,4%

En ausencia de dicho Plan, la mejora de la eficiencia energética habría sido de sólo un 2,4 %.

4.3. Efectos medioambientales

Los combustibles no consumidos —ahorrados—, y la sustitución de parte de los mismos por ener-

gías renovables y gas natural reducen las emisiones contaminantes a la atmósfera en las siguientes proporciones respecto a su volumen en 1990:

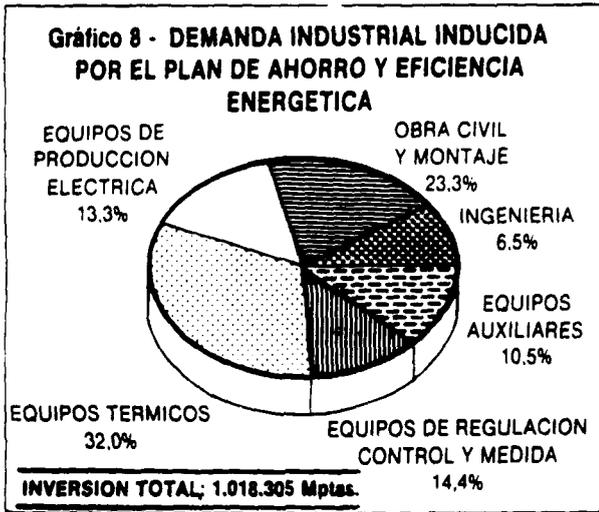
- El 22 % de las emisiones anuales de CO₂.
- El 13 % de las emisiones anuales de SO₂.
- El 14 % de las emisiones anuales de NO_x.

Cuadro 22

DEMANDA INDUSTRIAL INDUCIDA POR EL PLAN

	Programa de ahorro		Programa de sustitución		Programa de cogeneración		Programa de energ. renovables		Total	
	%	Mptas	%	Mptas	%	Mptas	%	Mptas	%	Mptas
Ingeniería	5,5	24.055	5	5.100	7	10.145	8	26.720	6,5	66.020
Obra civil y montaje	20,2	88.349	40	40.802	10	14.493	28	93.520	23,3	237.164
Equipos de producción eléctrica (motores, turbinas, aerogeneradores, paneles fotovoltaicos)	—	—	—	—	45	65.218	21	70.140	13,3	135.358
Equipos térmicos (calderas, quemadores, recuperadores, intercambiadores, depuración gases)	47,3	206.876	20	20.401	20	28.986	21	70.140	32,0	326.403
Equipos regulación, control y medida (incluidos sistemas de gestión informatizados)	16,7	73.041	15	15.301	15	21.740	11	36.740	14,4	146.822
Equipos auxiliares o complementarios	10,3	45.049	20	20.401	3	4.348	11	36.740	10,5	106.538
Total	100	437.370	100	102.005	100	144.930	100	334.000	100	1.018.305

Efectos sobre la actividad económica y tecnológica



4.4. Efectos sobre la actividad económica y tecnológica

La movilización de 1.018.305 millones de pesetas que supone la inversión total asociada a los objetivos del Plan repercutirá en la actividad industrial y de servicios en la cuantía reflejada en el Cuadro 22.

Esta inversión proporcionará un considerable impulso al desarrollo de las aplicaciones de nuevas técnicas, y a la modernización industrial y de los servicios, facilitando la incorporación de equipos de mejor rendimiento y el desarrollo de tecnologías todavía incipientes.

5. ESTRATEGIAS DE ACTUACION

5.1. Introducción

El análisis de la experiencia nacional e internacional en materia de actuaciones dirigidas a fomentar el ahorro y diversificación de energías pone de manifiesto que la eficacia de dichas actuaciones requiere:

- Definir los objetivos en función de los proyectos y estrategias concretas que permitirán alcanzarlos.
- Sectorizar los objetivos y las estrategias, lo que permite que la elaboración y ejecución del Plan tenga en cuenta las características específicas de consumo energético de cada sector, y sus posibilidades de acceso a las inversiones necesarias para el ahorro y la diversificación energética.
- Mantener una adecuada labor de difusión y promoción de las acciones de ahorro en los distintos sectores, para promover actitudes favorables en los consumidores.
- Fomentar el conocimiento por los propios usuarios de las técnicas y nuevas tecnologías de ahorro, lo que contribuye a que los usuarios tomen la iniciativa en las acciones dirigidas a este fin.

Estas conclusiones se han tenido en cuenta en el diseño de las estrategias del PAEE:

- En el sector industrial de grandes consumidores —el más accesible a las acciones de ahorro y diversificación— la estrategia se centra en actuaciones directas y acuerdos subsectoriales o con consumidores específicos, mientras que el sector de la pequeña y de la mediana industria requiere actuaciones indirectas y de promoción más globalizada.
- En los sectores de transporte y edificios, el consumo energético depende fundamentalmente de la infraestructura y calidad del equipamiento, y de los hábitos de consumo de los usuarios, por lo que las estrategias sobre estos sectores deben incorporar acciones dirigidas a la mejora de la calidad y al uso adecuado de equipos e instalaciones por parte de los consumidores. La mejora de los hábitos de consumo requiere una labor de difusión y acciones concretas sobre los servicios de mantenimiento de instalaciones y vehículos, incluyendo actuaciones de capacitación y formación profesional.

Las estrategias diseñadas en el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética también han tenido en

*Anexo I**Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000*

cuenta las recomendaciones del Parlamento Europeo sobre actuaciones y actitudes de ejemplaridad de las Administraciones Públicas en sus propios patrimonios, así como algunas de las medidas propuestas en los documentos preparatorios del programa comunitario SAVE, actualmente pendiente de Decisión del Consejo, que incluyen medidas de carácter técnico —normas, cogeneración—, medidas financieras y fiscales y medidas que incidan en los hábitos de consumo de los usuarios.

5.2. Las líneas estratégicas

La aplicación de las estrategias se realizará con un enfoque sectorial e incluso subsectorial, para garantizar la eficacia de la labor de promoción y difusión —sobre todo en lo referente a aplicación de nuevas tecnologías—, y el mejor rendimiento de los recursos económicos y de los apoyos públicos que se prevé movilizar.

Globalmente las acciones se articulan siguiendo las siguientes líneas estratégicas básicas:

5.2.1. Acciones directas y ejemplarizantes de la Administración

Siguiendo las recomendaciones del Parlamento Europeo, continuarán los programas de ahorro de la Administración Central en su propio patrimonio de edificios, y se impulsará su extensión a las Administraciones Autónomas, Regionales y Locales.

5.2.2. Difusión y promoción comercial

Estas actuaciones se dirigen a difundir el conocimiento de las posibilidades reales de ahorro y diversificación energética en cada subsector con un enfoque comercial, que permita dar a conocer actuaciones ejemplares y motivar a los usuarios para llevar a cabo acciones similares.

Ello contribuirá a su vez a mejorar el conocimiento de las necesidades sectoriales y a establecer acuerdos concretos, en orden a financiación, modernización tecnológica, etc., con sectores y con grandes consumidores.

El Plan prevé que los costes correspondientes a estas actividades sean sufragados por la Administración a través del IDAE.

La colaboración de las empresas suministradoras de energía puede jugar asimismo un papel significativo en las tareas de difusión y promoción.

5.2.3. Formación y capacitación

La formación y capacitación técnica se dirigirá a los colectivos de gestores técnicos de plantas industriales y edificios en materias técnicas y propias de gestión energética, y a los operadores de plantas y edificios, tanto en lo que se refiere al mantenimiento energético, como a la gestión de explotación de las instalaciones con equipos informáticos.

En ambos casos se prevé que los sectores empresariales y los colectivos profesionales, junto con la EOI y otras entidades, colaboren en la ejecución de esta línea estratégica.

La financiación de estas acciones procederá de la Administración y de los propios interesados: empresarios y profesionales.

5.2.4. Financiación por terceros (FPT) y otras líneas de financiación

El Plan considera que la financiación de las inversiones debe realizarse en la medida posible a través de los mecanismos del mercado, con objeto de impulsar el desarrollo de nuevos mecanismos de financiación —como la Financiación por Terceros y el Project Financing.

La financiación por terceros (FPT), se basa en que la inversión realizada por un tercero —distinto del usuario y del suministrador de equipos—, se retribuye con la disminución de costes de explotación que permiten las medidas aplicadas.

El Plan establece que, a través de este mecanismo, el IDAE realice directamente el 10,86 % de la inversión total, con la siguiente distribución por programas:

Las líneas estratégicas

- El 12,60 % de las inversiones del programa de sustitución.
- El 16,20 % de las inversiones del programa de cogeneración.
- El 6,30 % de las inversiones del programa de energías renovables.
- El 12,13 % de las inversiones del programa de ahorro.

5.2.5. Subvenciones

A pesar del énfasis en los mecanismos de financiación del mercado, se estima que el 58,1 % de las inversiones totales del PAEE precisan de incentivos financieros especiales para que las condiciones de recuperación de la inversión realizada en los distintos proyectos sea suficientemente atractiva.

En consecuencia, el Plan incluye incentivos a la inversión en términos de subvenciones netas

equivalentes, a través de subsidios de los tipos de interés, o de subvenciones a la propia inversión.

Estos incentivos, que son necesarios para la mayoría de los programas del PAEE excepto el de cogeneración, se asignarán en función de las características de los proyectos, de sus implicaciones medioambientales y de su repercusión sobre la competitividad y la modernización del sector correspondiente.

Los subsidios y subvenciones se aplicarán únicamente al coste elegible de los proyectos, que se definirá de acuerdo con la naturaleza de los mismos.

Por otra parte, se mantendrá la labor de difusión y promoción en España de los programas de la Comunidad Económica Europea, fomentando el recurso a los fondos comunitarios proporcionados por dichos programas, y un mayor conocimiento de las posibilidades tecnológicas existentes.

6. INVERSIONES Y RECURSOS PUBLICOS

6.1. Inversiones

La consecución de los objetivos propuestos requiere una inversión total de 1.018.305 millones de Pta., cuya distribución por objetivos, programas y sectores es la siguiente:

POR OBJETIVOS

Ahorro:	43,0 %	437.370 MPta.
Sustitución:	16,4 %	167.005 MPta.
Producción eléctrica independiente:	40,6 %	413.930 MPta.
Total	100 %	1.018.305 MPta.

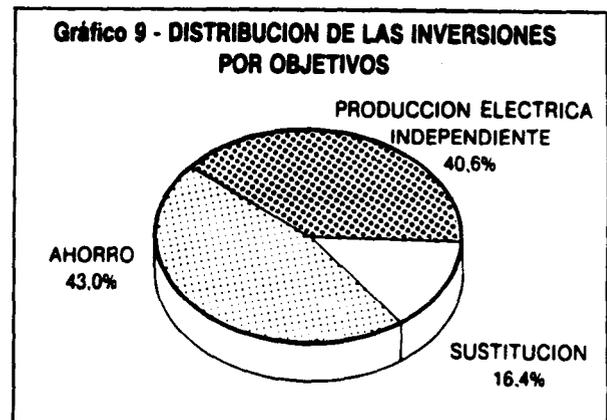
POR PROGRAMAS

Ahorro:	43,0 %	437.370 MPta.
Sustitución:	10,0 %	102.005 MPta.
Cogeneración:	14,2 %	144.930 MPta.
E. Renovables:	32,8 %	334.000 MPta.
Total	100 %	1.018.305 MPta.

POR SECTORES

Industria:	37,2 %	378.355 MPta.
Transporte:	8,3 %	84.480 MPta.
Edificios:	21,7 %	221.470 MPta.
E. Renovables:	32,8 %	334.000 MPta.
Total	100 %	1.018.305 MPta.

El Gráfico 9 presenta la distribución de las inversiones por objetivos.



Anexo I

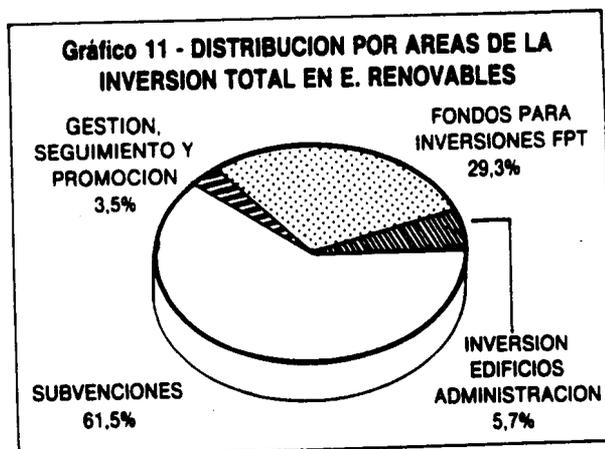
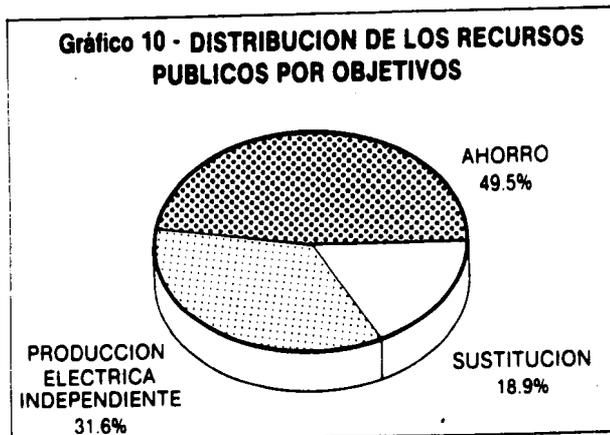
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

6.2. Recursos públicos

El Plan prevé que el 31,1 % de las inversiones (315.724 MPta.) se ejecutará por los propios usuarios u otros agentes financieros, y un 10,8 % (110.510 MPta.) se realizará por el IDAE a través del sistema de Financiación por Terceros. El 58,1 % restante (592.071 MPta.) precisa de apoyo financiero en forma de subvención de la inversión o subsidiación de tipos de interés.

En consecuencia, serán necesarios unos recursos públicos de 189.826 MPta. (18,6 % de la inversión total), que se aplicarán a las siguientes finalidades:

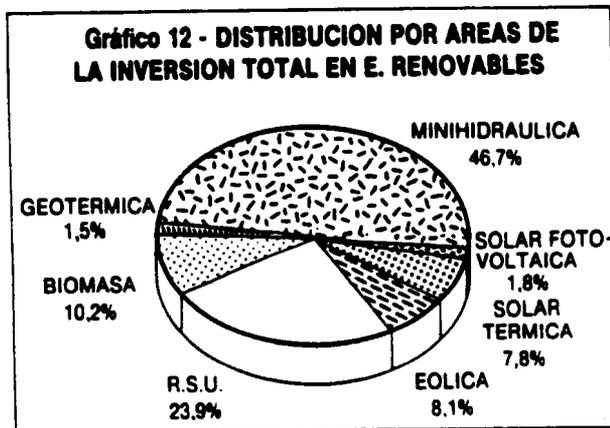
Inversiones directas de la Administración Central en su patrimonio de edificios	5,7 %	10.880 MPta.
Financiación por terceros (F.P.T.)	29,3 %	55.652 MPta.
Subvenciones a la inversión privada	61,5 %	116.594 MPta.
Gastos de gestión, seguimiento y promoción	3,5 %	6.700 MPta.
Total	100 %	189.826 MPta.



Los Gráficos 10 y 11 representan la distribución de los recursos públicos por objetivos y finalidades respectivamente. La distribución de dichos recursos por programas se indica en el cuadro 23.

6.3. Inversiones y recursos públicos por programas y sectores

En los Cuadros 24 y 25 se especifican las inversiones y los apoyos públicos por programas y sectores, detallándose el desglose del programa de energías renovables en el Cuadro 26 y en los Gráficos 12, 13 y 14.



Recursos públicos

Cuadro 23
RESUMEN DE RECURSOS PUBLICOS

Unidad: millones de ptas.

Programas PAEE	RECURSOS PUBLICOS				Total apoyos públicos (5)	Inversiones asociadas (6)	$\frac{(3)+(4)}{(6)} \times 100$ (7)	$\frac{(5)}{(6)} \times 100$ (8)
	Inversión edificios Admon. Central (1)	Financiación por terceros (2)	Subvenciones (3)	Promoción y seguimiento (4)				
Ahorro	10.880	24.833	53.986	4.200	93.899	437.370	13,30	21,47
Sustitución	—	5.945	9.180	400	15.525	102.005	9,39	15,22
Cogeneración	—	9.784	—	500	10.284	144.930	0,34	7,10
Energías Renovables	—	15.090	53.428	1.600	70.118	334.000	16,48	20,99
— Minihidráulica	—	12.290	2.028	400	14.718	156.000	1,56	9,43
— Biomasa	—	900	6.200	300	7.400	34.000	19,11	21,76
— R.S.U.	—	—	20.000	300	20.300	80.000	25,38	25,38
— Eólica	—	1.900	9.600	300	11.800	27.000	36,66	43,70
— Solar térmica	—	—	10.850	150	11.000	26.000	42,30	42,30
— Solar fotovoltaica	—	—	2.850	100	2.950	6.000	49,16	49,16
— Geotérmica	—	—	1.900	50	1.950	5.000	39,00	39,00
Total	10.880	55.652	116.594	6.700	189.826	1.018.305	12,11	18,64

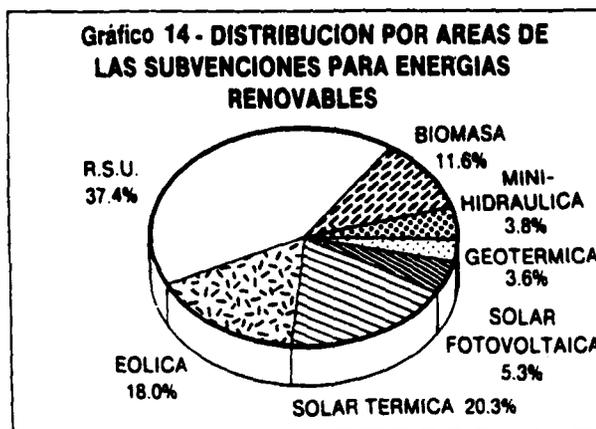
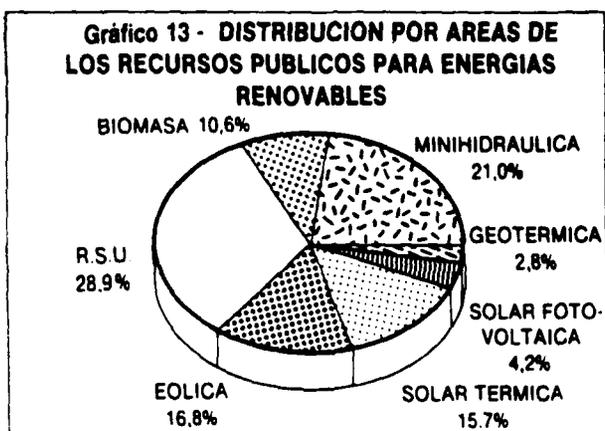
Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 24
INVERSIONES Y RECURSOS PUBLICOS POR PROGRAMAS

Unidad: millones de ptas.

Programa	Inversiones sin incentivos financieros	Inversiones con F.P.T.		Inversiones con subvención		Gastos de gestión, seguimiento y promoción	Total	
	Inversiones asociadas	Recursos públicos (2)	Inversiones asociadas	Recursos públicos (3)	Inversiones asociadas	Recursos públicos (4)	Recursos públicos	Inversión total
Ahorro	54.077 (1) (12,36%)	24.833	53.037 (12,13%)	53.986	330.255 (75,51%)	4.200	93.899(1) (49,46%)	437.370 (100%)
Sustitución	21.276 (20,86%)	5.945	12.894 (12,64%)	9.180	67.836 (66,50%)	400	15.525 (8,18%)	102.005 (100%)
Cogeneración	121.499 (83,83%)	9.784	23.431 (16,17%)	—	—	500	10.284 (5,42%)	144.930 (100%)
Energías Renovables	118.872 (35,59%)	15.090	21.148 (6,33%)	53.428	193.980 (58,08%)	1.600	70.118 (36,94%)	334.000 (100%)
Total	315.724 (31,00%)	55.652	110.510 (10,86%)	116.594	592.071 (58,14%)	6.700	189.826 (100%)	1.018.305 (100%)

- (1) Están incluidas 10.880 Mptas. correspondientes a inversiones de la Administración en su patrimonio de edificios.
- (2) Necesidades del IDAE para sus inversiones. Son retornables por tanto a la Hacienda Pública.
- (3) Recursos para subvención o subsidiación de intereses. Esta es la Subvención Neta Equivalente.
- (4) Recursos precisos para sufragar los gastos de Gestión del Plan, Coordinación entre Administraciones, Seguimiento y Acciones Sectoriales de promoción del ahorro y del propio Plan y sus objetivos.



Recursos públicos

Cuadro 25
INVERSIONES Y RECURSOS PUBLICOS POR SECTORES

Unidad: millones de ptas.

Sector	Inversiones sin incentivos financieros	Inversiones con F.P.T.		Inversiones con subvención		Gastos de gestión, seguimiento y promoción	Total	
	Inversiones asociadas	Recursos públicos (2)	Inversiones asociadas	Recursos públicos (3)	Inversiones asociadas	Recursos públicos (4)	Recursos públicos	Inversión total
Industria	142.508 (37,67%)	24.316	57.183 (15,11%)	21.439	178.664 (47,22%)	1.600	47.355 (24,95%)	378.355 (100%)
Transporte	1.690 (2,00%)	4.224	8.448 (10,00%)	15.612	74.342 (88,00%)	1.300	21.136 (11,13%)	84.480 (100%)
Resto (edificios y varios)	52.654(1) (23,77%)	12.022	23.731 (10,72%)	26.115	145.085 (65,51%)	2.200	51.217(1) (26,98%)	221.470 (100%)
Energías Renovables	118.872 (35,59%)	15.090	21.148 (6,33%)	53.428	193.980 (58,08%)	1.600	70.118 (36,94%)	334.000 (100%)
Total	315.724 (31,01%)	55.652	110.510 (10,85%)	116.594	592.071 (58,14%)	6.700	189.826 (100%)	1.018.305 (100%)

- (1) Están incluidas 10.880 Mptas. correspondientes a inversiones de la Administración en su patrimonio de edificios.
(2) Necesidades del IDAE para inversiones directas. Son retornables por tanto a la Hacienda Pública.
(3) Recursos para subvención o subsidiación de intereses. Esta es la Subvención Neta Equivalente.
(4) Recursos precisos para sufragar los gastos de Gestión del Plan, Coordinación entre Administraciones, Seguimiento y Acciones Sectoriales de promoción del ahorro y del propio Plan y sus objetivos.

Anexo I
Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

Cuadro 26

INVERSIONES Y RECURSOS PUBLICOS PARA ENERGIAS RENOVABLES

Unidad: millones de ptas.

Area	Inversiones sin incentivos financieros	Inversiones con F.P.T.		Inversiones con subvención		Gastos de gestión, seguimiento y promoción	Total	
	Inversiones asociadas	Recursos públicos (1)	Inversiones asociadas	Recursos públicos (2)	Inversiones asociadas	Recursos públicos (3)	Recursos públicos	Inversión total
Minihidráulica	118.872 (76,20%)	12.290	16.848 (10,80%)	2.028	20.280 (13,00%)	400	14.718	156.000 (100%)
Biomasa	—	900	1.800 (5,29%)	6.200	32.200 (94,71%)	300	7.400	34.000 (100%)
R.S.U.	—	—	—	20.000	80.000 (100%)	300	20.300	80.000 (100%)
Eólica	—	1.900	2.500 (9,26%)	9.600	24.500 (90,74%)	300	11.800	27.000 (100%)
Solar Térmica	—	—	—	10.850	26.000 (100%)	150	11.000	26.000 (100%)
Solar Fotovoltaica	—	—	—	2.850	6.000 (100%)	100	2.950	6.000 (100%)
Geotérmica	—	—	—	1.900	5.000 (100%)	50	1.950	5.000 (100%)
Total	118.872 (35,59%)	15.090	21.148 (6,33%)	53.428	193.980 (58,08%)	1.600	70.118	334.000 (100%)

(1) Necesidades del IDAE para sus inversiones. Son retornables por tanto a la Hacienda Pública.

(2) Recursos para subvención. Es la subvención neta equivalente.

(3) Recursos precisos para sufragar los gastos de Gestión del Plan, Coordinación entre Administraciones, Seguimiento y Acciones Sectoriales.

7. HIPOTESIS DE SUPERACION O MINORIZACION DE OBJETIVOS

7.1. Factores determinantes

Los objetivos del Plan de Ahorro y Eficiencia Energética se han determinado en función de oportunidades de ahorro y de aumentos de la producción eléctrica independiente que mayoritariamente existían ya en 1990, suponiendo la realización de determinadas actuaciones sobre el crecimiento tendencial de los consumos, y aplicando una hipótesis de precios estables de la energía. Por tanto:

- Si los precios al consumidor final aumentaran significativamente como resultado de incrementos en los precios internacionales, o de cargas o impuestos para incentivar la eficiencia o la mejora del medio ambiente, los objetivos del Plan podrían ser superados.

Debe destacarse en este sentido el creciente consenso internacional respecto a la conveniencia de incorporar cargas y/o impuestos sobre los consumos energéticos, así como la utilización de la fiscalidad indirecta sobre los productos energéticos como instrumento adicional para la consecución de los objetivos energéticos y medioambientales del PEN.

Este tipo de medidas tendrían una incidencia múltiple sobre la demanda: el efecto precio reduciría el consumo tendencial, se superarían los objetivos del programa de ahorro —al aumentar la rentabilidad de las inversiones dirigidas a este fin— y se aceleraría el desarrollo y la comercialización de tecnologías más eficientes desde el punto de vista energético.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, la oferta energética en general, y la de energía eléctrica en particular, han sido diseñadas en el PEN con la flexibilidad suficiente para poderse adaptar a la evolución real de la demanda.

- Si el desarrollo tecnológico, incentivado vía precios o por requisitos medioambientales más exigentes, condujera a una reducción de los consumos específicos, los objetivos absolutos del programa de ahorro sólo variarían en la medida en que se produjesen sustituciones masivas del equipamiento actual.
- La minorización de objetivos podría venir motivada por una disminución, en términos reales, de los precios energéticos al consumidor respecto a la situación de 1990 y/o un estancamiento tecnológico general, o un encarecimiento de la aplicación de nuevas técnicas.

7.2. Los objetivos considerados para evaluar la demanda y el equipamiento eléctrico

Como antes se ha mencionado, en la evaluación de la demanda final de energía para el cálculo de las necesidades de equipamiento eléctrico se han considerado unos coeficientes de seguridad del 80 % respecto a la generalidad de las actuaciones previstas por el PAEE en lo que se refiere a la demanda de electricidad —ahorro y sustitución—.

Dichos coeficientes responden a que las decisiones relativas al equipamiento eléctrico deben inclinarse del lado de la seguridad puesto que, de acuerdo con los fundamentos mismos de la regulación del sector, y sin perjuicio de las revisiones a que pudiera dar lugar una modificación de los escenarios básicos, se trata de decisiones puntuales de carácter estratégico y con indudables repercusiones a largo plazo.

Las actuaciones del PAEE, sin embargo, son de naturaleza muy diferente. En primer lugar, inciden sobre sectores no regulados, como la demanda, o con un menor grado de regulación, como la pro-

Anexo I

Plan de ahorro y eficiencia energética 1991-2000

ducción independiente de electricidad. Por otra parte, las decisiones al respecto son tomadas por agentes económicos que operan en condiciones de mercado, en las que influirán la situación de precios relativos de la energía y de sus diferentes componentes, y el mapa de opciones de inversión en otro tipo de equipos o instalaciones no relacionados con la energía pero que pueden

proporcionar resultados equivalentes a los que supondrían el tipo de acciones previstas en el PAEE en términos de mejora de la productividad, de la rentabilidad empresarial, etc. Se trata en cualquier caso de decisiones a asumir por una multitud de agentes de carácter disperso y con un ritmo de agregación dilatado a lo largo del horizonte del Plan.

Cuadro 27

EFFECTOS DE SUSTITUCION CONSIDERADOS PARA EVALUAR LA DEMANDA Y EL EQUIPAMIENTO ELECTRICICO

Unidad: ktep (p.c.i.)

	Demanda tendencial en el 2000	Efectos considerados para el cálculo de la demanda y equipamiento eléctrico		Total efectos del Plan	
		Efectos	Tendencial después de sustitución y antes de ahorro	Efectos	Tendencial después de sustitución y antes de ahorro
Carbón	4.687	-551	4.136	-605	4.082
P. Petrolíferos	56.221	-1.658	54.563	-2.102	54.119
Gas natural	6.069	+1.750	7.819	+2.193	8.262
Electricidad	16.421	-121	16.300	-150	16.271
Total	83.398	-580	82.818	-664	82.734
E. Renovables	—	+499	—	+499	—
Ahorros técnicos	—	+81	—	+165	—

Cuadro 28

EFFECTOS DE AHORRO CONSIDERADOS PARA EVALUAR LA DEMANDA Y EL EQUIPAMIENTO ELECTRICICO

Unidad: ktep (p.c.i.)

	Efectos considerados para el cálculo de la demanda y equipamiento eléctrico			Total efectos del Plan		
	Demanda después de sustitución y antes de ahorro	Ahorros	Demanda final 2000	Demanda después de sustitución y antes de ahorro	Ahorros	Demanda final 2000
Carbón	4.136	-453	3.683	4.082	-453	3.629
P. Petrolíferos	54.563	-4.303	50.260	54.119	-4.303	49.816
Gas natural	7.819	-583	7.236	8.262	-583	7.679
Electricidad	16.300	-660	15.640	16.271	-820	15.451
Total	82.818	-5.999	76.819	82.734	-6.159	76.575 (1)

(1) Este total, junto con las 499 ktep de energías renovables para usos finales, corresponde a las 77.074 ktep. del Cuadro 19.

ANEXO 2

TERCER PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS

1. INTRODUCCION

En virtud de lo establecido en el Real Decreto 1522/1984 de 4 de julio por el que se autoriza la constitución de ENRESA, se ha elaborado la presente propuesta de Plan General de Residuos Radiactivos (Tercer PGRR), actualización de los anteriores, en el que se recogen las nuevas circunstancias, tanto técnicas como económicas, que afectan a la gestión de los residuos radiactivos.

Se han revisado algunas de las actuaciones y etapas que componen el proceso global de gestión de estos residuos, teniendo en cuenta la propia experiencia española en estos últimos años y la evolución y tendencias en otros países.

ENRESA en el curso de estos últimos años, ha ido acumulando capacidad técnica y de gestión dotándose de los recursos económicos, humanos y técnicos precisos. Adicionalmente, se ha generado una importante capacidad tecnológica en empresas de ingeniería y de servicios, en organismos de investigación y universidades para apoyar las actividades de ENRESA de forma especializada y selectiva.

El texto de este Plan se redacta, por tanto, teniendo en cuenta los avances ya conseguidos en los últimos años:

- Se ha establecido un sistema de acondicionamiento y recogida de residuos compatible con su almacenamiento posterior, gracias a los acuerdos alcanzados entre los productores de los residuos y ENRESA.
- La disponibilidad de medios suficientes para la gestión de todos los residuos de baja y media actividad, una vez finalizada el próximo año la construcción de la ampliación de las instalaciones de El Cabril.
- Están en marcha las soluciones para aumentar la capacidad de almacenamiento temporal de combustible gastado (cambio de bastidores de piscinas y desarrollo de contenedores metálicos).
- Prosigue el programa establecido para los trabajos tendentes a mejorar el conocimiento de nuestra geología y de su idoneidad para el almacenamiento geológico de los residuos de alta actividad y larga vida.
- Se han iniciado las actividades de desmantelamiento de aquellas grandes instalaciones que han llegado al final de su vida útil, inicio de los trabajos de campo en el caso de la FUA y de gabinete e ingeniería para Vandellós I.
- El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) se ha manifestado de manera oficial en el área de los criterios de aceptación a aplicar a las instalaciones de almacenamiento definitivo de residuos radiactivos a largo plazo. Para garan-

Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos**

tizar la seguridad se utilizará como criterio un nivel de riesgo individual inferior a 10^{-6} /año, es decir, una probabilidad anual de 1 en 1.000.000 de que ocurra un daño grave sobre la salud de un individuo potencialmente expuesto, o el riesgo a una dosis equivalente a individuos del grupo crítico inferior a 0,1 mSv/año. Dichos valores son 10 veces menores que los recomendados por la ICRP (Comisión Internacional de Protección Radiológica) para las exposiciones a largo plazo del público en general.

- Como novedad normativa cabe destacar la Orden Ministerial del entonces Ministerio de Industria y Energía de 1 de diciembre de 1989, de desarrollo del Real Decreto 1522/1984, por la que se autoriza a ENRESA a la asignación de fondos a los Ayuntamientos en cuyo término municipal se ubiquen centrales nucleares que almacenen su combustible gastado en sus propias instalaciones.

Quedan, no obstante, objetivos importantes por lograr, como es reducir la carencia de infraestructura e instalaciones todavía existente, continuar la mejora de capacidad tecnológica y de optimización de la gestión, así como, completar el desarrollo normativo al ritmo que la evolución de la regulación internacional aconseje. Estos objetivos orientan las líneas de este documento.

En la primera parte se resume la evolución de la gestión de los residuos radiactivos en aquellos países que han logrado avances más significativos, profundizando en los aspectos de mayor relevancia e interés (Cap. 2).

Los capítulos 3 y 4 se refieren a la situación de la gestión en nuestro país.

En primer lugar se informa sobre la generación de los residuos, tanto en el pasado como en las

previsiones futuras, y se analiza la situación actual en las instalaciones existentes. Seguidamente se desarrollan las estrategias y actividades técnicas, diferenciándose las referentes a la gestión de residuos de baja y media actividad y larga vida y de la clausura y desmantelamiento de instalaciones.

La tercera parte desarrolla los aspectos económicos y financieros de la gestión, base de todas las actuaciones anteriores, y comprende la previsión de costes, el sistema de financiación de los mismos y la propuesta de cuota a aplicar en el año 1992 a la facturación de electricidad (Cap. 5).

Adicionalmente se comparan la previsión de costes totales actualizados, las cuotas que se establecían en el Segundo PGRR y las incluidas en éste, observándose sólo pequeñas variaciones entre ambos.

El capítulo 6 está dedicado al programa de I+D que está especialmente enfocado a la generación de conocimientos y desarrollo de tecnología en los campos del almacenamiento geológico de los residuos de alta actividad y del desmantelamiento de grandes instalaciones nucleares, por ser las dos actividades que aún están en fase de desarrollo y demostración respectivamente.

Se completa el documento con tres apéndices: uno relativo a aspectos conceptuales y criterios básicos de la gestión de residuos radiactivos (origen, tipología, objetivos de la gestión, principios de seguridad, protección radiológica y licenciamiento), que incluye conceptos en gran parte recogidos en los PGRR anteriores; un segundo apéndice que incluye el texto de la Orden Ministerial de 1/12/89 citada, que autoriza la asignación de fondos a Ayuntamientos con centrales nucleares que almacenen su combustible gastado; y un tercero que recoge el Glosario de términos utilizados en este documento.

2. EVOLUCION DE LA GESTION DE LOS RESIDUOS RADIACTIVOS EN DIFERENTES PAISES

Desde la elaboración del Segundo PGRR las estrategias aplicadas a la gestión de residuos radiactivos en los diferentes países han continuado en la línea ya señalada en dicho documento sin grandes cambios en las mismas.

En lo que respecta a la gestión de los residuos de media y baja actividad continúan desarrollándose a nivel industrial las actividades de acondicionamiento, transporte y almacenamiento, orientándose las actividades de investigación a la introducción de mejoras para la optimización de las mismas.

En relación con los residuos de alta actividad se ha trabajado especialmente en la puesta a punto de tecnologías que mejoren los sistemas de almacenamiento intermedio de este tipo de residuos, mientras se continúa con los procesos de búsqueda de emplazamientos para el almacenamiento geológico profundo como almacenamiento definitivo.

El detalle de la situación de las instalaciones de almacenamiento a nivel internacional, así como las actividades de desmantelamiento y clausura, se describe a continuación.

2.1. Residuos de baja y media actividad

El almacenamiento en tierra de los residuos de baja y media actividad convenientemente acondicionados sigue siendo la solución generalizada, pudiendo considerarse éste un problema tecnológicamente resuelto.

- En Francia, se encuentra en operación el centro de La Manche con capacidad para 475.000 m³ y prosigue con normalidad el desarrollo del proyecto de L'Aube para 1.000.000 m³ de residuos, una vez obtenido el correspondiente Decreto de Creación, estando prevista su puesta en marcha en el año 1991. Ambas instalaciones son de tipo superficial con barreras de ingeniería.
- Continúa en operación la instalación inglesa de Drigg para el almacenamiento en superficie de residuos de baja actividad (600.000 m³) y se están desarrollando trabajos para la implantación de barreras artificiales (hormigón). Los planes en este país para el futuro contemplan la construcción de un repositorio en profundidad para el próximo siglo, en donde se almacenarían, además, residuos de media actividad.
- En Estados Unidos siguen en operación los centros de almacenamiento en superficie de Barwell, Beatty y Richland. Cada Estado es responsable de almacenar los residuos radiactivos generados dentro de sus fronteras. En la actualidad 43 Estados se han agrupado en 9 asociaciones, que están seleccionando emplazamientos o alternativas técnicas viables para la disponibilidad de instalaciones antes de 1993, fecha límite para el almacenamiento en las que actualmente están en operación.
- En abril de 1988 entró en operación el centro sueco SFR construido a 50 m de profundidad

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

bajo el fondo del mar Báltico, y con capacidad inicial para 60.000 m³, estando prevista su ampliación para una capacidad adicional de 30.000 m³ hacia el año 2000.

- Se mantienen prácticamente las previsiones alemanas (año 1993) respecto al almacenamiento definitivo de este tipo de residuos, junto con otros conteniendo emisores alfa, en la antigua mina de hierro de Konrad a unos 1.000 m. de profundidad, con capacidad para 650.000 m³.
- En Japón está en construcción desde el año 1990 una instalación de almacenamiento a poca profundidad con barreras de ingeniería en el emplazamiento de Rokkasho-Mura. Está prevista la terminación de una primera etapa para finales de 1992 con una capacidad para 40.000 m³, ampliables a 600.000 m³ en sucesivas etapas.

2.2. Residuos de alta actividad

El almacenamiento de los residuos de alta actividad presenta dos aspectos: el almacenamiento

intermedio del combustible gastado, para el que existen tecnologías probadas, y el almacenamiento definitivo, cuyo tecnología se encuentra en fase de investigación y desarrollo.

- Continúa el reproceso del combustible gastado en plantas industriales como La Hague y Marcoule en Francia, Sellafield en el Reino Unido y la planta piloto de Tokai Mura en Japón, almacenándose temporalmente en ellas el propio combustible antes de su tratamiento y los vidrios y residuos alfa que se generan como consecuencia del mismo.
- Se mantiene la necesidad de disponer de capacidad de almacenamiento intermedio para el combustible gastado en los países en que no se considera su reproceso. En el cuadro 2.1 se muestran las opciones utilizadas por diversos países para el almacenamiento intermedio del combustible gastado.

En particular, puede señalarse lo siguiente:

- Prosigue en operación la instalación CLAB en Suecia, tipo piscina centralizada.
- En EE.UU. se puede mencionar, entre otras, las centrales de Robinson y Oconee

Cuadro 2.1
OPCIONES ALMACENAMIENTO INTERMEDIO DEL COMBUSTIBLE GASTADO

País	Ciclo	Incremento capacidad piscina del reactor		Almacenamiento adicional en recinto de la central			Almacenamiento centralizado			
		Reracking	Consolidación	Piscina	Contened. metálicos	Módulos hormigón	Piscina	Contened. metálicos	Contened. hormigón	Cámara
USA	A	OP	ES		OP	OP	OP(3)	ES	ES	ES
Japón	C	OP			ES		ES	ES		ES
Francia	C						OP(1)			
UK	C						OP(1)			OP(2)/ES
Alemania	C/A	OP						OP,CO		
Suecia	A						OP			
Suiza	C/A				ES			ES		
Finlandia	A			OP						

A: Ciclo abierto (no reproceso); C: Ciclo cerrado (reproceso); OP: En operación o existente; ES: En estudio; CO: En construcción; (1): En planta de reproceso; (2): Combustible GCR; (3): En la antigua planta de reproceso de Morris.

Clausura de centrales nucleares

que emplean módulos de hormigón, mientras que Surry dispone de contenedores metálicos en la propia central. En la actualidad, otras centrales tales como Brunswick, Calvert Cliffs, Palisades y Fort St. Vrain también han solicitado licencia para almacenamiento en seco según distintos conceptos. Según un estudio del DOE, unos 40 emplazamientos podrían necesitar capacidad adicional de almacenamiento para el año 2000. Respecto al proyecto MRS (Monitored Retrievable Storage) de almacenamiento centralizado del combustible gastado, éste sigue condicionado por ley a la obtención del permiso de construcción del repositorio en profundidad.

- Cuenta ya con autorización de puesta en marcha la instalación alemana de Gorleben para el almacenamiento del combustible gastado en contenedores metálicos en seco.
 - Se ha iniciado la operación de una piscina en el recinto de la central TVO-KPA de Finlandia.
- Respecto al almacenamiento definitivo de los residuos de alta actividad, se mantiene la opción generalizada de su evacuación en formaciones geológicas profundas.

En relación con la selección de emplazamientos para el almacenamiento definitivo de residuos de alta actividad, conviene destacar el proceso iniciado en Francia con la publicación del «Informe Bataille». Este informe ha dado lugar a una proposición de ley que ha sido enviada por el Gobierno Francés al Parlamento en la que se fijan los criterios y acciones a seguir para la propuesta de emplazamientos candidatos para el almacenamiento definitivo de residuos de alta actividad. Asimismo, se establece que la elección del emplazamiento definitivo se decidirá mediante una ley aprobada por el Parlamento.

Respecto a la situación en que se encuentran las instalaciones de almacenamiento en aquellos países que ya han tomado una decisión sobre la formación geológica donde situar el almacenamiento definitivo de alta, hay que señalar:

Se encuentra en estado avanzado el proyecto alemán en el domo salino de Gorleben con previsiones de puesta en marcha de las instalaciones para el año 2008. Se traslada la fecha del 2003 al 2010 para la instalación americana de Yucca Mountain en tobas volcánicas y se continúa considerando la década del 2010 en Francia y del 2020 para otros países como Suecia, Suiza y Finlandia.

La única instalación en funcionamiento en el mundo para el almacenamiento definitivo de residuos de alta es la americana WIPP en sal (Nuevo Méjico), utilizada para residuos militares, fundamentalmente emisores alfa de vida larga.

2.3. Clausura de centrales nucleares

Si bien el parque nuclear mundial es relativamente joven, dado que la mayor parte de las plantas comerciales son posteriores a 1970, a partir del año 2000 es previsible que un número apreciable de éstas sean puestas fuera de servicio, al alcanzar el final de su vida útil, con independencia de aquéllas en las que por circunstancias especiales se ha procedido a su parada definitiva anticipadamente.

En consecuencia, en algunos de los países occidentales se han planificado y desarrollado procesos de clausura de diversos niveles, de los cuales se ha extraído o se está extrayendo una experiencia fundamental para el futuro, mientras que en otros países los trabajos se encuentran en la fase de estudio y planificación.

A la luz de las experiencias analizadas, se pueden extraer unas conclusiones que reflejan la estrategia mundial en materia de desmantelamiento.

- La práctica totalidad de los reactores desmantelados o en fase de desmantelamiento son de pequeña potencia. No se ha realizado ningún desmantelamiento total (Etapa 3) de reactores comerciales de gran potencia, si bien se ha avanzado en este sentido sobre aspectos parciales en proyectos europeos y americanos. La mayor parte de los trabajos de desmantelamiento tienen o han tenido un gran componente de investigación de métodos y técnicas.

Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos**

- En el marco de la CEE, cabe destacar el programa específico de Investigación y Desarrollo Tecnológico en el ámbito de la clausura de instalaciones nucleares (1989-1993), que está siendo desarrollado en la actualidad. Este programa cuenta con un presupuesto de 31,5 Mecu, de los cuáles, aproximadamente, la mitad está destinado a los cuatro proyectos piloto de clausura siguientes: WAGR (Windscale Advance Gas-cooled Reactor), en Sellafield (Reino Unido); KRB-A (reactor de agua en ebullición), en Gundremmingen (Alemania); BR3 (reactor de agua a presión), en Moll (Bélgica); y AT-1 (celdas de reprocesamiento de combustible), en La Hague (Francia).
- En el marco de la AEN/OCDE cabe destacar la existencia de un programa de cooperación para el intercambio de información científica y técnica en el ámbito de la clausura de instalaciones nucleares. Este programa, seguido a través de un Comité de Enlace, en el que participan ENRESA y el CIEMAT, cuenta en la actualidad con 20 proyectos de clausura, de los cuáles 13 son reactores, 6 instalaciones del ciclo del combustible y una planta de proceso de radioisótopos.
 - En la mayoría de los casos se ha optado o está previsto llegar a la Etapa 3 de desmantelamiento en forma inmediata o pasando por niveles intermedios con períodos de espera.
 - Es de destacar, que en los reactores tipo MAGNOX/AGR la estrategia adoptada es iniciar la Etapa 2 y posteriormente la Etapa 3, con un periodo de espera del orden de 100 años.
 - En Francia para los reactores tipo grafito-gas se está siguiendo una estrategia de desmantelamiento a Etapa 2, con un período de vigilancia posterior del orden de 30-50 años hasta acometer el desmantelamiento total. Una peculiaridad importante es que los residuos radiactivos del desmantelamiento (Etapa 2) serán almacenados en la propia central.
 - En EE.UU. hay actualmente tres centrales en vías de iniciar procesos de desmantelamiento; dos de ellas pretenden acometer de forma inmediata la Etapa 3 y la restante está optando por el nivel 2 seguido del 3, tras un periodo de espera todavía no definido.
- Las estrategias en cada caso están influenciadas por las condiciones específicas Central-Propietario-Emplazamiento y responden a las conclusiones de análisis particulares realizadas al efecto. En general, es necesario valorar distintos aspectos relacionados con los inventarios de materiales y radiactivo, reglamentarios y de licenciamiento, consideraciones técnicas y económicas, etc., así como la posible utilización del emplazamiento.

3. GENERACION DE RESIDUOS RADIACTIVOS

3.1. Situación actual

En el Cuadro 3.1. se muestra el estado, a 31 de diciembre de 1990, de los almacenes de residuos radiactivos existentes en España. Se diferencia entre residuos de baja y media actividad —cuya procedencia son las centrales nucleares, fábrica de elementos combustibles de Juzbado, CIEMAT y pequeños productores— y residuos de alta actividad (combustible gastado), generados por las centrales nucleares.

Los residuos de baja y media actividad son acondicionados por quienes los generan, excepto en el caso de los pequeños productores cuyo acondicionamiento se realiza actualmente en el CIEMAT, aunque a partir del año 1992 se hará en El Cabril. Los procedentes del CIEMAT y pequeños

productores, una vez acondicionados, se almacenan en El Cabril en módulos de superficie. Los residuos procedentes de las centrales nucleares y de Juzbado se almacenan en las propias instalaciones generadoras, a la espera de su traslado a El Cabril, operación que ya se ha iniciado para las centrales de Zorita, Garoña y Ascó.

Las medidas adoptadas por ENRESA— el traslado de los bultos a El Cabril de las centrales ya citadas y la supercompactación de bidones que se está realizando en C. N. Ascó—, garantizan la capacidad de almacenamiento en las centrales nucleares hasta la fecha de puesta en marcha de la ampliación de las instalaciones de El Cabril.

El combustible gastado de las centrales nucleares es almacenado en las piscinas de que disponen las centrales a tal efecto.

Cuadro 3.1
RESIDUOS RADIACTIVOS ALMACENADOS A 31-12-90

Tipo de residuo	Centrales nucleares LWR (1)									Juzbado	Cabril (2)	Total
	Zorita	Garoña	Almaraz 1	Almaraz 2	Ascó 1	Ascó 2	Cofrentes	Vandellós 2	Trillo			
RBMA acondicionados, m ³	2.703	1.729	2.495		1.685		2.885	119	157	235	2.905	14.913
Grado de ocupacion, %	90	94	45		93		65	5	7	21	80	—
Combustible gastado, tU	33	152	173	135	124	87	179	39	52	—	—	974
Grado de ocupacion, % (3)	51	64	83	64	62	44	39	22	27	—	—	—

RBMA = Residuos de baja y media actividad

- (1) No se considera la central de Vandellós I. de tipo grafito-gas, que envía su combustible gastado a Francia para reprocesar y almacenar, por el momento, sus RBMA sin acondicionar. Actualmente es una central en vías de desmantelamiento
- (2) Residuos acondicionados generados por el CIEMAT, pequeños productores y centrales nucleares almacenados en módulos de superficie, a los que habría que añadir 26 bidones de 220 l que contienen bolsas de sólidos compactables procedentes de pequeños productores. También se incluyen 7 cabezales de cobalto-terapia en desuso procedentes de hospitales
- (3) Datos considerando una reserva de capacidad equivalente al núcleo y sin tener en cuenta el cambio de bastidores en C.N. Almaraz y C.N. Ascó, así como la disposición de bastidores compactos adicionales en C.N. Vandellós 2. Después del cambio de bastidores en Almaraz 1 y 2 y Ascó 1 y 2 y de la utilización de racks compactos en Vandellós 2, los grados de ocupación disminuirán a 22,8, 17,7, 21,2, 14,9 y 7,1 %, respectivamente.

Anexo 2

Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

A finales de 1990 había almacenados en España 14.913 m³ de residuos de baja y media actividad acondicionados y 974 tU de combustible gastado.

3.2. Previsiones de generación

Para hacer una estimación de las cantidades de residuos que se van a generar en el futuro, además de los productores anteriormente citados, hay que considerar otras actividades o instalaciones no existentes en el momento actual, así como utilizar en todos los casos las hipótesis de cálculo más fiables.

En base a todo ello se ha confeccionado el Cuadro 3.2. en el que se resumen las cantidades totales de residuos, tanto de baja y media actividad, como de alta, que será necesario gestionar en España.

El volumen total de residuos de baja y media actividad acondicionados asciende a 212.410 m³ y el de alta actividad a 11.680 m³.

En general, las cantidades totales de residuos a gestionar después de la nueva evaluación efectuada son similares a las presentadas en el Segundo PGRR. Se observa, no obstante, una cierta disminución en el caso de los residuos de baja y media actividad como consecuencia, fundamentalmente, de la optimización de la gestión habida en las centrales nucleares y otros productores, así como de la actualización de datos relativos a otros conceptos. El pequeño aumento en el volumen de los residuos de alta actividad es debido a la consideración de un nuevo diseño conceptual de las cápsulas para su almacenamiento definitivo, si bien las toneladas de uranio o el número de elementos combustibles disminuyen ligeramente por el alargamiento de la duración de los ciclos de recarga.

En relación con los estériles de la minería y fabricación de concentrados de uranio, las cantidades esperadas hasta el año 2019 que será necesario gestionar en España, considerando dicha fecha como límite superior de producción, ascienden a unos 400 millones de toneladas de estériles de

Cuadro 3.2

CANTIDADES TOTALES DE RESIDUOS RADIATIVOS A GESTIONAR EN ESPAÑA

Residuos de baja y media actividad	m³
Fabricación de elementos combustibles	1.420
Operación de centrales nucleares	58.900
Reproceso CG Vandellós I.....	6.810
Almacenamiento intermedio CG	8.580
Planta encapsulado	1.760
Actividades investigación y aplicación de radioisótopos (1)	4.860
Desmantelamiento instalaciones:	
Centrales Nucleares	119.930
Otras (2).....	10.150
Total.....	212.410
Residuos de alta actividad	
Combustible gastado LWR	11.500
5.224 tU formado por	
9.231 elementos PWR.....	8.520
6.468 elementos BWR	2.980
Vitrificados Vandellós I (3)	180
Total.....	11.680

(1) CIEMAT. pequeños productores y residuos diversos.

(2) Almacenamiento intermedio del combustible gastado, planta de encapsulado y fabricación de elementos combustibles.

(3) 180 vidrios tipo Marcoule o sus equivalentes tipo La Hague.

Previsiones de generación

Cuadro 3.3
ESTERILES DE MINERIA Y DE PRODUCCION DE CONCENTRADOS DE URANIO

Instalación		Ley del mineral (ppm)	Estériles de mina		Estériles de planta				
			Cantidad (10 ⁶ t)	Contenido medio uranio (ppm)	Procedentes de Eras		Procedentes de Lodos		
					Cantidad (10 ⁴ t)	Contenido medio uranio (ppm)	Cantidad (10 ⁴ t)	Número de diques	
Situación actual (31-12-90)	Saelices el Chico	700	36,6	30	6,2	180	0,29	3	
	La Haba	700	8,1	30	0,0	—	0,25	1	
	Andújar	1.200	—	—	—	—	1,20	2	
Producción prevista	Saelices el Chico	Acumulado 1991-1992	700	12,7	30	0,85	180	0,18	—
		a partir de 1993 (anual)	700	16,4	30	0,50	180	0,30	
		a partir de 1998 (anual)	700	13,3	30	0,60		0,35	

En el año 1992 se prevé la entrada en funcionamiento de la nueva planta QUERCUS en Saelices el Chico cuya autorización de construcción ha sido otorgada en junio de 1990. Asimismo, en el año 1998 se ha previsto la entrada en explotación del yacimiento de Alameda de Gardon en la provincia de Salamanca.

mina y unos 34 millones de toneladas de estériles de planta, cuya gestión, en gran parte, está previsto sea realizada por los actuales explotadores de las instalaciones productoras.

En el Cuadro 3.3. se presentan pormenorizados los valores utilizados para la obtención de dichas

cantidades globales, en base a las últimas estimaciones realizadas para las instalaciones de Saelices el Chico y La Haba, si bien en relación con esta última conviene indicar que durante el primer trimestre de 1990 se han paralizado las actividades productivas de la planta LOBO-G.

4. DESARROLLO DE ESTRATEGIAS Y ACTIVIDADES TÉCNICAS

En el presente capítulo se hace una revisión de la mayor parte de las actuaciones y etapas técnicas que componen el proceso global de la gestión de los residuos radiactivos en España, habiéndose tenido en cuenta la propia experiencia de ENRESA y la evolución y tendencias en otros países del mundo.

En general, el análisis de la situación no difiere notablemente del efectuado en el Segundo PGRR, si bien se han incorporado algunas modificaciones que afectan fundamentalmente al almacenamiento intermedio del combustible gastado y a las previsiones relativas al programa de desmantelamiento de centrales nucleares, como consecuencia del cierre anticipado de C. N. Vandellós I.

4.1. Residuos de baja y media actividad

La estrategia para los residuos de baja y media actividad continúa siendo, básicamente, la presentada en el Segundo PGRR, con algún pequeño matiz diferenciador relativo al sistema de almacenamiento como más adelante se indica.

Debido a la relación biunívoca existente entre almacenamiento y residuo se establecen dos gran-

des líneas de actuación: la primera se refiere al acondicionamiento, transporte, caracterización y criterios de aceptación de los residuos radiactivos, así como a los procedimientos y criterios de inspección necesarios para garantizar su cumplimiento; y la segunda al diseño y construcción de las instalaciones de almacenamiento.

4.1.1. *Acondicionamiento, transporte, caracterización y aceptación de residuos.*

El acondicionamiento de los residuos de baja y media actividad, excepto en el caso de los pequeños productores, es responsabilidad del productor, el cual debe generar unos bultos que satisfagan los criterios de aceptación definidos por ENRESA.

Para los pequeños productores, el acondicionamiento de los residuos, que hasta el momento actual viene realizándose en el CIEMAT, será llevado a cabo en las instalaciones de ENRESA incluidas dentro del Proyecto Cabril, cuando éstas entren en funcionamiento, como más adelante se especifica.

El transporte de los residuos lo realiza ENRESA como explotador responsable, bien con medios

Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos**

propios en el caso de la retirada de los generados por pequeños productores o bien a través de compañías especializadas en el caso de los residuos acondicionados.

Respecto a la caracterización y aceptación de residuos para su posterior almacenamiento en El Cabril, se han tenido en cuenta los criterios y especificaciones técnicas correspondientes en forma de apéndices al texto de los Contratos-Tipos entre ENRESA y los productores de residuos.

Por último, debe destacarse la necesidad de disponer en España de un Laboratorio de Caracterización de Residuos de Baja y Media Actividad para la realización de los ensayos correspondientes (destruictivos, de comprobación, caracterización, etc.), la mayor parte de los cuales se están efectuando hoy en el extranjero. Dicho laboratorio ha sido incluido dentro del proyecto Cabril, estando prevista su entrada en servicio conjuntamente con las nuevas instalaciones de almacenamiento.

4.1.2. Almacenamiento de residuos de baja y media actividad

En las actuales instalaciones de El Cabril, ENRESA continúa almacenando en módulos de superficie los residuos de baja y media actividad acondicionados procedentes del CIEMAT y de pequeños productores. Asimismo, de acuerdo con las autorizaciones existentes, se han empezado a almacenar en dicha instalación bidones procedentes de las centrales nucleares, comenzando con Zorita, Garoña y Ascó.

Los restantes residuos de baja y media actividad (acondicionados) generados en España se almacenan temporalmente en las instalaciones que los productores tienen autorizadas en sus emplazamientos, hasta que ENRESA disponga de capacidad suficiente en El Cabril, de acuerdo con el proyecto actualmente en curso para la construcción de la ampliación de la instalación de almacenamiento.

La autorización de construcción de dicha instalación ha sido otorgada por el Ministerio de Industria y Energía, mediante Orden Ministerial de 31 de octubre de 1989, previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y previa Resolución de la Dirección General de Medio Am-

biente de 17 de agosto de 1989 por la que se formula Declaración de Impacto Ambiental.

El proyecto, tal como se estableció en anteriores Planes, está basado en un sistema de almacenamiento a poca profundidad con dos barreras de ingeniería interpuestas, similar al modelo francés.

La instalación estará integrada por los edificios y estructuras siguientes:

- a) Edificio de acondicionamiento de residuos de baja y media actividad, donde estarán ubicados los sistemas de tratamiento y acondicionamiento necesarios (compactación, incineración, fabricación de conglomerante hidráulico, etc.) destinados a los residuos líquidos y sólidos procedentes de la aplicación de radioisótopos en la medicina, industria, agricultura e investigación; a los residuos sólidos procedentes del CIEMAT, Juzbado y centrales nucleares, así como a los residuos generados en la propia instalación como consecuencia de su funcionamiento.
- b) Estructuras de almacenamiento de los residuos acondicionados, formadas por celdas alineadas en dos explanadas y en doble fila, cuya capacidad estimada cubrirá las necesidades españolas hasta finales de la 1ª década de los años 2000. En dichas estructuras se almacenarán los residuos de baja y media actividad debidamente acondicionados procedentes de las instalaciones nucleares y radiactivas españolas.
- c) Laboratorio de caracterización, destinado al desarrollo de los procesos de caracterización, ensayos de verificación y control de las características de los bultos radiactivos que se reciban o acondicionen en la instalación y al desarrollo de actividades de investigación destinadas a mejorar los procesos de acondicionamiento y caracterización de los residuos de baja y media actividad.
- d) Edificios de servicios y control (seguridad industrial, recepción, servicios técnicos, servicios generales, taller de mantenimiento, fabricación de contenedores de hormigón y administración).

Tras la construcción de los edificios y estructuras anteriormente indicados y la realización de los montajes y pruebas correspondientes, se es-

Residuos de alta actividad

tima que las instalaciones puedan estar operativas en la primavera de 1992, una vez obtenido el preceptivo Permiso de Explotación Provisional.

4.2. Residuos de alta actividad

En España será necesario gestionar dos tipos de residuos de alta actividad: combustible gastado procedente de las centrales nucleares de agua ligera, que es el más importante por su cantidad, y los residuos vitrificados procedentes del reproceso en Francia del combustible de Vandellós I.

Antes de proceder al almacenamiento definitivo de estos residuos, es necesario un almacenamiento intermedio, con el objeto de que se produzca un enfriamiento previo prolongado de los mismos antes de su evacuación final, así como un decaimiento de la actividad de los isótopos que contienen.

4.2.1. Almacenamiento intermedio del combustible gastado.

El almacenamiento intermedio del combustible gastado está técnicamente resuelto y se basa en dos técnicas principales: almacenamiento en seco (contenedores y cámaras) y almacenamiento en piscinas, ambos con la opción de hacerlo de forma centralizada o en la propia central nuclear de donde proceden, como sucede en la actualidad. Los contenedores proporcionan capacidad de forma modular a medida que se van necesitando, mientras que las cámaras y piscinas proporcionan capacidad de forma masiva desde el momento que se encuentran operativas.

Sin embargo, la capacidad de almacenamiento de las piscinas de las CC. NN. es limitada, por lo que es preciso buscar soluciones complementarias para aumentar la capacidad existente en la actualidad.

En base a estas consideraciones, se ha establecido la siguiente estrategia:

- Aumento de la capacidad de las piscinas mediante el cambio de bastidores en las centrales de Almaraz y Ascó, dotando a sus piscinas de una capacidad adicional que permita almacenar en ellas el combustible gastado durante 30 años de operación de las mismas.

Las inversiones correspondientes han comenzado a realizarse en el año 1990, estando prevista su finalización en el año 1993.

- Aumento de la capacidad de almacenamiento mediante contenedores metálicos. A este respecto conviene indicar que prosigue el proceso para su licenciamiento y fabricación en España mediante transferencia de tecnología extranjera.

Estos equipos podrán ser utilizados tanto para el transporte del combustible gastado y su almacenamiento en la instalación centralizada, como para el almacenamiento del mismo en la propia central.

Actualmente los trabajos están orientados en varios campos con el objetivo de garantizar la disponibilidad de contenedores en función de las necesidades de cada una de las centrales nucleares, pudiendo destacarse a este respecto lo siguiente:

- La actual participación de ENRESA en el primer proceso de diseño y licenciamiento en EE.UU. de contenedores metálicos capaces tanto para almacenamiento como para transporte de combustible gastado, importante desde el punto de vista tecnológico, permitirá estar en disposición de licenciar y fabricar en nuestro país las unidades necesarias de este tipo de contenedores o similares, para su adecuación a las características específicas de los elementos combustibles usados en las centrales nucleares españolas.

Los avances en este proceso han sido importantes hasta la fecha, habiéndose construido en España un modelo de contenedor a escala reducida sobre el que se han realizado las pruebas y ensayos correspondientes, de acuerdo con los requerimientos del organismo regulador americano NRC para su licenciamiento en EE.UU., fase que actualmente se encuentra en pleno desarrollo, previéndose su conclusión el próximo año.

- Asimismo, se espera disponer del primer contenedor de almacenamiento fabricado en España para el año 1992. Este tipo de contenedor, al estar ya licenciado en

Anexo 2

Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

EE.UU., únicamente deberá ser licenciado en España, encontrándose actualmente en proceso de fabricación avanzada.

- Almacenamiento Temporal Centralizado (ATC): En paralelo a las actuaciones anteriormente mencionadas, se mantiene la estrategia perfilada en el 2º PGRR respecto al almacenamiento intermedio del combustible gastado, permitiéndose un aplazamiento en su puesta en marcha como consecuencia de la adopción del concepto cambio de bastidores. Así pues, se continúa considerando la conveniencia de disponer de un Almacenamiento Temporal Centralizado (ATC), independientemente de la técnica concreta a utilizar en él.

La disponibilidad de un ATC significaría, además de capacidad de almacenamiento y manejo, la posibilidad de realizar ensayos e investigaciones sobre el combustible gastado en celdas calientes que se construirían en el mismo emplazamiento.

4.2.2. Almacenamiento definitivo de residuos de alta actividad

La estrategia y principales actuaciones a realizar para el almacenamiento definitivo de los residuos de alta actividad y larga vida se mantienen en la línea de lo indicado en los anteriores PGRR; es decir, después del periodo de almacenamiento intermedio del combustible o de los residuos de alta y previo transporte y encapsulado de los mismos, se procederá a su evacuación o almacenamiento definitivo en una formación geológica profunda.

Los transportes de combustible gastado serán realizados por ENRESA como explotador responsable, bien por sus propios medios, bien a través de compañías especializadas.

El acondicionamiento o encapsulado se llevará a cabo en el futuro en una planta que se prevé construir en el mismo emplazamiento que la instalación de almacenamiento definitivo. En cuanto a la técnica a utilizar para dicha operación, actualmente en fase de estudio e investigación en el mundo, parece conveniente diferir la toma de decisiones hasta el momento apropiado, al no ser un problema a resolver a corto plazo en nuestro país.

Respecto al almacenamiento definitivo de este tipo de residuos, existe una estrategia definida en desarrollo desde 1987. Comprende tres tipos de áreas de trabajo diferentes:

- a) Búsqueda del emplazamiento donde se ubicarán las instalaciones.

En la Figura 4.1 se muestra el esquema de flujo actualizado relativo al proceso de designación del emplazamiento para el almacenamiento definitivo de estos residuos. De acuerdo con el mismo prosigue el programa previsto al respecto en planes generales de residuos radiactivos anteriores. Los medios geológicos contemplados son granitos, sales y arcillas sobre los cuales ya se ha realizado un Inventario Nacional de Formaciones Favorables (Proyecto IFA) y la Primera Fase del proceso de selección denominado «Estudios Regionales de Alta (Proyecto ERA)».

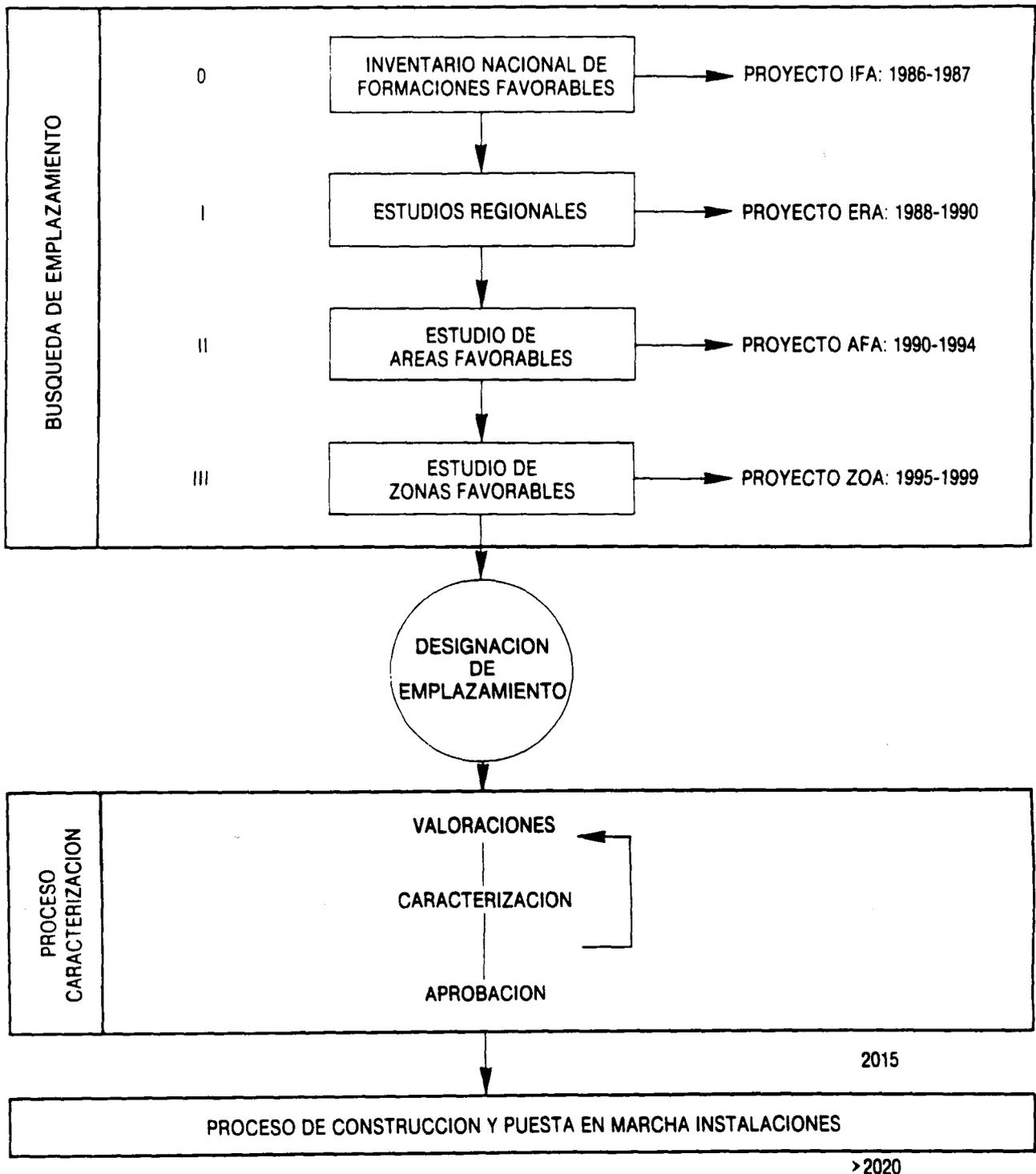
Actualmente, se está trabajando en la Segunda Fase del proceso denominado «Estudio de Areas Favorables de Alta (Proyecto AFA)» cuya duración ha sido ajustada en el tiempo (1990-1994) en relación con las anteriores previsiones.

- b) Obtención de la tecnología y formación de equipos humanos necesarios para la caracterización del emplazamiento elegido y la construcción del almacenamiento.

Para conseguir este objetivo el principal obstáculo es la falta de laboratorios e instalaciones donde poder generar la tecnología necesaria y llevar a cabo la formación del equipo investigador.

Para paliar esta situación, se habilitarán durante los próximos cinco años centros de generación de conocimientos que permitan trabajar en el campo geológico y minero a nivel investigador. En cada centro se estudiarán tecnologías y fenómenos asociados al almacenamiento geológico profundo, tales como procesos geoquímicos, análisis del comportamiento termomecánico de las diferentes formaciones, caracterización hidrogeológica de medios de baja permeabilidad, aplicación de métodos geofísicos, etc. Estos centros en ningún caso tendrán posibilidad de convertirse en lugar de almacenamiento.

Figura 4.1. METODOLOGIA PREVISTA PARA EL DESARROLLO DEL ALMACENAMIENTO DE RESIDUOS DE ALTA RADIATIVIDAD EN FORMACIONES GEOLOGICAS



*Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos*

Adicionalmente se seguirá manteniendo la colaboración con otros países para la formación en los mismos de personal investigador español y para la realización de proyectos de I + D conjuntos. En la actualidad equipos de investigadores españoles participan en las experiencias que se realizan en el laboratorio subterráneo de la mina de sal de Asse (Alemania) y en una formación granítica del Comisariado Francés de Energía Atómica.

- c) Desarrollo del diseño básico del almacenamiento geológico profundo.

Se está avanzando en la definición del diseño conceptual de las futuras instalaciones, tanto superficiales como subterráneas.

Con dicho proyecto, iniciado en julio de 1990 y realizado con colaboración de ingenierías españolas y organismos suecos y alemanes, se pretende llevar a cabo un análisis de sistemas, incluyendo varios conceptos diferentes de almacenamiento a un nivel de detalle que permita la adecuada evaluación de cada concepto y de las distintas alternativas consideradas.

Todo este proceso tiene un importante papel de hilo conductor de las actividades de I + D y es necesario para su aplicación en el proyecto y construcción del almacenamiento cualquiera que sea el medio geológico considerado.

El primer hito importante es la obtención de un diseño conceptual preliminar en el año 1992 para la sal y el granito, en tanto que las arcillas, por su inicio posterior, llevarán un desfase en el tiempo. Una vez analizados por parte de ENRESA los resultados obtenidos, se acometerá la segunda fase de este proyecto, así como otras sucesivas hasta enlazar finalmente con el proyecto propiamente dicho del sistema de almacenamiento.

Los conocimientos generados en estas tres áreas de actividad deberán permitir iniciar los trabajos de un primer laboratorio de validación en alguna de las formaciones geológicas de interés de acuerdo con los resultados obtenidos en el área de trabajo de búsqueda de emplazamientos, como se esquematiza en la Figura 4.1.

Asimismo, proseguirá la realización de estudios e investigaciones geológicas de mayor detalle en otras áreas también favorables ya identificadas previamente a la elección del emplazamiento.

La conveniencia de abordar trabajos en laboratorios de validación adicionales será establecida en función de la información y conocimientos que se vayan generando.

En cualquier caso, se mantiene como objetivo, de acuerdo con las necesidades establecidas en este plan, el inicio de construcción del almacenamiento en el año 2015, una vez conocida con detalle la formación geológica elegida, con el fin de iniciar su operación en el 2020.

4.3. Residuos especiales

Además de los residuos mencionados en los apartados anteriores, existen unos casos especiales tales como los pararrayos radiactivos y las fuentes de cobaltoterapia en desuso.

Pararrayos radiactivos

Como ya se indicó en anteriores planes, los titulares de pararrayos radiactivos que no opten por su legalización como instalación radiactiva, deben contratar la retirada de los cabezales con empresas autorizadas por el Gobierno para dicha gestión, haciéndose cargo la Administración del Estado de los gastos que ocasione dicho proceso.

La estrategia diseñada incluye la retirada y transporte de los cabezales bajo la responsabilidad de ENRESA a través de empresas especializadas subcontratadas, su almacenamiento temporal en instalaciones adecuadas, y el ulterior transporte y almacenamiento definitivo, realizado directamente por ENRESA.

Para el almacenamiento temporal y a efectos de planificación, se han proyectado 3 instalaciones con una capacidad unitaria de unos 10.000 pararrayos, no estando aún determinada la ubicación de estos almacenes, si bien se continúan haciendo gestiones para su localización en aquellas regiones donde mayor número de pararrayos hay instalados: Centro, Cataluña y Valencia.

Clausura de instalaciones

ENRESA dispone del correspondiente proyecto de instalación de almacenamiento para proceder su inmediata construcción en el momento en que se autorice el lugar o lugares adecuados.

El censo de que se dispone en la actualidad, en función de las solicitudes de retirada (≈ 14.000) y del inventario realizado por ENRESA, cifra en unos 24.000 los pararrayos radiactivos localizados.

Conviene indicar que como solución complementaria o alternativa se ha abierto una línea de trabajo basada en la posible recuperación y reciclado del isótopo existente en una gran parte de los pararrayos radiactivos instalados.

Equipos de cobaltoterapia

En el año 1988 ENRESA inició las actividades relacionadas con la gestión de 11 equipos de cobaltoterapia en desuso existentes en distintos puntos de España, con el objetivo de proceder a su retirada, transporte y almacenamiento en un lugar seguro.

Durante los años 1989 y 1990 se retiraron 7 de dichas fuentes, las cuales están almacenadas temporalmente en El Cabril, de acuerdo con la correspondiente autorización del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Tanto el transporte como el almacenamiento se realizaron mediante la utilización de contenedores especiales.

Para los 4 últimos equipos de cobaltoterapia existentes, se realizaron diversas gestiones a fin de establecer las condiciones para su retirada y envío al extranjero. Una vez obtenida la correspondiente autorización para realizar esta operación, dichos equipos fueron enviados a Francia en el año 1991.

4.4. Clausura de instalaciones

Desde el punto de vista tecnológico y de producción de residuos, este importante aspecto de la gestión tiene como exponente más significativo en la problemática española la clausura de las centrales nucleares, destacando por su actualidad el cierre de C.N. Vandellós I y como problema a más largo plazo el resto de las centrales actualmente en funcionamiento.

No obstante, existen otras instalaciones tales como antiguas minas de uranio, fábrica de concentrados de uranio de Andújar y reactores experimentales cuya clausura es necesario también abordar y que se encuentran en diferentes fases de actuación, como a continuación se describe.

Merece destacarse por su importancia, especialmente en este campo del desmantelamiento, el tema de la desclasificación de los materiales como radiactivos, por cuanto supone la exención total o parcial de los sistemas de control al que se someten dichos materiales, facilitándose de esta forma su gestión por métodos más parecidos a los convencionales. Se trabaja a fuerte ritmo, tanto a nivel nacional como internacional, para completar el desarrollo detallado de los criterios y de las metodologías concretas para la aplicación de estas prácticas de exención en nuestro país.

4.4.1. Antiguas minas de uranio

Tal como se indicó en el Segundo PGRR, ENRESA llevó a cabo un estudio sobre el estado de las antiguas explotaciones mineras de la entonces Junta de Energía Nuclear (JEN), actualmente CIEMAT, del que se dedujo la conveniencia de realizar en algunas de ellas los correspondientes proyectos de restauración del terreno alterado por las explotaciones, eliminación de escombreras, relleno de canteras y pozos, etc., efectuando las correcciones necesarias para que las explotaciones queden integradas en su entorno natural.

En el año 1992 está prevista la realización del proyecto de restauración, con los estudios adicionales y asesoría técnica necesarios para proceder al inicio de su ejecución a finales de 1992, estando prevista la realización de las obras correspondientes en un periodo de 3 años.

4.4.2. Fábrica de Uranio de Andújar

La Autorización de la Clausura de la Instalación fue concedida, tras la correspondiente evaluación por el CSN y el Estudio de Impacto Ambiental del MOPU, mediante la Orden Ministerial de 1 de febrero de 1991, comenzándose inmediatamente la ejecución de las actividades previstas en el Plan.

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

Cuadro 4.1.
PRINCIPALES PARTICIPANTES PROYECTO CLAUSURA FUA (*)

NOMBRE	ACTIVIDAD
CEDEX CETFA CIEMAT	Estudio geotécnico de los diques de estériles y máxima avenida. Vuelos especiales fotografía infrarrojos. Estudio hidrogeorradiológico y radiométrico del entorno (Control de Calidad).
CUBIERTAS DRAGADOS Y CONSTRUC. FRASA-ETSIMM GEOCISA	Balsas de tratamiento de efluentes. Construcción de capas de ensayos. Asistencia técnica en trabajos de hidrogeología. Estudios radiométricos, campaña de flujo de radón e infiltraciones en capas de ensayos. Estudio de materiales de cobertura de diques.
IGT INITEC	Geofísica y sísmica de refracción acuífero FUA Ingeniería Básica, de Detalle, Supervisión de Obra y Estudio de Impacto Ambiental.
JACOBS MON-LAIN RODIO UNIVERSIDAD POLITECNICA DE CATALUÑA UNIVERSIDAD DE SEVILLA	Ingeniería asesora extranjera (USA). Desmantelamiento. Investigación geotécnica y ensayos de precarga de diques. Modelización de los fenómenos de migración. Estudio ecológico zona.

(*) Sin considerar la propia ENRESA y otros subcontratistas encargados de obras y trabajos auxiliares.

Para la elaboración del Plan de Clausura, ENRESA analizó la tecnología utilizada en otros países para este tipo de proyectos y definió las actividades a desarrollar tomando como referencia el programa americano UMTRAP (The Uranium Mill Tailing Remedial Actions Project), que abarca 24 instalaciones de este tipo.

Con el asesoramiento de la firma americana que participó en el programa americano UMTRAP y la participación de un gran número de empresas y compañías españolas, se ha estudiado con gran detalle el emplazamiento y los métodos de estabilización de los diques. Asimismo, se han efectuado evaluaciones ambientales, habiéndose llegado a la conclusión de que la mejor solución para los diques de estériles y clausura de la FUA es la estabilización «in situ».

Esta propuesta comprende el desmantelamiento de las instalaciones, la demolición de edificios y la incorporación de los escombros resultantes en la masa de estériles, y la estabilización del conjunto, mediante la reducción de pendientes en los taludes y la construcción de una cobertura de

protección contra la erosión, la difusión de radón y la infiltración de agua.

Los criterios y objetivos de diseño contemplados son los relativos al control de la dispersión, protección radiológica a largo plazo, durabilidad, limpieza de suelos contaminados, control de la difusión del radón, protección de las aguas subterráneas y minimización del mantenimiento a largo plazo.

De acuerdo con el programa existente, la terminación de las obras está prevista para finales de 1993. Posteriormente se realizará un informe final y el correspondiente programa de supervisión, que incluirá una serie de acciones a realizar durante un periodo de tiempo no inferior a 10 años.

4.4.3. Clausura de centrales nucleares

Tras la retirada definitiva del servicio de C.N. Vandellós I, (Orden Ministerial del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de fecha 31 de julio

Clausura de instalaciones

de 1990) el desarrollo de estrategias y actividades técnicas en este campo de la gestión ha debido ser ajustado respecto a lo indicado en anteriores planes de residuos, donde se indica en el hecho de que se trataba de un problema planteado a largo plazo.

El adelanto de unos 13 años respecto a las previsiones efectuadas para la clausura de dicha central tiene una incidencia importante por cuanto se requiere la adopción de una serie de medidas que necesariamente deben diferir de los planes anteriores que contemplaban para todas las centrales nucleares españolas, la alternativa de clausura total (Etapa 3), 5 años después de la parada definitiva del reactor.

Apoyándose en las experiencias habidas en otros países y especialmente en Francia, país origen de la tecnología, y teniendo en cuenta la casuística particular de C.N. Vandellós I, ENRESA ha llevado a cabo estudios para definir la estrategia más viable desde el punto de vista técnico-económico.

Las posibles alternativas contempladas son las siguientes:

- Mantenimiento indefinido de la central en la situación final de parada definitiva (desmantelamiento nivel 1).
- Desmantelamiento de las partes convencionales y de las partes activas, excluido el cajón del reactor y sus internos (desmantelamiento nivel 2).
- Desmantelamiento total dejando el emplazamiento en condiciones tales que pueda ser utilizado sin ningún tipo de restricción (desmantelamiento nivel 3).

Actualmente no se ha llevado a cabo ningún desmantelamiento a nivel 3 en plantas comerciales, por lo que tal alternativa queda descartada en el caso de Vandellós I a corto plazo, dados los riesgos tecnológicos, metodológicos y de licenciamiento que ello comportaría.

Así pues, y después de realizar un proceso de estudio y valoración de diversos parámetros (tecnológicos, impacto radiológico, reglamentarios, económicos, logísticos y de volumen de residuos a gestionar) se está considerando que la estrategia más viable para la clausura de C.N. Vandellós I es el desmantelamiento inmediato según la alternativa 2, seguido de un periodo de espera a

definir, para completar el desmantelamiento total de las partes remanentes según la alternativa 3.

La alternativa 2, además de representar una aproximación más viable tanto de ejecución como en su impacto sobre la gestión de los residuos generales, viene avalada por la postura francesa que ha decidido realizar para las dos unidades de la central de Saint Laurent des Eaux (SLA-1 y 2), centrales gemelas de Vandellós I, un desmantelamiento nivel 2 seguido de un desmantelamiento total (nivel 3) tras un adecuado periodo de espera que se cifra en el entorno de los 25-30 años.

Durante este periodo de espera se llevarán a cabo una serie de trabajos de I+D necesarios para cubrir algunos aspectos todavía poco estudiados del desmantelamiento nivel 3. En este sentido, ENRESA está ya desarrollando en colaboración con el CIEMAT un proyecto de I+D sobre desmantelamiento y participará en programas internacionales de I+D, especialmente en los patrocinados por la CEE.

En la C.N. Vandellós I, el programa de actividades previas al desmantelamiento deberá estar coordinado con las actividades de HIFRENSA de retirada del combustible, de forma que durante el año 1995 se haya completado la realización del proyecto y el proceso de licenciamiento, y sea posible comenzar la ejecución de las obras. Para ello se prevé que, en el primer semestre de 1994, ENRESA presente al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y al Consejo de Seguridad Nuclear para su aprobación, un proyecto de Desmantelamiento y Clausura que contemple el desmantelamiento parcial (nivel 2) de la instalación y que permita determinar el plazo de espera más adecuado para el inicio del desmantelamiento total.

Aunque la duración de las obras se conocerá con mayor precisión una vez realizado el proyecto correspondiente, se puede estimar en 3 años el plazo necesario para completar el desmantelamiento previsto.

Respecto a las restantes centrales nucleares de agua ligera actualmente en funcionamiento, se sigue contemplando, a efectos de cálculo y planificación, la alternativa de desmantelamiento total (etapa 3), si bien su inicio sería entre 5 y 10 años después de la parada definitiva del reactor, en

*Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos*

función de la central de que se trate y de otra serie de consideraciones a valorar con mayor precisión en el momento del cierre.

4.4.4. Reactores experimentales

Se refiere este apartado a la clausura de los reactores de investigación Argos y Arbi de las Universidades de Barcelona y Bilbao, respectivamente, en situación de parada técnico-administrativa desde 1975.

ENRESA elaboró un programa de las actividades previstas que fue aprobado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. De acuerdo con dicho programa, se trató de enviar el combustible a EE.UU., país de origen del mismo, paralizándose las gestiones como consecuencia de una comunicación del DOE americano sobre la cancelación temporal de los envíos previstos, debido a los problemas internos sobre impacto medioambiental en el puerto donde se venían realizando las descargas de combustible procedente del exterior del país.

Por este motivo, ENRESA ha negociado el envío de este combustible al Reino Unido, habiéndose conseguido la autorización del DOE británico a UKAEA para su almacenamiento y reprocesado, estando previsto el traslado de dicho combustible en el curso del año 1991. Posteriormente, se procedería a la realización de los trabajos de clausura, los cuales podrían finalizarse en el año 1992.

Debe reseñarse también, que de un modo paralelo a las actuaciones referidas para la clausura de estos dos reactores experimentales, el CIEMAT ha abordado el desmantelamiento de su reactor JEN-1, de similares características que los anteriores. Actualmente se encuentra en fase de lanzamiento por dicho organismo un programa de investigación y desarrollo sobre estos temas, en el que participan instituciones españolas y extranjeras y que cuenta con financiación de la CEE. Asimismo, existe un acuerdo con UKAEA para el almacenamiento y eventual reproceso posterior del combustible.

De acuerdo con las actuales previsiones, el traslado del combustible al Reino Unido podría hacerse a lo largo de 1991, al igual que en el caso de los reactores Argos y Arbi.

5. ASPECTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1522/1984 por el que se autoriza la constitución de ENRESA, los costes de las actividades derivadas de la gestión de los residuos radiactivos deben ser financiados por los agentes generadores de dichos residuos.

El sistema establecido para las centrales nucleares es la fijación de una cuota porcentual sobre la facturación por venta de energía eléctrica de todo el sector eléctrico, que genera unos fondos por anticipado, en tanto que para los otros productores la contraprestación económica de los servicios prestados adopta la forma de precios, a pagar en el momento de la recogida de los residuos.

En este capítulo se presenta la revisión de los costes de la gestión de los residuos radiactivos en base a los datos e hipótesis de cálculo a los que se hace referencia en el apartado 5.1, se imputan dichos costes a las centrales nucleares mediante la aplicación de los correspondientes criterios y se establecen las dotaciones al fondo

para el año 1992. Por último se calcula la cuota teórica a aplicar para el año 1992.

5.1. Hipótesis de partida

Para la elaboración del Plan y la realización de los cálculos correspondientes es necesario el establecimiento de una serie de hipótesis cuya variación lógicamente afecta a los resultados obtenidos. La evolución de la propia gestión y su entorno condiciona en ocasiones la modificación de algunas de dichas hipótesis.

a) Hipótesis generales.

- Se mantiene el parque nuclear previsto en el PEN-83, con la exclusión de C.N. Vandellós I, parada desde octubre de 1989. Es decir, la potencia nuclear instalada queda fijada en 7.365 MWe.
- Asimismo se mantiene como hipótesis básica para el cálculo de la producción de energía eléctrica un factor de utilización

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

medio de las centrales nucleares de 6.000 h/año.

- Respecto a la vida útil de las centrales se continúa considerando el valor de 30 años previsto en anteriores planes.
- Se mantiene el criterio de no imposición sobre los rendimientos financieros del fondo a efectos del Impuesto sobre Sociedades.
- En cuanto a otras hipótesis de carácter general conviene indicar que los valores utilizados para los cálculos económicos son: 3,5 % para la tasa de descuento, 3 % para el crecimiento previsto de la demanda de energía eléctrica y un crecimiento del precio medio de la misma igual al IPC. Respecto a las tasas de inflación se han tomado unos valores que convergen a medio plazo al 3 %.

No obstante todo lo anterior se han hecho los correspondientes análisis de sensibilidad para los valores de 2 % y 5 % relativos a la tasa de descuento, así como la consideración de imposición sobre los rendimientos financieros del fondo.

b) Hipótesis específicas.

Al margen de las ya indicadas en el apartado 3.2. para la previsión de generación de residuos radiactivos, se señalan las siguientes hipótesis particulares de interés:

- Con respecto a la clausura de centrales nucleares, se sigue contemplando, a efectos de cálculo y planificación, la alternativa del desmantelamiento total (Etapa 3), cuyo inicio sería entre 5 y 10 años después de la parada definitiva del reactor en el caso de las de agua ligera. Para C.N. Vandellós I se ha supuesto un desmantelamiento parcial (Etapa 2), iniciándose 5 años después de la parada del reactor, un periodo de vigilancia y finalmente el desmantelamiento en Etapa 3.
- Las hipótesis utilizadas para la estimación de los costes de los distintos conceptos que componen la gestión son similares a las del Plan anterior, habiéndose adaptado los costes de los primeros años a los presupuestos de ENRESA.

Para las instalaciones y actividades de las que se dispone de proyecto o información basada en estudios específicos de ENRESA como El Cabril, FUA, ATC, recogida y transporte de residuos de baja y media actividad, pararrayos, etc., se utilizan los datos propios de referencia. Para otros conceptos como el almacenamiento geológico profundo de los residuos de alta y el desmantelamiento de centrales nucleares se han tomado las mejores estimaciones disponibles de otros países u organismos internacionales con la extrapolación que ha sido posible al caso español.

Específicamente, para la evaluación de los costes de clausura de C.N. Vandellós I se han tenido en cuenta los datos del estudio de alternativas realizado por ENRESA, referenciados con mayor precisión, aunque no exentos también de incertidumbres.

5.2. Previsión de costes de la gestión de los residuos radiactivos

Como puede verse en el Cuadro 5.1., el coste de la gestión de los residuos radiactivos hasta el 31 de diciembre de 1990 por todos los conceptos, incluyendo gastos e inversiones, ascendió a 67.475 MPT 91, siendo el valor estimado para el año 1991 de 24.387 MPT 91.

Para la gestión a partir del año 1992 los costes por los distintos conceptos considerados se han evaluado en base a una serie de hipótesis (ver apartado 5.1) que, en unos casos, al tratarse de proyectos o actividades muy definidos, como el almacenamiento de residuos de baja, la clausura de la FUA y el reproceso del combustible gastado, conducen a estimaciones de costes más precisos. En los casos que implican conceptos con un grado de definición menor, la evaluación económica no puede ser detallada con precisión, recurriéndose a estimaciones globales o referencias internacionales que llevan asociadas un alto componente de incertidumbres, como es en parte el almacenamiento definitivo de los residuos de alta o el desmantelamiento de centrales nucleares.

*Previsión de costes de la gestión de los residuos
radiactivos*

Cuadro 5.1.
COSTE DE LA GESTIÓN DE LOS RESIDUOS RADIATIVOS (MPT 91)

Concepto	Coste hasta 31-12-91		Coste desde 1992 hasta 2055	Coste total
	Real hasta 31-12-90	Estimado año 1991		
Costes de estructura (1)	8.093	2.237	92.123	102.453
Investigación y desarrollo	1.804	1.397	59.027	62.228
Transporte	122	26	26.023	26.172
Almacenamiento RBMA	9.580	7.550	69.921	87.052
Almacenamiento RAA	5.392	4.171	472.358	481.920
Almacenamiento intermedio	1.876	2.221	151.968	156.065
Almacenamiento definitivo	3.515	1.950	320.390	325.855
Reproceso combustible gastado	23.361	1.407	23.846	48.614
Clausura de instalaciones	2.804	1.404	250.505	254.713
Centrales nucleares	22	80	248.045	248.147
FUA	2.730	1.127	2.080	5.937
Otras instalaciones (3)	52	197	380	629
Gestión Residuos Especiales	112	177	1.950	2.239
Sistema Operativo Emergencias (2)	24	69	6.300	6.393
Compensaciones a ayuntamientos (OM 30-12-88 y 1-12-89)	2.683	2.389	44.020	49.092
Impuesto sobre Sociedades	13.501	3.560		17.061
Total	67.475	24.387	1.046.074	1.137.936

(1) Inversiones, gastos generales y comunicación social sede central ENRESA.

(2) Actividad de acuerdo con el decreto de creación de ENRESA.

(3) Rehabilitación minas de uranio y clausura reactores experimentales.

En el Segundo PGRR todos los conceptos de coste considerados, a excepción del I+D y del reproceso del combustible gastado, venían afectados por una partida correspondiente a los denominados costes de estructura de ENRESA, que se repartía proporcionalmente entre todos ellos. En este Plan se presentan individualizados dichos costes de estructura, así como las compensaciones a Ayuntamientos.

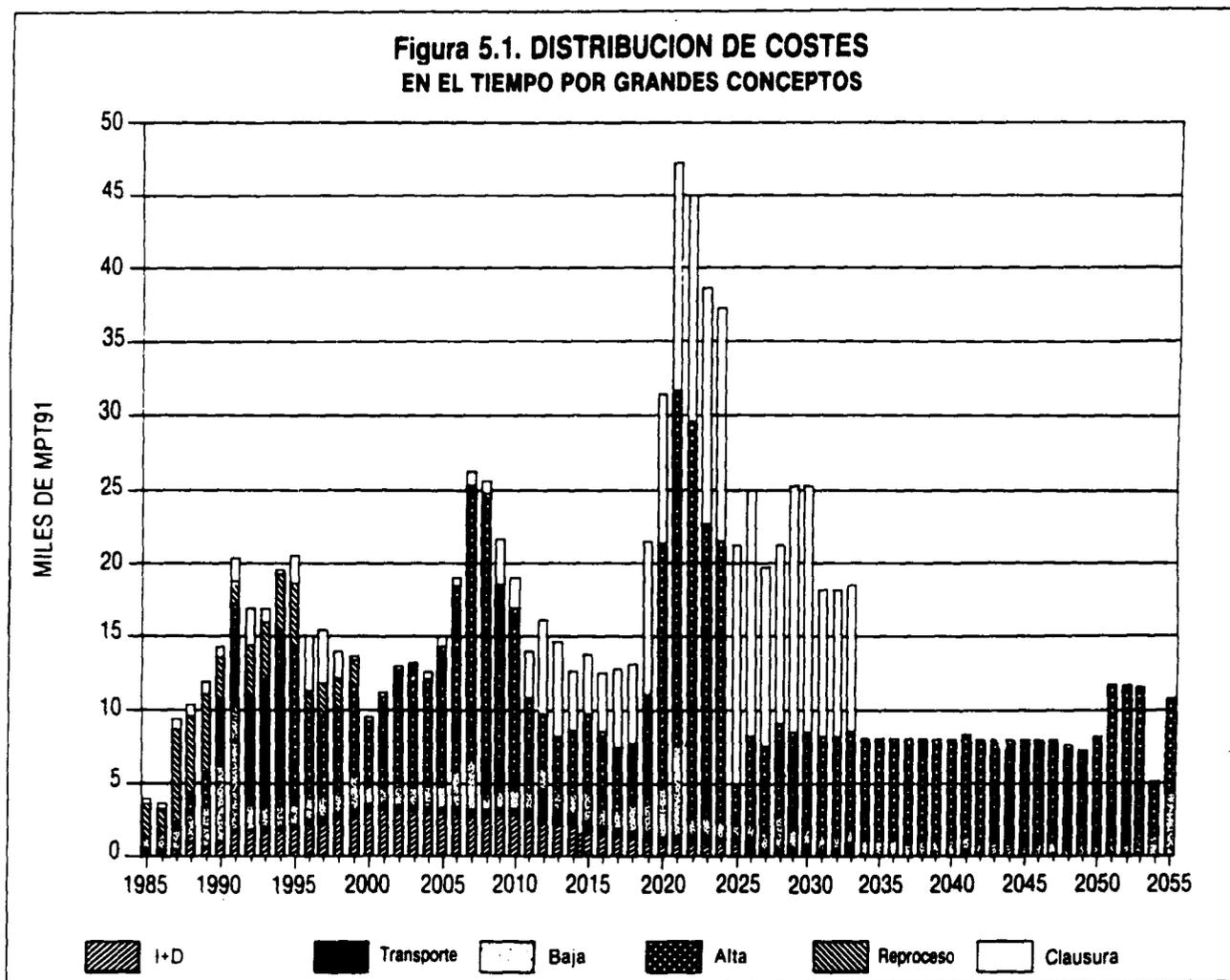
En la Figura 5.1, realizada en función de las producciones estimadas de residuos y de las fechas previstas en los programas, se muestra la distribución del coste en el tiempo desde el año 1985 hasta el 2055, habiéndose repartido los costes de estructura en el resto de los conceptos (incluido I+D) —a excepción del reproceso del combustible gastado—, y en la parte correspondiente al cambio de bastidores dentro de los residuos de alta.

La Orden Ministerial del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de 30 de diciembre de 1988, autorizó a ENRESA a asignar los fondos con destino a los Ayuntamientos —que se definen en la misma—, afectados por instalaciones específicamente concebidas y cuya actividad principal sea el almacenamiento de residuos radiactivos. La Orden de 1 de diciembre de 1989 complementa la anterior.

La aplicación de estas Ordenes en el presente plan introduce un nuevo concepto de costes que tiene un efecto significativo sobre el aspecto económico de la gestión y que repercute en el coste del almacenamiento de baja y media actividad, almacenamiento del combustible gastado, así como en la gestión de los pararrayos radiactivos.

En el Cuadro 5.2 se muestra la comparación de los costes totales contemplados en el Segundo y

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos



Tercer PGRR, observándose un incremento global en este último de un 1 % y una disminución del 8 %, para los valores actualizados. Descontando el efecto de las Compensaciones a Ayuntamientos (no incluidos en las estimaciones económicas del Segundo PGRR), el coste total de la gestión se incrementaría en un 8 %; en términos de valores actualizados el incremento sería nulo. Las principales causas de dichas variaciones son las que se indican a continuación.

El incremento del coste del almacenamiento de los residuos de baja y media actividad es atribuible a las modificaciones de diseño realizadas como consecuencia de las exigencias finales de la autorización de construcción, así como a un incremento en los costes anuales de operación.

Respecto a la clausura de instalaciones, el incremento de costes es debido fundamentalmente a la nueva estrategia considerada, a efectos de cálculo, para el desmantelamiento de C.N. Vandellós I, como consecuencia del cierre de la misma.

El incremento del coste de los pararrayos radiactivos se justifica por una estimación más precisa del censo y de la propia gestión de los cabezales, si bien los valores obtenidos presentan la incertidumbre derivada de la estrategia final a seguir.

La disminución del coste del reproceso del combustible gastado de C.N. Vandellós I es debida al cierre de dicha central 13 años antes de lo previsto, con la consiguiente reducción de las necesidades de dicho tratamiento.

*Previsión de costes de la gestión de los residuos
radiactivos*

Cuadro 5.2
COMPARACION DEL COSTE TOTAL DE LA GESTION DE LOS RESIDUOS RADIATIVOS
CONTEMPLADO EN EL SEGUNDO PGRR Y EL TERCER PGRR (1)

Concepto	Segundo PGRR		Tercer PGRR MPT 91	Costes actualizados a 1-1-1992 (MPT 91)	
	MPT 88	MPT 91		2.º PGRR	3.º PGRR
Investigación y desarrollo	52.817	63.619	72.331 (2)	39.313	46.064
Transporte	30.404	36.622	29.415	19.025	13.087
Almacenamiento RBMA	53.661	64.636	100.283	41.344	54.789
Almacenamiento RAA	434.409	523.253	535.143	235.950	219.933
Reproceso combustible gastado	89.318	107.585	48.614	88.460	45.615
Clausura de instalaciones	209.756	252.654	276.100	102.938	104.669
Residuos especiales	1.742	2.098	2.664	1.678	2.112
Subtotal	872.106	1.050.466	1.064.550	528.708	486.269
Sistema Operativo Emergencias	—	—	7.233	—	3.015
Compensaciones a Ayuntamientos (OM 30-12-88 y 1-12-89)	—	—	49.092	—	28.991
Impuesto Sociedades	5.620	6.770	17.061	6.770	17.061
Total	877.726	1.057.236	1.137.936	535.477	535.335

(1) Los valores presentados se refieren en ambos casos al coste total de la gestión a partir del año 1985, habiéndose actualizado dichos valores a 1 de enero de 1992, mediante la utilización de una tasa de descuento del 3,5 %.

(2) En el Tercer PGRR, a diferencia del Segundo, los costes de I+D llevan incluida la parte correspondiente de costes de estructura.

Por otra parte la disminución del coste relativo al concepto transporte se justifica principalmente por la reducción de los equipos y contenedores necesarios para el combustible gastado, como consecuencia de la optimización que supone el cambio de bastidores en C.N. Almaraz y C.N. Ascó. También se debe a que la primera fase del almacenamiento intermedio se realiza en contenedores válidos también para el transporte, cuyo coste se imputa a dicho almacenamiento.

En las partidas que más incertidumbre conllevan, como son las referentes al almacenamiento de residuos de alta actividad y la clausura de centrales nucleares, se han mantenido las bases de cálculo utilizadas en el anterior Plan al no disponerse de datos más precisos ni existir razones objetivas que justifiquen el cambio de los mismos en el momento actual, con la excepción ya comentada de C.N. Vandellós I. Esto es asimismo válido para el I+D, cuyo aparente incremento es

debido únicamente al efecto del reparto de los costes de estructura que, por otra parte, han experimentado un ligero aumento como consecuencia de la prolongación del período de gestión y de un mejor ajuste de los mismos.

En todo caso, es importante resaltar el hecho de que la magnitud e incertidumbre actuales sobre los costes de determinadas soluciones tecnológicas y las posibles aplicaciones temporales de los excedentes monetarios, dificultan el establecimiento de previsiones fiables de los ingresos y gastos de ENRESA en un horizonte superior a los 50 años. El propio Real Decreto 1522/1984, prevé un mecanismo corrector al tener que presentar anualmente al Ministerio de Industria, Comercio y Turismo «una revisión de todas las actuaciones necesarias y soluciones técnicas aplicables durante el horizonte temporal de actividad de los residuos radiactivos, comprendiendo el estudio económico-financiero actualizado del coste de dichas actuaciones».

Anexo 2

Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

5.3. Financiación de los costes de la gestión de los residuos radiactivos*5.3.1. Sector nucleoelectrónico*

Tal como se indicó en anteriores Planes, se establece un sistema de pagos a cuenta de forma que los ingresos percibidos a través de la recaudación resultante de la aplicación de la cuota porcentual se acumulen para financiar los costes que se producirán, normalmente, años después. A fin de asegurar la financiación de una forma automatizada y en concordancia con el sistema establecido en la Orden de 12 de mayo de 1983, ENRE-SA dotará una provisión con los fondos que se recaudarán de la totalidad del sector eléctrico, a través de OFICO.

En el Plan se determina la imputación a cada una de las centrales nucleares de la recaudación anual, vía tarifas, destinada a la financiación de la 2.ª parte del ciclo del combustible nuclear.

La sistemática seguida para individualizar los costes de las centrales nucleares supone dos pasos: segregar de los distintos conceptos en que existan costes de otros productores, obteniendo el monto total a ellas imputable y posteriormente repartir éste entre cada una de las centrales.

Los criterios de imputación utilizados se basan en el empleo de unos coeficientes de participación que derivan del «uso» de las instalaciones, definido en función del volumen o peso de los residuos involucrados y del calendario previsto de su retirada. En el caso de las actividades de tipo general donde no existe un parámetro de la medida del «uso», este se obtiene a través del porcentaje de cada central sobre el coste de los conceptos en que el uso está definido.

Una vez calculados dichos coeficientes, se obtiene la distribución en el tiempo de los costes de la gestión imputables a cada una de las centrales y, en base a dicha distribución, se calcula el coste actualizado al año de referencia en función de las hipótesis de partida establecidas en el apartado 5.1. Deduciendo a estos valores la fracción del fondo disponible imputado a cada central, se obtendría el coste pendiente de financiar, que dividido por la energía eléctrica descontada prevista a generar para cada central, daría el valor unitario de dicho coste pendiente (pts/kWh).

El producto de este coste unitario y la energía prevista a producir en un año determinado reflejaría la dotación teórica a recaudar en dicho período. El porcentaje de cada central respecto a la recaudación real se deduciría como cociente entre la dotación teórica de una central y la suma de los correspondientes al conjunto de ellas.

En el cuadro 5.3 se proponen los porcentajes correspondientes a 1992 por aplicación de las nuevas estimaciones realizadas en el presente Plan.

El coeficiente o coste unitario pendiente de financiar indica la repercusión de los costes futuros de la gestión de los residuos radiactivos de una central sobre la energía eléctrica a producir. Dicho coeficiente es lógicamente mayor para las centrales más antiguas, debido al desfase temporal entre el origen y la aplicación de los fondos; o lo que es equivalente, entre la producción eléctrica futura y el coste pendiente de la gestión de sus residuos. En el caso de C.N. Zorita y C.N. Garoña este efecto es aún mayor por su menor potencia (economía de escala).

Para el cálculo de la cuota a aplicar en el año 1992 se procede de forma análoga a lo indicado en anteriores planes (ver Figura 5.2).

En el Cuadro 5.4 se resumen los valores utilizados para dicho cálculo.

De acuerdo con todo ello, la cuota teórica a aplicar en el año 1992 resulta ser de 1,30 %, siendo 0,52 pts 91/kWh nuclear el valor del coeficiente global, que servirá de base para el cálculo de la cuota teórica en años siguientes.

En la Figura 5.3 se muestran dos gráficos relativos a la evolución de la cuota con o sin imposición distinguiéndose tres alternativas en cada caso.

En el gráfico superior (caso base), la alternativa correspondiente a la cuota teórica muestra la evolución para el período 1992-2019, pudiendo observarse que la cuota experimenta variaciones anuales debidas a la diferente participación de la electricidad de origen nuclear en el total. La segunda alternativa corresponde a la cuota en dos escalones, uno para el período 1992-1998 con un valor del 1,2 % (actualmente vigente) y otro para el período 1999-2018 con un valor del 0,6 %. La tercera alternativa corresponde a una cuota me-

Financiación de los costes de la gestión de los residuos radiactivos

Cuadro 5.3
COEFICIENTES DE REPARTO DEL FONDO PARA EL AÑO 1992

	Coste actualizado (MPT91) (1)	Fondo imputado (MPT91)	Coste pendiente (MPT91) (1)	Energía descontada (GWh)	Coeficiente (PT92/kWh)	Producción 1992 estimada (GWh)	Dotación teórica para 1992	
							(MPT92)	%
Zorita	21.571	2.998	18.573	5.490	3,553	960	3.410	12,57
Garaña	45.074	12.522	32.552	21.313	1,604	2.760	4.426	16,31
Almaraz 1	49.544	17.388	32.155	77.431	0,436	5.580	2.433	8,96
Almaraz 2	47.965	17.320	30.645	83.973	0,383	5.580	2.138	7,88
Ascó 1	48.233	14.983	33.250	83.758	0,417	5.580	2.326	8,57
Ascó 2	46.382	10.174	36.207	89.204	0,426	5.580	2.378	8,76
Cofrentes	73.283	14.749	58.534	92.346	0,666	5.940	3.953	14,57
Vandellós 2	45.979	4.164	41.816	100.907	0,435	5.952	2.590	9,54
Trillo	61.857	5.024	56.833	107.133	0,557	6.258	3.486	12,84
Total	439.888	99.322	340.565	661.554				100,00

(1) En los conceptos Coste Actualizado y Coste Pendiente se incluyen los costes derivados de la Clausura de Vandellós I, Clausura de la FUA, Clausura de Minas y Sistema Operativo en Emergencias.

Cuadro 5.4
CALCULO DE LA CUOTA TEORICA PARA 1992

Concepto	TD 3,5 %
Coste actualizado de la gestión de los residuos radiactivos desde 1-1-1992 (MPT 91)	439.888
Fondo neto existente a 1-1-1992 (MPT 91)	99.322
Coste pendiente de financiar (MPT 91).....	340.565
Energía total descontada a generar por las CC.NN. desde 1-1-1992 hasta el final de su vida útil (GWh)	661.554
Coeficiente (PT 91/kWh nuclear)	0,515
Producción energía nuclear prevista en el año 1992 (GWh).....	44.190
Recaudación requerida en el año 1992 (MPT 91)	22.749
Facturación total prevista por venta energía eléctrica en el periodo (MPT 91)	1.746.279
Cuota teórica a aplicar en 1992	1,30 %

dia para todo el periodo considerado, con un valor del 0,78 %.

En el gráfico inferior se muestra, a efectos comparativos, la evolución correspondiente al caso de existir imposición, pudiendo apreciarse la existencia de notables diferencias.

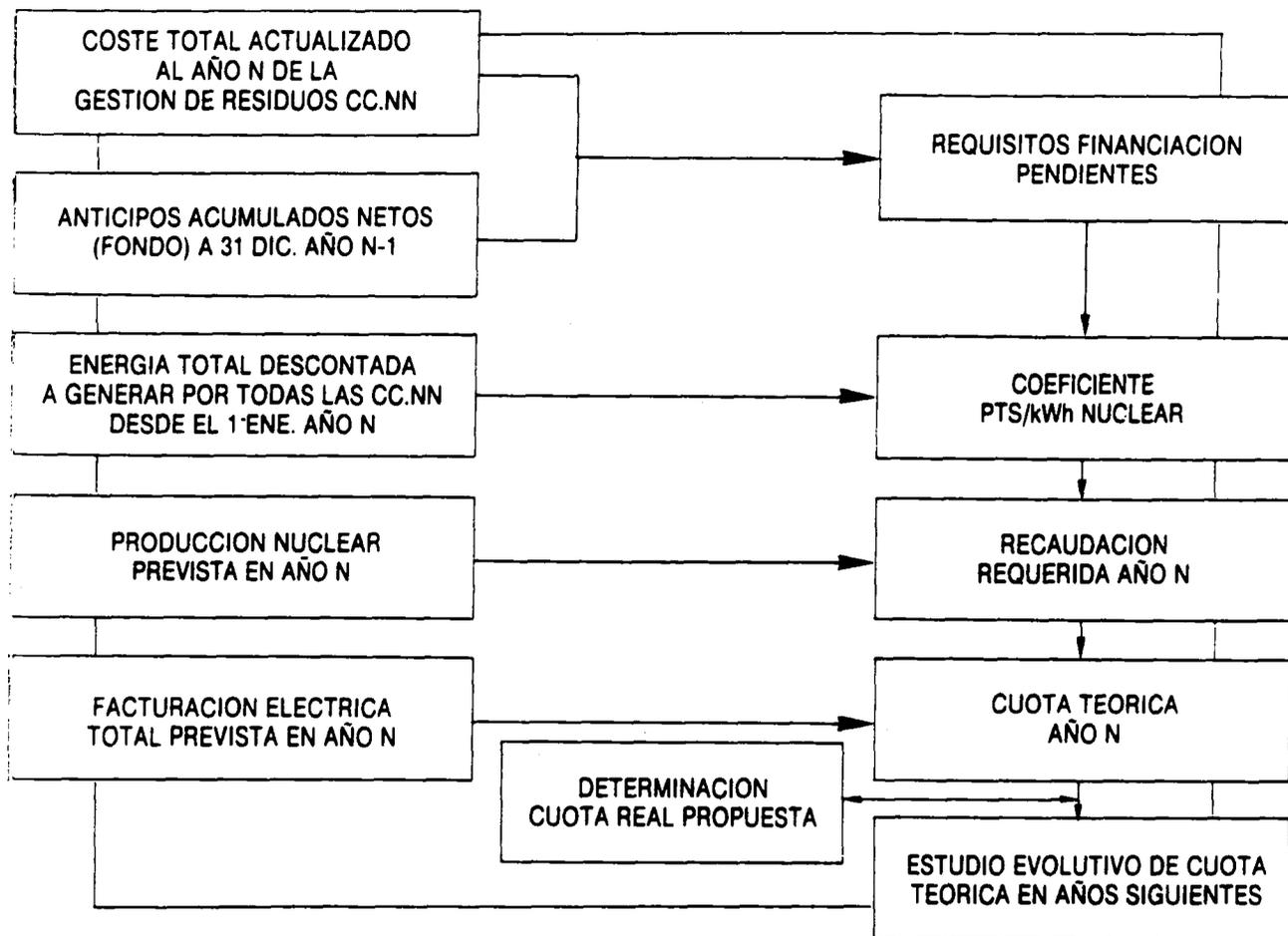
En las figuras 5.4 y 5.5 se han representado las variaciones anual y relativa que experimentaría la

cuota teórica en función de la tasa de descuento y en los supuestos de existencia o no de imposición fiscal sobre los rendimientos financieros del fondo con respecto al Impuesto sobre Sociedades. Del análisis de este estudio pueden extraerse las siguientes conclusiones:

- La aplicación del tipo impositivo del 35 % sobre los rendimientos financieros del fondo se

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

Figura 5.2. FIJACION DE LA CUOTA PORCENTUAL DEL AÑO N



traduce en un incremento importante del porcentaje de la tarifa eléctrica destinado a la financiación de la gestión de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear y por tanto en un incremento del coste de este tipo de energía.

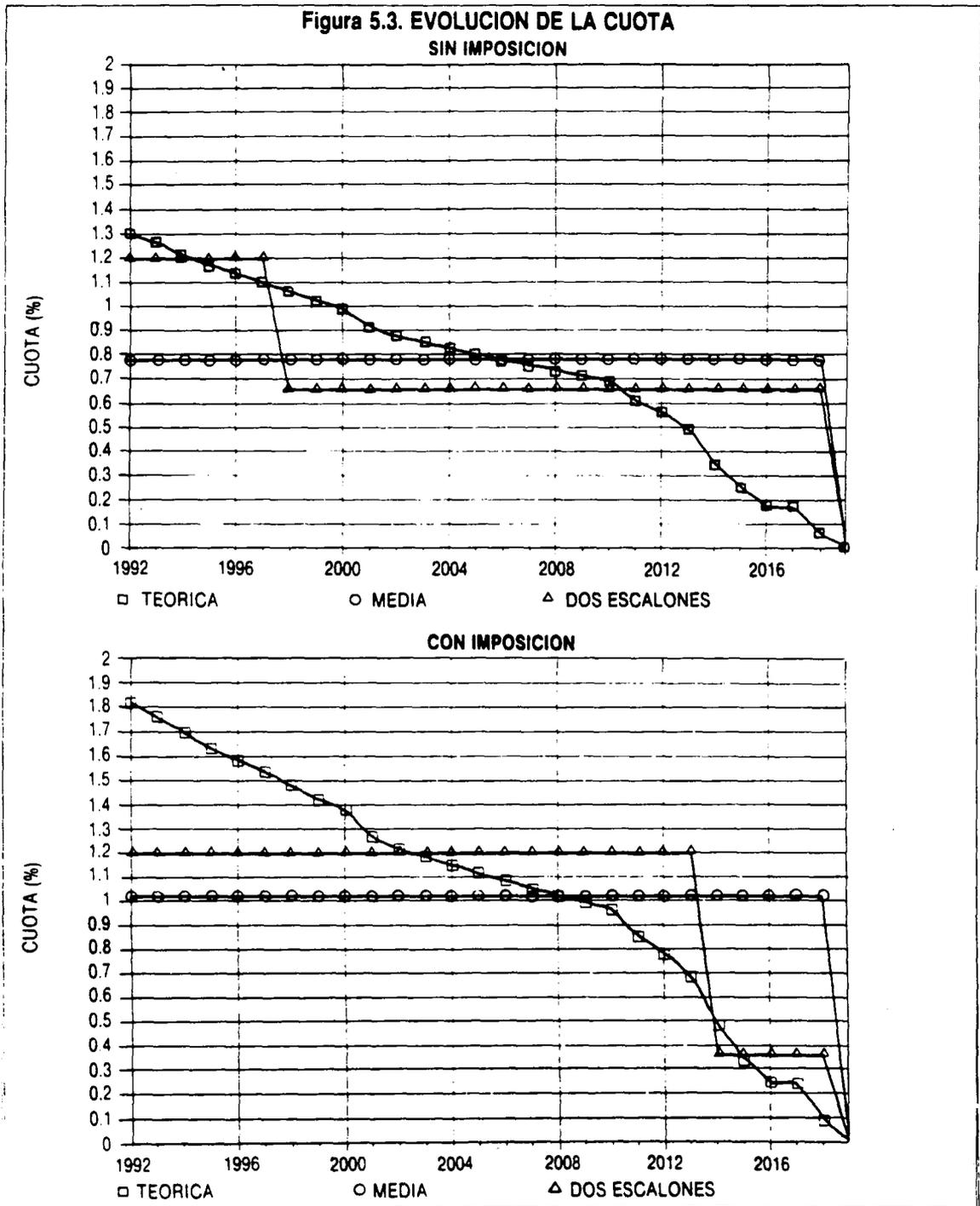
En relación con el caso base estudiado, la imposición fiscal supondría un aumento del orden del 39 % en la cuota a aplicar.

- Al aumentar la tasa de descuento disminuye el valor de la cuota teórica resultante y viceversa. No obstante, este efecto es progresivamente menor (o mayor) al ir aumentando (o disminuyendo) la tasa de descuento.

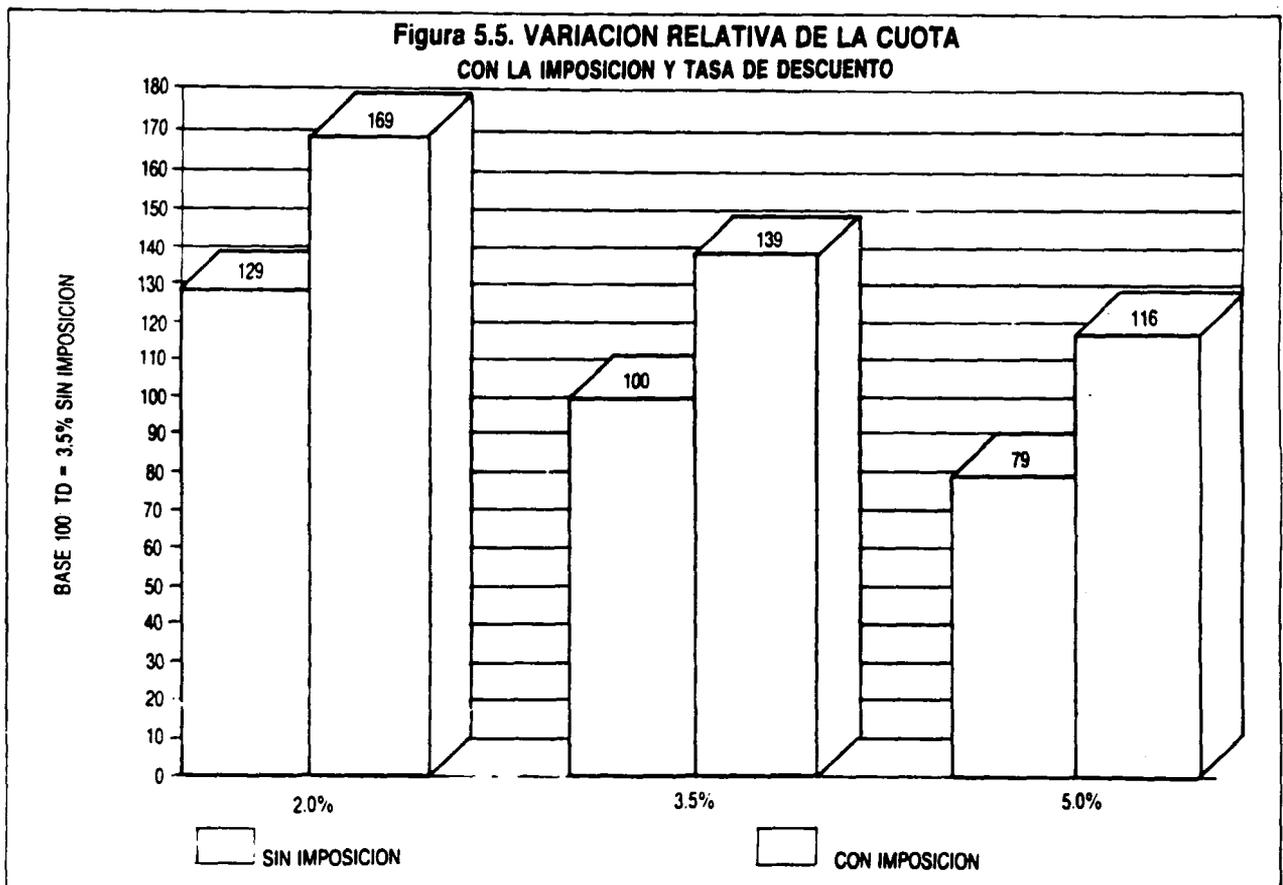
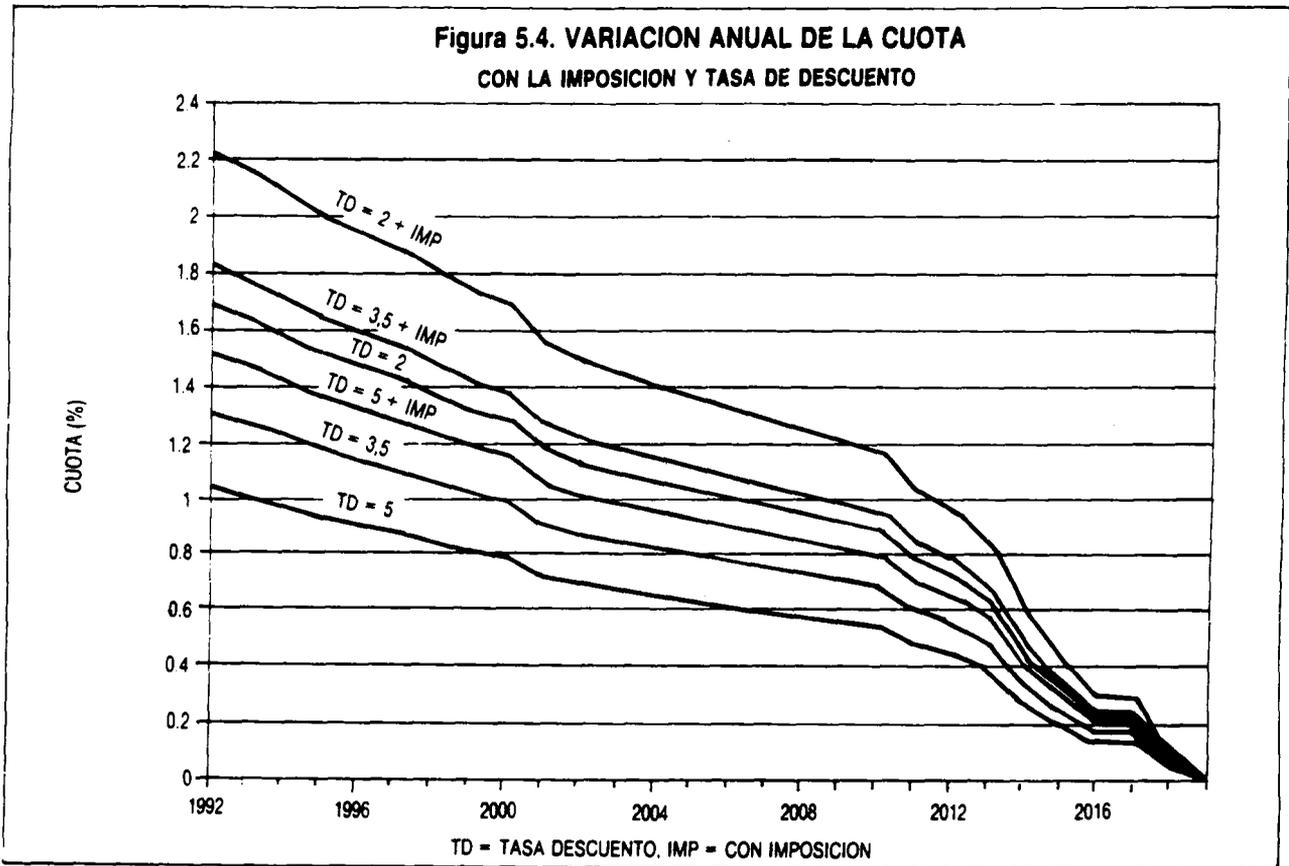
Así, por ejemplo un aumento de la tasa de descuento del 3,5 % al 5 % supondría una disminución de la cuota de aproximadamente un 21 % sin imposición y de un 23 % con imposición. Por el contrario una reducción de la tasa del 3,5 % al 2 % significaría un incremento de la cuota de aproximadamente un 29 % sin imposición y del 30 % con imposición.

Otro factor a tener en cuenta es el período de vida útil de las CC.NN. Un alargamiento de este factor supone cambios notables en las cantidades de residuos a gestionar, y en su distribución temporal y, afecta por tanto, a la capacidad y diseño de las instalaciones. Esta nueva situación implicaría, por consiguiente, una revisión de los costes previstos para la gestión de los residuos radiactivos,

Financiación de los costes de la gestión de los residuos radiactivos



Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos



*Financiación de los costes de la gestión de los
residuos radiactivos*

y de su financiación (cuota), con una disminución del coste del kWh de origen nuclear.

De todo lo anterior se deduce que para la determinación de la cuota a aplicar es necesario tener en cuenta diversos parámetros entre los que se encuentran, al margen de los citados, el consumo de energía eléctrica y su precio medio, así como los inherentes a las propias estimaciones del coste de la gestión que, en algunos casos continúan afectados de importantes incertidumbres.

El valor finalmente elegido deberá, pues, ser lo suficientemente conservador para garantizar la financiación de dicha gestión, en previsión de una conjunción de efectos desfavorables de difícil valoración en el momento actual.

*5.3.2. Otros productores de residuos
radiactivos*

Para los restantes productores de residuos radiactivos distintos a centrales nucleares (CIEMAT, ENUSA y pequeños productores), el sistema de financiación se basa en la contraprestación económica de los servicios prestados mediante la determinación de precios. La formación de dichos precios se realiza de acuerdo con los criterios establecidos en el Contrato-Tipo aprobado por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

En el caso de los pararrayos radiactivos, la Administración del Estado se hace cargo de los gastos que ocasiona el proceso de retirada y almacenamiento de los cabezales.

6. INVESTIGACION Y DESARROLLO

Entre las líneas prioritarias de I+D en el campo nuclear que establecía el PEN 83-92, se incluía la de gestión de residuos radiactivos, indicando que dicha investigación debía ser llevada a cabo en colaboración con los programas de organismos internacionales.

A partir de la creación de ENRESA en 1985 la investigación en esta línea ha recibido un gran impulso. Desde esa fecha se han iniciado numerosos proyectos sobre estudio del residuo, selección y caracterización de emplazamientos, diseño de sistemas para instalaciones de almacenamiento, evaluación del comportamiento del combustible gastado y modelización. Gran parte de estos proyectos se han llevado a cabo en colaboración con instituciones de los países comunitarios, con fuerte apoyo de la CEE a través del Programa Marco de Investigación, así como con otros países de la OCDE.

ENRESA no hace investigaciones por sí misma, sino que promueve, coordina, controla y financia la actividad investigadora a través de contratos, mediante los cuales se desarrollan las líneas de investigación de los Planes de I+D. La ejecución de los proyectos se ha centrado fundamentalmente en el CIEMAT, habiendo participado también el CSN, Universidades, Ingenierías, etc.

El principal reto de cara al futuro y donde la I+D juega un papel básico, es la solución definitiva

para los residuos de alta actividad, mediante su almacenamiento en formaciones geológicas profundas. Por otro lado hay que destacar la importancia progresiva que va tomando el desmantelamiento de instalaciones a medida que se va agotando su vida útil, aspecto más acuciante en países que cuentan con parques más viejos que el español pero que ha tomado especial relevancia en nuestro país debido al cierre anticipado de C.N. Vandellós I.

Así pues, a partir del presente Plan y con el fin de enfatizar estas circunstancias y de acuerdo con los programas internacionales, la línea de residuos se desglosa en otras dos, fuertemente interrelacionadas:

- Residuos radiactivos, y
- Desmantelamiento y clausura de instalaciones.

6.1. Avances conseguidos

El Primer Plan ha incidido de forma clara en la creación de numerosos grupos de investigación en organismos, universidades y empresas, y los estudios y proyectos de investigación en el campo de la gestión de residuos radiactivos compiten ya con otras áreas de trabajo más clásicas. A ello ha contribuido de forma decisiva la continuada acción promotora de ENRESA y sus posibil-

*Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos*

dades de financiación. Igualmente ha progresado la presencia de las Instituciones españolas y de ENRESA en los organismos internacionales, que ya es satisfactoria y se ha participado, mediante numerosos proyectos conjuntos, en el tercer programa de I+D de la CEE 1990/94 para la gestión de residuos radiactivos, cuya contratación se está completando en 1991.

Mediante la realización de proyectos de I+D relativos a residuos de baja actividad y estériles de minería y tratamiento de uranio, se han podido satisfacer o están en curso de cumplimentación parte de las demandas de actuaciones y datos del CSN, para la concesión de las autorizaciones relativas a la construcción del Centro de El Cabril y al Plan de Clausura de la Fábrica de Uranio de Andújar (FUA).

Para El Cabril ha sido preciso avanzar en el conocimiento de la durabilidad de los hormigones y definir el diseño de las estructuras de almacenamiento, mejorar el acondicionamiento de algunos tipos de residuos, estudiar ecosistemas terrestres y acuáticos y profundizar en el conocimiento de los procesos de migración.

Para la FUA se han realizado estudios hidrogeorradioquímicos y de migración, ensayos de permeabilidad y control de la emisión de radón y se ha estudiado el diseño de las capas de cobertura y su modelización.

Tomando como base de actuación los proyectos de I+D relacionados con los residuos de alta actividad, se han creado grupos estables en centros de investigación y universidades en diversas áreas del conocimiento, capaces de representar a España, en plano de igualdad, en programas y proyectos internacionales, y se han sentado las bases para avanzar significativamente e incorporar a España a los proyectos relativos al almacenamiento geológico de los residuos de alta actividad, en curso en otros países y organismos internacionales.

Se ha emprendido a nivel internacional una nueva línea de trabajo de I+D encaminada a la realización de estudios de viabilidad de las técnicas y tecnologías necesarias para la separación y transmutación de actínidos del combustible gastado y residuos de alta actividad provenientes del reproceso. Esta tarea ha surgido del relanzamiento de esta opción a través de proyectos

como el OMEGA japonés (auspiciado por la AEN) y por otros de carácter unilateral. Por parte de ENRESA, estas actividades son objeto de un seguimiento sin llevar a cabo, al menos por el momento, participación alguna en los proyectos en curso.

En cuanto al desmantelamiento, se han abordado algunos proyectos fundamentalmente dirigidos al desarrollo de herramientas para descontaminación de materiales activados, en los que participan el CIEMAT, ENSA, etc.

En la Tabla 1 se enumeran los principales grupos de trabajo y su actividad dentro del Plan de I+D de ENRESA.

El total de personas que en estos equipos abordan los proyectos de I+D se puede estimar en torno a 300.

6.2. Aspectos internacionales de I+D

Las actividades de I+D de ENRESA son paralelas a las de los organismos internacionales que también trabajan en este campo, de forma que, buena parte de la organización y de la estrategia de ENRESA están integradas en la de esos organismos, con los que ENRESA debe estar en sintonía de forma permanente, participando en las convocatorias para proyectos de investigación e integrándose en los grupos de trabajo.

Al abordar los planes internacionales relacionados con la gestión de residuos, son referencia obligada principalmente los de la CEE y, además, las acciones de la AEN/OCDE y de la OIEA/ONU.

Brevemente y a fin de encuadrar la ordenación del Plan de ENRESA, se indican los aspectos más relevantes del Programa de la CEE.

La realización de los proyectos y contratos en la CEE se lleva a cabo:

- Mediante acciones de coste compartido, con financiación comunitaria de hasta el 50 % para empresas y organismos, y del 100 % de costes marginales para universidades.
- Mediante trabajos directos en los Institutos o Laboratorios del Centro Común de Investigación.

En relación con las actividades de ENRESA, las acciones de coste compartido para el periodo

Aspectos internacionales de I+D

CIEMAT (Instituto de Tecnología)	Migración de radionucleidos en medios naturales. Geoquímica. Caracterización de bentonitas.
CIEMAT (Instituto de Tecnología Nuclear)	Caracterización de residuos de baja actividad y de combustible gastado. Mejora de procesos de acondicionamiento. Modelización probabilista. Clausura de instalaciones.
CIEMAT (Instituto de Protección Radiológica y Medioambiental)	Modelización de la Biosfera. Códigos globales probabilistas. Caracterización de parámetros atmosféricos. Protección radiológica.
ETSI Industriales Sevilla	Incineración de residuos simulados.
ETSI Industriales Barcelona	Solubilidad del UO ₂ en medio salino.
ETSI Minas Madrid	Comportamiento estructural de elementos combustibles. Modelización hidrogeológica. Geomecánica.
ETSI Industriales Madrid Universidad de Barcelona (Geología)	Modelos probabilistas. Participación en el proyecto comunitario HAW. Estudio de sales españolas.
Universidades de Sevilla y Córdoba	Estudios ecológicos.
ITGE	Mapas neotectónico y sismotectónico. Cambio global/geoprospectiva, hidrogeología (unidades móviles).
CSIC	Estudio de durabilidad de hormigones y estructuras. Métodos geofísicos. Caracterización de bentonitas.
ETSI Caminos Barcelona (UPC) y Universidad de Valencia	Modelización hidrogeológica. Participación internacional en INTRAVAL.
INASMET	Estudio de materiales metálicos para cápsulas de almacenamiento (titanio y acero).
ENSA	Estudio de materiales para contenedores. Trabajos de desmantelamiento.

1990-94, pertenecen a los programas «Gestión y Almacenamiento de Residuos Radiactivos», «Investigación y Formación en el dominio de la Radioprotección» y «Clausura de Instalaciones Nucleares».

El primer programa se divide en dos partes:

Parte A.—Gestión de residuos y acciones de I+D asociados, con un presupuesto para el

período considerado de 52,1 millones de ecus.

Parte B.—Construcción o explotación de instalaciones subterráneas de demostración, con un presupuesto de 79,6 millones de ecus.

Dentro del Primer Plan de I+D de ENRESA, correspondiente al segundo de la Comunidad, se

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

participó en 6 proyectos comunitarios de la Parte A y en uno de la Parte B (Proyecto HAW —1.^a Fase—), con un retorno de 147 Mptas.

En este Segundo Plan de I+D de ENRESA, correspondiente al tercero de la Comunidad, se participa en 23 proyectos comunitarios. Corresponden al «Programa de Gestión de Residuos» 15 proyectos, de los que 13 son de la Parte A, con un retorno comunitario de 421 Mptas. para ENRESA y de 68 Mptas. para otros participantes españoles y 2 proyectos a la Parte B, con un retorno de 60 Mptas. para ENRESA. Al «Programa de Protección Radiológica» corresponden 7 proyectos, con un retorno de 143 Mptas. a otros participantes españoles y al «Programa de Clausura» pertenece 1 proyecto con un retorno de 93 Mptas para participantes españoles, de los que 9 Mptas. corresponden a ENRESA. El total del retorno comunitario a España es de 785 Mptas.

Algunos países de larga tradición investigadora en el campo de los residuos, también promueven proyectos abiertos a la cooperación internacional. Se puede citar, por ejemplo, EE.UU. con los proyectos LOFT y TMT-1, Francia con el PHEBUS, Suecia con INTRAVAL y BIOMOVs y Canadá, Reino Unido y Alemania (entre otros) para proyectos piloto de desmantelamiento. ENRESA participa o ha participado en LOFT, PHEBUS, INTRAVAL y BIOMOVs.

6.3. Evolución de los proyectos de I+D de ENRESA

En 1990 se cumplió el tercer año de los cuatro previstos para el desarrollo de las actividades contenidas en el primer «Plan de I+D para la Gestión de los Residuos Radiactivos en España», para el periodo 1987-91.

Es de destacar el importante incremento de nuevos proyectos iniciados en 1990, fundamentalmente como fruto de la participación de ENRESA en el tercer programa comunitario de I+D.

A lo largo de estos años, la evolución del número de proyectos y su situación ha sido la siguiente:

Proyectos	Iniciales Plan I+D mayo 1987	AJ 31 diciembre 1987	AJ 31 diciembre 1988	AJ 31 diciembre 1989	AJ 31 diciembre 1990
Nuevos en el año	10	7	14	9	24
(1) En curso a 31-XII	10	17	22	20	31
Terminados en el año	—	—	9	11	13
(2) Terminados acumulados a 31-XII	—	—	9	20	33
(1+2) Total acumulado	10	17	31	40	64

A finales de 1990 se habían terminado 33 proyectos, estaban en curso otros 31 y se encontraban en trámite administrativo otros 25 proyectos, gran parte de los cuales han comenzado su actividad en los meses transcurridos de 1991.

El resumen económico correspondiente a todos los proyectos de I+D definidos hasta el 31-12-90, referido al periodo 1987-1994 es el siguiente:

Grupos de proyectos	Financiación Mptas.		
	Total	Enresa	Otros
Proyectos terminados	1.373,65	747,37	626,28
Proyectos en curso	5.010,10	1.270,00	3.740,10
Proyectos previstos	2.972,35	872,95	2.099,40
Total	9.356,10	2.890,32	6.465,78

ENRESA financia el 31 % del coste global de los proyectos y la CEE el 10 %.

*Desarrollo de las actividades***6.4. Plan de I+D 1990-94**

Dada la gran variedad de temas que son tratados, las actividades contempladas responden a un criterio amplio sobre lo que se incluye en el concepto de I+D, pues abarcan estudios, investigaciones aplicadas, actividades de desarrollo y de demostración e incluso seguimientos internacionales.

Con carácter general, la temática de I+D se agrupa en dos grandes bloques: Residuos Radiactivos, y Desmantelamiento y Clausura de Instalaciones.

6.4.1. Residuos Radiactivos

Los proyectos que se aborden en esta línea deberán ser realizados aprovechando la cooperación internacional, especialmente el programa de I+D comunitario y estar dirigidos al logro de los siguientes objetivos:

- 1) Armonización de reglamentación a nivel internacional sobre criterios de seguridad y protección radiológica de almacenamientos.
- 2) Armonización de criterios de exención de residuos.
- 3) Establecimiento de criterios relativos a la identificación y selección de emplazamientos para almacenamientos de residuos.
- 4) Desarrollo de métodos de garantía y control de calidad en los distintos aspectos de la gestión de residuos.
- 5) Desarrollo de sistemas de caracterización de bultos y residuos.
- 6) Profundización en el conocimiento del comportamiento estructural del combustible gastado, y proceso de corrosión y lixiviación durante su almacenamiento.
- 7) Estudio del comportamiento de los medios graníticos, salinos y arcillosos, potenciales receptores del almacenamiento definitivo de residuos de alta actividad.

6.4.2. Desmantelamiento y clausura de instalaciones

Dado que el desmantelamiento de instalaciones va a constituir una actividad a acometer en un futuro próximo, teniendo en cuenta el caso de C.N. de Vandellós I, es importante que ENRESA impulse esta línea investigadora, por otro lado en fuerte expansión en el seno de la CEE, al objeto de alcanzar los siguientes objetivos:

- 1) Adquisición por la industria nacional de las tecnologías precisas para realizar el desmantelamiento de las instalaciones.
- 2) Obtención de criterios para la definición del nivel óptimo de desmantelamiento, teniendo en cuenta factores tanto de protección radiológica como económicos.
- 3) Establecimiento de criterios, en estrecha colaboración con la CEE, para la determinación del destino final de los diferentes materiales procedentes del desmantelamiento.

6.5. Desarrollo de las actividades**6.5.1. Residuos Radiactivos**

Dentro del bloque «Residuos Radiactivos», pueden considerarse cinco áreas de actividad: Estudio del Residuo, Selección y Caracterización de Emplazamientos, Diseño de Sistemas, Modelización y Evaluación del Comportamiento, y Biosfera y Protección Radiológica.

6.5.1.1. Estudio del Residuo**a) Baja Actividad**

Serán precisas tan sólo algunas optimizaciones sobre caracterización e identificación de residuos. Con la pronta puesta en marcha en El Cabril de un laboratorio de caracterización, se dará un impulso importante a estas actividades.

Se continuará con los estudios sobre comportamiento de los hormigones a largo plazo.

Los principales organismos involucrados son: CSIC, CIEMAT y la ETSII de Sevilla.

Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos****b) Alta Actividad**

El programa de actividades se centra en el término fuente, principalmente en el estudio de muestras irradiadas de UO_2 .

Al no disponer de celdas calientes en España, todo el programa sobre combustible en nuestro país se ha de limitar al estudio de muestras de UO_2 sin irradiar. El programa de muestras irradiadas hay que llevarlo a cabo íntegramente en el extranjero. En este sentido cabe señalar la conveniencia de dotarnos de este tipo de instalaciones, fundamental en la investigación en esta línea.

Los trabajos más importantes se harán en Alemania por KfK, en colaboración con CIEMAT (ITN) y, para muestras sin irradiar, en la UPC-ET-SII de Barcelona.

6.5.1.2. Selección y Caracterización de Emplazamientos

Comprende el I+D asociado al proceso de selección de un emplazamiento para el almacenamiento geológico de los residuos de alta actividad.

Las actividades relacionadas con este área deben hacerse, en el momento oportuno, tanto en laboratorios convencionales como en el medio natural objeto de estudio; por consiguiente, se necesitarán lugares en los que se puedan obtener los datos más importantes.

Primero se trabajará desde la superficie, mediante geofísica y sondeos principalmente, para ir poniendo a punto técnicas de medida e instrumentación adecuada a la sensibilidad buscada, toma de datos y su registro automático, modelización, etc., que permitan orientar el Plan de Selección de Emplazamientos y la ulterior caracterización de los emplazamientos candidatos.

Las técnicas a poner en práctica requerirán importantes esfuerzos e inversiones cuantiosas, y se relacionarán, entre otras, con las áreas de hidrogeología, geoquímica, migración y geofísica.

En una etapa posterior, será necesario realizar todos estos trabajos a la misma profundidad que la que correspondería al almacenamiento geológico, a fin de reproducir las condiciones reales de

un medio no alterado por labores anteriores, mediante lo que se ha dado en llamar laboratorio subterráneo. Esta es la metodología puesta ya en práctica en países que se encuentran más adelantados que España en el desarrollo del I+D asociado al proceso de selección de un emplazamiento.

Mientras no se disponga en España de un laboratorio subterráneo, la estrategia de ENRESA pasa por el trabajo de equipos propios en laboratorios subterráneos en otros países, dentro de los programas de la CEE y mediante acuerdos bilaterales con los países que los dirigen.

Las principales líneas a desarrollar son las siguientes:

- Migración en granitos.
- Parámetros hidrotermomecánicos en arcillas.
- Participación en trabajos en sal en ASSE (HAW, TSS, DAM).
- Desarrollo de unidades móviles para hidrogeología e hidrogeoquímica.
- Desarrollo de instrumentación y técnicas de medidas.
- Desarrollo y operación en un campo experimental en granito.
- Métodos geofísicos aplicados a la selección de emplazamientos.
- Estudio del cambio global (geosfera, clima). Geoprospectiva.

Principales organismos involucrados:

- En España: CIEMAT (DT), ITGE; CEDEX; ETSI de Minas de Madrid y Univ. de Barcelona.
- En el extranjero: CEA (Francia); ISMES (Italia); USGS (USA); AECL (Canadá).

6.5.1.3. Diseño de Sistemas

Las áreas más importantes a desarrollar son las siguientes:

- Estudio de materiales para cápsulas (acero, titanio, etc.).
- Bentonitas como material de relleno y sellado.
- Participación internacional. Proyecto Bacchus en Mol (arcillas).

Inversiones 1990-94

Principales organizaciones colaboradoras:

- En España: CIEMAT (DT); INASMET; UAM, CSIC.
- En el extranjero: CEE; CEA (Francia).

6.5.1.4. Modelización y Evaluación del Comportamiento

La estrategia a desarrollar se basa en la creación de grupos estables especializados de forma que, una vez alcanzada la fase de aplicación de modelos al almacenamiento geológico, se disponga de un completo conocimiento de los códigos más adecuados y de su adaptación a las condiciones del emplazamiento elegido. Es un tema en el que la participación en grupos de trabajo internacionales es de la mayor importancia.

La temática a abordar se basa en la modelización de: Sistemas y Componentes; Campo Próximo; Campo Lejano; Biosfera y Evaluación del Comportamiento.

Principales organismos que colaboran:

- En España: CIEMAT (ITN); CIEMAT (PRYMA); ETSI Minas de Madrid; ETSI Caminos de Barcelona; Univ. de Valencia; ETSI Industriales de Madrid.
- En el extranjero: ISPRA (CEE); Grupo PSAC (AEN/OCDE).

6.5.1.5. Biosfera y Protección Radiológica

Los temas más importantes a abordar por ENRESA son:

- Estudios ecológicos y de impacto ambiental.
- Caracterización de procesos atmosféricos.
- Comportamiento de los radionucleidos en la Biosfera.

Principales grupos de trabajo: CIEMAT (PRYMA); Universidades de Córdoba y Sevilla.

6.5.2. Desmantelamiento y Clausura

La actividad investigadora sobre el desmantelamiento ha sido escasa incluso a nivel internacio-

nal, dado que hasta la fecha no se han acometido proyectos en el mundo para instalaciones nucleares comerciales, y por tanto la principal labor llevada a cabo en nuestro país ha sido la de recopilar información existente en este campo y establecer las actividades sobre las que se deberá centrar la investigación en el futuro.

Se abordarán los siguientes temas:

- Capas de cobertura de diques estériles.
- Exención de residuos.
- Reciclado de materiales metálicos.
- Puesta a punto de técnicas de descontaminación y desmantelamiento.
- Desarrollo de robótica aplicada al desmantelamiento.
- Acondicionamiento y evacuación final del grafito procedente de C.N. Vandellós I.

Colaboran en estos trabajos: CIEMAT (ITN), INITEC, EE.AA. y ENSA.

Dentro de este apartado se incluyen todas las actividades de I+D a desarrollar en el Proyecto de Clausura de C.N. Vandellós I y que van asociadas al proceso industrial del desmantelamiento de dicha central.

6.6. Inversiones 1990-94

La inversión de ENRESA prevista para el período 1990-94, para las Areas del Plan, es la siguiente:

Areas de I+D	Mill. ptas.
Estudio del residuo	653
Selección y caracterización de emplazamientos	3.765
Diseño de sistemas	850
Modelización y evaluación del comportamiento	698
Biosfera y protección radiológica	542
Desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares	1.141
Total	7.649

APENDICE I

CONCEPTOS BASICOS DE LA GESTION DE LOS RESIDUOS RADIOACTIVOS

1.1. Problemática general de los residuos radiactivos

Se considera residuo radiactivo cualquier material que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones superiores a las establecidas por las autoridades competentes, para el cual no está previsto ningún uso.

Los residuos radiactivos se pueden clasificar de muy diversas maneras en función de sus características, como por ejemplo, estado fisico-químico (sólidos, líquidos, gases), tipo de radiación emitida (α , β , γ), periodo de semidesintegración (vida corta: < 30 años, vida larga), actividad específica (baja, media, alta), etc.

No existe una clasificación única que sea válida a todos los efectos, ni unos límites cuantitativos aceptados internacionalmente para todos los residuos. No obstante, con vistas a su almacenamiento, etapa principal de la gestión, el OIEA estableció 5 clases distintas de residuos en función de su actividad y de su vida, identificando su procedencia y características, así como el sistema de evacuación más adecuado (ver Cuadro 1.1).

En el caso español dicha clasificación quedaría reducida, a efectos prácticos, con la excepción

de algunos residuos especiales, a dos grandes grupos: uno referido a los residuos de baja y media actividad-vida corta (clases IV y V de la clasificación del OIEA) y otro relativo a los residuos de alta actividad-vida larga (clase I de la clasificación del OIEA).

Los residuos radiactivos se generan en la producción de energía eléctrica de origen nuclear y en la utilización de radioisótopos en múltiples actividades, tales como industria, medicina, agricultura, etc.

El objetivo final de la gestión de los residuos radiactivos consiste en su inmovilización y aislamiento del entorno humano, por un periodo de tiempo y en condiciones tales que cualquier liberación de los radionucleidos contenidos en los mismos no suponga un riesgo radiológico indebido para las personas ni para el medio ambiente. Por otra parte, esta gestión debe garantizar que las cargas de todo tipo para las generaciones futuras sean mínimas.

La consecución de este objetivo final se basa en la interposición de una serie de barreras naturales y artificiales entre los residuos y el hombre que impidan o retarden la llegada de los radionucleidos al medio ambiente, hasta que hayan perdido su actividad.

Anexo 2
Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

Cuadro 1.1
CLASIFICACION DEL OIEA DE LOS RESIDUOS CON VISTAS A SU ALMACENAMIENTO

Clase de residuo	Características	Tipo y procedencia	Sistema de evacuación
I. Actividad alta, periodo largo	<ul style="list-style-type: none"> — Actividad beta/gamma alta. — Actividad alfa significativa. — Radiotoxicidad elevada. — Gran producción de calor. 	<ul style="list-style-type: none"> — Residuos líquidos de alta actividad. — Solidificados procedentes de la reelaboración del combustible irradiado (1). — Combustible irradiado (2). 	<ul style="list-style-type: none"> — Formaciones geológicas profundas.
II. Actividad intermedia, periodo largo	<ul style="list-style-type: none"> — Actividad beta/gamma intermedia. — Actividad alfa significativa. — Radiotoxicidad intermedia. — Pequeña producción de calor. 	<ul style="list-style-type: none"> — Vainas del elemento combustible. — Piezas metálicas. — Residuos líquidos de actividad intermedia (1). — Residuos gaseosos (1). — Residuos de clausura. 	<ul style="list-style-type: none"> — Formaciones geológicas profundas.
III. Actividad baja, periodo largo	<ul style="list-style-type: none"> — Actividad beta/gamma baja. — Actividad alfa significativa. — Radiotoxicidad baja/intermedia. — Producción de calor insignificante. 	<ul style="list-style-type: none"> — Residuos líquidos de baja actividad y sus productos de solidificación (1). — Residuos alfa emisores (1). — Residuos gaseosos (tratamiento) (1). — Residuos sólidos baja actividad (1). — Residuos clausura. 	<ul style="list-style-type: none"> — Posible colocación en mina o cavidades. — Semejantes al grupo II. — Inyección en fracturas o en formaciones profundas.
IV. Actividad intermedia, periodo corto	<ul style="list-style-type: none"> — Actividad beta/gamma intermedia. — Actividad alfa insignificante. — Radiotoxicidad intermedia. — Pequeña producción de calor. 	<ul style="list-style-type: none"> — Residuos líquidos de actividad intermedia y sus productos de solidificación (1). — Residuos gaseosos o de su tratamiento (3). — Residuos contaminados con tritio. — Residuos de clausura (3). 	<ul style="list-style-type: none"> — Colocación en minas o cavidades. — Trincheras superficiales. — Inyección.
V. Actividad baja, periodo corto	<ul style="list-style-type: none"> — Actividad beta/gamma baja. — Actividad alfa insignificante. — Producción de calor insignificante. 	<ul style="list-style-type: none"> — Residuos líquidos de baja actividad y sus productos de solidificación. — Residuos sólidos de baja actividad (3). — Residuos alfa emisores (4). — Residuos clausura. 	<ul style="list-style-type: none"> — Semejante clase IV.

(1) Ciclo cerrado (reelaboración).
 (2) Ciclo abierto
 (3) Centrales nucleares
 (4) Fabricación de combustible

Seguridad nuclear y protección radiológica

Puesto que los sólidos tienen menor movilidad que los líquidos, la primera barrera o «barrera química» se constituye inmovilizando el residuo en una matriz sólida, estable y duradera; esta operación se denomina «acondicionamiento». Las matrices más ampliamente utilizadas en el mundo para los residuos de baja y media actividad son el cemento, el asfalto y los polímeros, mientras que para los residuos de alta actividad la opción del vidrio es la considerada más adecuada internacionalmente para la inmovilización de las soluciones procedentes del reproceso del combustible gastado, no siendo preciso ningún reacondicionamiento específico para el propio combustible gastado como residuo debido a las características ventajosas en cuanto a su comportamiento a largo plazo de las partículas cerámicas de combustible.

La segunda barrera o «barrera física» es el contenedor donde se confinan los residuos inmovilizados con el fin de evitar su contacto con los agentes exteriores y su posible dispersión. El diseño de los contenedores se hace de acuerdo con el tipo del residuo, utilizándose generalmente bidones metálicos normalizados para los de baja y media actividad y recipientes metálicos especiales contruidos con metales de gran resistencia a la corrosión, cerrándose el conjunto por soldadura, para los residuos de alta actividad.

La tercera barrera o «barrera de ingeniería» la constituye la instalación en donde se colocan los residuos. Su diseño incluye estructuras, blindajes y sistemas concebidos para el mejor logro del objetivo propuesto y es función de la categoría de los residuos a almacenar.

La cuarta barrera o «barrera geológica» la constituye el medio de la corteza terrestre en el que se sitúan los residuos. Su misión es detener o retardar el acceso de los radionucleidos al hombre en el caso de que superasen las tres barreras anteriores.

1.2. Seguridad nuclear y protección radiológica

Principios generales

El conjunto de los requisitos reglamentarios y normativos que, en esta materia, están en vigor

a nivel mundial, se construye sobre unos pocos principios que son comunes a todos ellos y que regulan, no sólo el campo de la gestión de los residuos radiactivos, sino también todas las actividades que comportan riesgos radiológicos para el hombre o su medio.

Tales principios se refieren, fundamentalmente, a la protección radiológica, aunque tienen también relación, obviamente, con consideraciones de tipo sociológico y económico.

La Comisión Internacional de Protección Radiológica (ICRP) establece de forma periódica recomendaciones o principios fundamentales, sobre la forma segura de trabajo cuando existe riesgo de exposición a radiaciones ionizantes.

Los principios básicos de protección formulados por la ICRP y aplicables a la gestión de los residuos radiactivos, son tres:

Justificación: Ninguna práctica que suponga un riesgo radiológico debe ser adoptada, salvo si proporciona un beneficio neto.

Optimización de la protección: En este principio se fundamenta la recomendación básica de que todas las exposiciones a las radiaciones ionizantes se mantengan tan bajas como sea razonablemente posible, teniendo en cuenta factores sociales y económicos (ver en el glosario de términos el principio ALARA).

Limitación de las dosis individuales: A nivel de la Comunidad Económica Europea, estos aspectos de protección radiológica están reglamentados por medio de las correspondientes Directivas que resultan de aplicación en los distintos países comunitarios y deben ser recogidas en sus correspondientes legislaciones.

Las Directivas Comunitarias en vigor recogen en sus textos las recomendaciones básicas de la ICRP en la forma enunciada y establecen los límites y condiciones precisos. De igual modo, la Legislación española está plenamente adaptada a las Directivas comunitarias y, por extensión, a las recomendaciones de la ICRP.

En España, como en la práctica totalidad de países, incluidos los de la CEE, los valores recomendados recientemente por la ICRP son los valores

Anexo 2

Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

límite en vigor de 50 mSv/año para las personas profesionalmente expuestas y de 5 mSv/año para el público en general.

En el caso de las instalaciones de almacenamiento definitivo de residuos radiactivos, su diseño y operación deben proporcionar certeza de que la dosis en el grupo crítico no excederá los límites establecidos de dosis teniendo en cuenta las posibles exposiciones de otras fuentes, excluyendo las médicas y naturales.

El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) se ha manifestado de manera oficial en el área de los criterios de aceptación a aplicar a las instalaciones de almacenamiento definitivo de residuos radiactivos a largo plazo. Para garantizar la seguridad se utilizará como tal criterio un nivel de riesgo individual inferior a 10^{-6} /año, es decir, una probabilidad anual de 1 en 1.000.000 de que ocurra un daño grave sobre la salud en un individuo potencialmente expuesto, o el riesgo asociado a una dosis equivalente a individuos del grupo crítico inferior a 0,1 mSv/año. Dichos valores son 10 veces menores que los recomendados por la ICRP para las exposiciones a largo plazo del público en general.

Seguridad de los sistemas de almacenamiento.

Como se indicó anteriormente, un sistema de almacenamiento interpone entre los residuos y el hombre una serie de barreras múltiples cuyo objetivo es el de obtener el aislamiento deseado de aquellos por los espacios de tiempo precisos.

El conocimiento del comportamiento y la evolución de cada una de estas barreras en el corto, medio y largo plazo es básico para poder evaluar con rigor su capacidad de aislamiento espacial y temporal de los isótopos radiactivos contenidos en los residuos. Como es obvio, este comportamiento depende de las características propias de cada una de las barreras y también de las interacciones mutuas entre ellas por efectos térmicos, hidráulicos, geológicos, químicos, etc.

Así pues, el diseño de un almacenamiento de residuos radiactivos deberá incluir una evaluación del comportamiento del sistema integrado, teniendo en cuenta la evolución esperable del mismo a lo largo del tiempo y un cálculo de su im-

pacto radiológico en el hombre y el medio ambiente. Para ello es necesario realizar la identificación y el análisis de los escenarios y situaciones concebibles, al que seguirá otro relativo a las consecuencias derivadas en cada uno de ellos para poder evaluar los efectos radiológicos originados y su comparación con los criterios establecidos por las autoridades correspondientes, configurándose así el estudio de seguridad del sistema de almacenamiento propuesto.

Mientras que lo que antecede es globalmente aplicable a todo almacenamiento definitivo de cualquier tipo de residuos, la gestión de los residuos de baja y media actividad mediante su almacenamiento en estructuras de ingeniería superficiales o a muy poca profundidad, acepta simplificaciones importantes, lo que es por otra parte lógico dadas las características radiológicas de este tipo de residuos.

Licenciamiento de instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos

Licenciar una instalación de almacenamiento supone demostrar suficientemente de un modo documental que se cumplen los objetivos indicados de ausencia de riesgos indebidos y esto tanto en los aspectos operacionales de corto plazo o activos, como en los de seguridad a largo plazo por medio del confinamiento pasivo.

Para el logro de tal fin, debe efectuarse una evaluación de la seguridad del sistema de almacenamiento integrado, cuyos resultados deben demostrar que se cumplen los criterios básicos de protección radiológica, tanto para el personal propio como para el público en general y eso tanto en operación normal como en aquellas situaciones accidentales hipotéticas, razonablemente imaginables en el corto y largo plazo.

Todo ello requiere el cumplimiento de un proceso legal-administrativo. El marco jurídico que regula en España las instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos, como instalaciones radiactivas o nucleares, está constituido por la Ley 25/1964 de Energía Nuclear, el Reglamento de Instalaciones Nucleares y Radiactivas de 21 de julio de 1972, la Ley 15/1980 de creación del CSN y el Real Decreto 1131/1988 de 30 de septiembre por el que se aprueba el Reglamento

Seguridad nuclear y protección radiológica

para la ejecución del Real Decreto Legislativo 1303/1986 de 28 de junio de Evaluación de Impacto Ambiental.

Además, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 37 del Tratado Constitutivo del EURATOM, España deberá suministrar a la CEE los da-

tos generales sobre todo proyecto de evacuación de los residuos radiactivos —cualquiera que sea su forma— que permitan determinar si la ejecución de dicho proyecto puede dar lugar a una contaminación radiactiva de las aguas, del suelo o del espacio aéreo de otro Estado miembro.

APENDICE II

MINISTERIO DE INDUSTRIA Y ENERGIA

ORDEN de 1 de diciembre de 1989 que complementa la de 30 de diciembre de 1988 de desarrollo del Real Decreto 1522/1984 de 14 de julio, por el que se autoriza la constitución de la «Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, Sociedad Anónima» (ENRESA).

La Orden del Ministerio de Industria y Energía de 30 de diciembre de 1988 de desarrollo del Real Decreto 1522/1984 de 14 de julio, por el que se autoriza la constitución de ENRESA, autoriza a esta Empresa a la asignación de fondos a los municipios afectados por instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos.

Las centrales nucleares almacenan, transitoriamente en sus propias instalaciones, el combustible que generan.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto y con el espíritu de la Orden de este Ministerio de 30 de diciembre de 1988, se ha considerado conveniente extender su ámbito de aplicación a las centrales nucleares que almacenan el combustible irradiado que generan en sus propias instalaciones.

En su virtud, este Ministerio ha tenido a bien disponer lo siguiente:

Artículo 1.º Se autoriza a ENRESA a la asignación de fondos con destino a los Ayuntamientos en cuyo término municipal se ubiquen centrales nucleares que almacenen el combustible irradiado generado por ellas mismas, en sus propias

instalaciones, y aquellos otros que queden definidos como afectados en la presente Orden.

A efectos del artículo segundo de la Orden de 30 de diciembre de 1988, estas instalaciones serán consideradas como una nueva categoría de instalaciones de almacenamiento de residuos radiactivos.

Artículo 2.º Los municipios con derecho a la asignación establecida en el artículo primero serán los mismos que establece el artículo 3.º de la Orden del MIE de 30 de diciembre de 1988, para las instalaciones de categoría I.

Artículo 3.º Criterios de reparto entre los municipios con derecho a asignación. El fondo correspondiente a cada instalación se distribuirá del siguiente modo:

1. En su totalidad proporcionalmente a los parámetros establecidos en el apartado 2, del artículo 4º, de la Orden de 30 de diciembre de 1988.
2. Ningún municipio recibirá más del 20 % del total de la asignación.

Artículo 4.º Importe anual de los fondos a distribuir por instalación:

Término fijo Tf = 250 millones de pesetas

*Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos*

Término variable $T_v = 3$ millones de pesetas por tonelada métrica de metal pesado que se introduzca anualmente en el almacenamiento de combustible gastado.

Artículo 5.º Será de aplicación la Orden del MIE de 30 de diciembre de 1988, en todo lo que no se oponga a la presente Orden.

DISPOSICIONES FINALES

Primera.—La Dirección General de la Energía dictará las normas complementarias de ejecución de

desarrollo de lo dispuesto en la presente Orden.

Segunda.—La presente Orden surtirá efectos a partir del 1 de enero de 1990.

Lo que comunico a V.I. para su conocimiento y efectos.

Madrid, 1 de diciembre de 1989.

ARANZADI MARTINEZ

Ilmo. Sr. Director General de la Energía.

APENDICE III

GLOSARIO DE TERMINOS

Se presenta a continuación un glosario de los términos más frecuentemente utilizados en el presente documento que tienen una aceptación especializada en la esfera de la gestión de los residuos radiactivos.

Dado que el objetivo fundamental de este glosario es contribuir a mejorar la comprensión del texto, se ha considerado necesario conceder especial importancia a los criterios de claridad y utilidad general más que intentar presentar definiciones excesivamente técnicas y que pudieran escapar al ámbito único y exclusivo del documento específico a que se refieren.

Se incluye a continuación, una lista de las abreviaturas más comúnmente utilizadas y su significado, por orden alfabético.

Acondicionamiento e inmovilización: Tratamiento especial para preparar un residuo radiactivo, introducirlo en contenedores y estabilizarlo para su almacenamiento y/o evacuación.

AECL: «Atomic Energy of Canada Limited». Organización canadiense para la energía atómica.

AEN: Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE.

AFA: Estudio de Areas Favorables de Alta. Proyecto del Plan de Selección de Emplazamientos para el almacenamiento definitivo de alta actividad, correspondiente a la segunda fase de dicho proceso.

AGP: Almacenamiento Geológico Profundo para los residuos de alta actividad y vida larga.

AGR: «Advanced gas-cooled reactor». Reactores avanzados refrigerados por gas.

ALARA: «As Low As Reasonable Achievable». Principio básico de protección radiológica en el que se fundamenta la recomendación de que todas las exposiciones se mantengan tan bajas como sea razonablemente posible, teniendo en cuenta factores sociales y económicos.

Almacenamiento: Última fase de la gestión consistente, en general, en la colocación de los residuos radiactivos en una instalación que proporciona adecuada protección ambiental, térmica, química y física, con inclusión de disposiciones para la vigilancia. En función del período puede ser a corto o a largo plazo.

Almacenamiento geológico: Almacenamiento de combustible gastado y otros residuos radiactivos en una formación geológica que se considera posea la estabilidad y las propiedades requeridas para satisfacer los criterios de almacenamiento.

Almacenamiento intermedio del combustible gastado: Almacenamiento en el que se establece el aislamiento, la vigilancia radiológica, la protección ambiental y el control humano, previéndose medidas ulteriores de tratamiento, transporte y evacuación (o en su caso reproceso). Puede ser

Anexo 2**Tercer Plan General de Residuos Radiactivos**

en seco (contenedores con gas, etc.), en húmedo (bajo agua en piscinas), en el reactor (dentro del perímetro del emplazamiento de una central nuclear) y fuera del reactor (centralizado).

Almacenamiento subterráneo: Almacenamiento en una instalación tecnológica bajo la superficie de la tierra.

Almacenamiento superficial: Almacenamiento en una instalación tecnológica en la superficie de la tierra.

ANDRA: Agencia Nacional para los Residuos Radiactivos, encargada de su gestión en Francia.

ATC: Almacenamiento Temporal Centralizado del combustible gastado.

Barreras: Característica natural o artificial que se interpone entre los residuos y el hombre para impedir o retardar la llegada de los radionucleidos al medio ambiente, hasta que hayan perdido su actividad. Comúnmente se habla de barrera químico-física (inmovilizado del residuo y confinamiento en contenedores), barrera de ingeniería (instalación donde se colocan los residuos) y barrera geológica (el medio de la corteza terrestre en el que se sitúan los residuos).

Bastidor de almacenamiento de combustible: Estructura de almacenamiento que mantiene los conjuntos combustibles irradiados en una determinada configuración para facilitar la eliminación del calor y la manipulación del combustible y evitar la criticidad y los daños ocasionados por los sismos.

BIOMOVIS: «Biospheric Model Validation Study». Proyecto de Investigación de Validación de Modelos Biosféricos.

Bulto de residuos: La forma de residuo y cualquier contenedor o contenedores preparados para su manipulación, transporte, almacenamiento y evacuación. Conjunto de residuo acondicionado más su embalaje correspondiente.

BWR: «Boiling water reactor». Reactores de agua ligera en ebullición.

CABRIL: Nombre con el que se conoce a la instalación de Sierra Albarrana (Córdoba), autorizada para el almacenamiento de residuos sólidos de baja y media actividad debidamente acondicionados, así como al Proyecto de aumento de ca-

pacidad de almacenamiento en dicho emplazamiento.

Caliente: En el mundo nuclear se usa este término, normalmente, para identificar o definir zonas y recintos en los que se trabaja con materiales altamente radiactivos. En general se asocia con niveles altos de radiación.

CCE: Comisión de las Comunidades Europeas.

CEA: Comisariado de la Energía Atómica (Francia).

CEDEX: Centro de Estudios y Experimentación del Ministerio de Obras Públicas y Transportes.

CEE: Comunidad Económica Europea.

Celda caliente: Instalación para manipular, procesar y/o investigar materiales irradiados que proporciona contención, blindaje radiológico y manipulación a distancia, y tiene ventanas de observación.

CG: Combustible Gastado.

Ciclo del combustible nuclear: Procesos relacionados con la producción de energía nuclear que comprenden en su primera parte la obtención y utilización de los materiales nucleares utilizados en la explotación de reactores nucleares y, en su segunda parte, el almacenamiento, reproceso y evacuación de los mismos.

CIEMAT: Centro de Investigación Energética, Medioambiental y Tecnológica, antiguamente denominado JEN (Junta de Energía Nuclear).

CN: Central Nuclear.

Contenedor: Recipiente diseñado para contener combustible irradiado o material radiactivo con el fin de facilitar su desplazamiento y/o almacenamiento.

CSIC: Consejo Superior de Investigaciones Científicas.

CSN: Consejo de Seguridad Nuclear. Creado por Ley 22 de abril 1980, como Ente de Derecho Público, independiente de la Administración Central del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio e independiente de los del Estado y como único competente en España en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

Cuota: Porcentaje que se fija sobre la recaudación por venta de energía eléctrica de todo el sec-

Anexo 2

Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

tor eléctrico, destinado a la financiación de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

DGE: Dirección General de la Energía del Ministerio de Industria y Energía (actualmente Ministerio de Industria, Comercio y Turismo).

DoE: Departamento de Energía (UK).

DOE: Departamento de Energía (USA).

DT: Dirección de Tecnología del CIEMAT.

ECU: «European Currency Unit». Unidad de cuenta europea.

EE.AA.: Empresarios Agrupados. Compañía de Ingeniería Española.

EE.UU.: Estados Unidos de Norte América.

ENRESA: Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., constituida según Real Decreto 1522/1984 de 4 de julio, con el objetivo de llevar a cabo la gestión de los residuos radiactivos en España y participada en un 80 % por el CIEMAT y en un 20 % por el INI.

ENSA: Equipos Nucleares, S.A.

ENUSA: Empresa Nacional del Uranio, S.A., responsable de garantizar el abastecimiento de combustible a las centrales nucleares en España, y único explotador de minas de uranio españolas, así como de la Fábrica de Combustible de Juzbado (Salamanca).

ERA: Estudios Regionales de Alta. Proyecto del Plan de Selección de Emplazamientos para el almacenamiento definitivo de los residuos de alta actividad correspondiente a la fase de estudios regionales.

Estériles: Rechazos de la minería y fabricación de concentrados de uranio que requieren una gestión especial ya que si bien su radiactividad específica es muy baja y de origen natural, se trata de grandes volúmenes.

Etapa 1: Define el periodo inmediatamente posterior a la parada final de una central nuclear y cubre el proceso de dejar la planta en condiciones seguras, retirar el combustible gastado, los residuos de operación y aquellos edificios auxiliares que no se necesiten en adelante.

Etapa 2: Tiene el objeto de dismantelar los edificios y plantas exteriores al blindaje biológico de una central nuclear. Los residuos radiactivos resultantes se almacenan fuera del emplazamiento

y el reactor se sella hasta que comience la etapa 3.

Etapa 3: Comprende la retirada del reactor de una central nuclear con su blindaje biológico y la rehabilitación final del emplazamiento, dejándolo en condiciones seguras para un futuro uso.

ETSII: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales.

ETSIM: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.

Evacuación: Colocación de los residuos radiactivos en instalaciones que proporcionan protección ambiental adecuada, sin intención de recuperarlos.

Gestión de Residuos Radiactivos: Conjunto de actividades técnicas y administrativas necesarias para la manipulación, tratamiento, acondicionamiento, transporte, almacenamiento y evacuación de residuos radiactivos, cuyo objetivo final es proteger a las personas y al medio ambiente de las radiaciones que emiten los radionucleidos contenidos en los residuos, minimizando las cargas de esa protección a las generaciones futuras.

FUA: Fábrica de Uranio de Andújar. Antigua instalación, en explotación comercial entre los años 1959-1981, diseñada para beneficiar mineral de baja ley y obtener un concentrado de uranio de elevada riqueza. Actualmente en fase de clausura.

HAW: Proyecto de Investigación del tipo de laboratorio subterráneo en sal en la mina alemana de Asse.

ICRP: Comisión Internacional de Protección Radiológica. Cuerpo de expertos independientes no gubernamental que establece periódicamente recomendaciones, o principios fundamentales, sobre la forma segura de trabajo con radiaciones.

I+D: Investigación y Desarrollo.

INASMET: Sociedad Metalúrgica del País Vasco.

INI: Instituto Nacional de Industria.

INITEC: Compañía de ingeniería del Grupo INI.

INTRAVAL: Proyecto de investigación sueco de validación de modelos de transporte en la geosfera.

ISMES: Instituto italiano de experimentación para la modelización.

Anexo 2

Tercer Plan General de Residuos Radiactivos

ISPRA: Localidad italiana en la que se encuentra ubicado un centro comunitario de investigación (JRC).

ITGE: Instituto Tecnológico Geominero de España, antes denominado IGME (Instituto Geológico y Minero de España).

ITN: Instituto de Tecnología Nuclear, del CIEMAT.

KfK: Organismo de investigación alemán situado en Karlsruhe.

LOFT: «Lost of Fluid Tests». Proyecto de investigación promovido por la AEN/OCDE que incluye la realización de análisis de experimentos de simulación de accidentes en reactores.

LWR: «Light Water Reactor». Reactores de agua ligera.

MPT: Millones de pesetas.

NEA: Agencia de la Energía Nuclear de la OCDE.

OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económico.

OFICO: Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica encargada de la recaudación del porcentaje de la facturación por venta de energía eléctrica destinado a la financiación de la 2ª parte del ciclo del combustible nuclear y su posterior transferencia a ENRESA.

OIEA: Organismo Internacional de la Energía Atómica. Es una agencia intergubernamental de las Naciones Unidas.

ONU: Organización de Naciones Unidas.

PGRR: Plan General de Residuos Radiactivos.

PHEBUS: Proyecto de investigación promovido por Francia para estudiar el comportamiento del combustible nuclear ante condiciones de accidente en reactores PWR.

PP: Pequeños productores de residuos radiactivos. Aplicaciones de los radioisótopos a la medicina, agricultura, industria, etc.

ppm: Partes por millón.

PRYMA: Instituto de Protección Radiológica y Medioambiente del CIEMAT.

PSAC: «Probabilistic Safety Analysis Codes Users

Group». Grupo de la AEN/OCDE de usuarios de códigos de análisis probabilísticos de seguridad.

PWR: «Pressurized Water Reactor». Reactores de agua ligera a presión.

Residuo Radiactivo: Cualquier material que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones superiores a las establecidas por las autoridades competentes, para el cual no está previsto ningún uso. Se generan en la producción de energía eléctrica de origen nuclear y en la utilización de radioisótopos en múltiples actividades (industria, medicina, agricultura, investigación, etc.).

Residuos de baja y media actividad (RBMA): Los que tienen una actividad específica baja, radionucleidos emisores beta-gamma con periodos de semidesintegración inferiores a 30 años y contenido limitado en emisores alfa de vida larga (periodos de semidesintegración de varios miles de años).

Residuos de alta actividad (RAA): Los que tienen una elevada actividad específica en emisores de vida corta, contienen radionucleidos emisores alfa de vida larga en concentraciones apreciables y son grandes productores de calor.

Repositorio: Instalación o emplazamiento destinado al almacenamiento o evacuación de residuos radiactivos.

Reracking: Operación consistente en incrementar la capacidad de las piscinas de los reactores disminuyendo la distancia entre elementos combustibles mediante la instalación de nuevos bastidores construidos con materiales cuya capacidad de absorción neutrónica es superior a los existentes (densificación).

tU: Toneladas de Uranio.

UAM: Universidad Autónoma de Madrid.

UK: Reino Unido.

UNESA: Unidad Eléctrica, S.A.

UPC: Universidad Politécnica de Cataluña.

ZOA: Estudio de Zonas Favorables de Alta. Proyecto del Plan de Selección de Emplazamientos para el almacenamiento definitivo de residuos de alta actividad, correspondiente a la tercera fase de dicho proceso a desarrollar durante los años 1995-99.