

LA ENERGÍA EN ESPAÑA 2010



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2010



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

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



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, TURISMO
Y COMERCIO**

SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

SUBDIRECCIÓN GENERAL
DE DESARROLLO NORMATIVO,
INFORMES Y PUBLICACIONES
CENTRO DE PUBLICACIONES

Panamá, 1. 28071 Madrid
Tels.: 91 349 51 29 / 49 68 / 40 00
Fax: 91 349 44 85
www.mityc.es

D.L.: M-30698-2011
NIPO: 701-11-044-2
I.S.B.N.: 978-84-15280-08-8
Diseño de cubierta: A.L.G.

Papel:

Exterior: Estucado mate ecológico
(70.100/350)

Interior: Estucado mate ecológico
(65.90/115)

(Certificados EFC y FSC)

Impresión: SAFEKAT, S. L.
ECPMITYC: 2.ª Ed./170/1111
EUAEVF: 14,00 € + IVA

INTRODUCCIÓN	5
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS	9
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES.....	11
1.1. Tendencias de los mercados energéticos.....	13
1.2. Demanda, producción y comercio energético	18
1.3. Precios energéticos.....	27
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA	31
2.1. Demanda de energía final	33
2.2. Demanda de energía primaria.....	37
2.3. Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento.....	40
3. SECTOR ELÉCTRICO	43
3.1. Demanda eléctrica.....	45
3.2. Oferta eléctrica	47
3.2.1. Explotación del sistema eléctrico nacional	47
3.2.2. Explotación del sistema peninsular	50
3.2.3. Explotación del sistema extrapeninsular	56
3.3. Evolución de las tarifas eléctricas y comparación con otros países.....	58
3.3.1. Regulación de las tarifas.....	58
3.3.2. Evolución de las Tarifas Eléctricas	60
3.4. Regulación legal del sector.....	70
3.5. Evolución del mercado de producción de la electricidad	77
3.6. Evolución económica y financiera del sector eléctrico	80
4. SECTOR NUCLEAR.....	87
4.1. Generación eléctrica de origen nuclear	89
4.2. Primera parte del ciclo de combustible nuclear.....	89
4.3. Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	90
4.4. Industria de fabricación de equipos	94
4.5. Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras.....	95
4.6. I+D	97
4.7. Normativa aprobada y en elaboración.....	97
4.8. Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas.....	105
4.9. Actividades de organismos internacionales	106
5. SECTOR CARBÓN	117
5.1. Situación actual	119
5.1.1. Panorámica general del sector	119
5.1.2. Demanda interior.....	119
5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo.....	120
5.1.4. Comercio exterior	122

5.2. Estructura del sector.....	123
5.3. La política carbonera en el año 2010.....	124
6. SECTOR GAS.....	129
6.1. Demanda.....	131
6.2. Oferta.....	132
6.3. Régimen económico de gases y productos asimilados.....	142
6.4. Normativa.....	164
7. SECTOR PETRÓLEO.....	167
7.1. Demanda.....	169
7.2. Oferta.....	170
7.3. Precios de productos petrolíferos.....	177
7.4. Regulación legal del sector.....	181
8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES.....	183
8.1. Eficiencia energética.....	185
8.2. Cogeneración.....	209
8.3. Energías renovables.....	218
8.4. Desarrollo normativo.....	228
9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE.....	241
9.1. Ámbito internacional.....	243
9.2. Unión Europea.....	244
9.3. Ámbito nacional.....	251
10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO.....	259
10.1. Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+i) 2008-2011.....	261
10.2. Resultados de la acción estratégica de energía y cambio climático.....	274
10.3. Centro de investigaciones energéticas medioambientales y tecnológicas (CIEMAT).....	276
11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA.....	309
11.1. Redes eléctricas. Realizaciones en 2010.....	311
11.2. Redes gasistas. Realizaciones en 2010.....	322
11.3. Almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.....	326
11.4. Planificación de las infraestructuras del transporte de energía.....	327
ANEXO ESTADÍSTICO.....	329

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2010, con un análisis detallado de los balances energéticos y precios, así como de las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector.

El consumo de energía primaria en 2010 se incrementó un 1,2% respecto al del año anterior, recuperándose el crecimiento tras el descenso en éste por la crisis económica internacional. Esta evolución ha venido acompañada del aumento de los precios de las energías primarias en los mercados internacionales, tras la fuerte caída en el segundo semestre de 2008 y 2009, aunque los precios en 2010 han sido muy inferiores a los alcanzados en el primer semestre de 2008.

La demanda de energía final se incrementó un 2,3% en 2010, derivada de la recuperación del consumo en algunos de los sectores industriales más intensivos en consumo energético, el comercio y los servicios, tras la fuerte caída del año 2009, sumando a esto que las condiciones climáticas han sido ligeramente más severas que las del año anterior.

El aumento del consumo de energía primaria en 2010 ha sido inferior al de la energía final, debido al cambio de estructura de la generación eléctrica que se viene registrando en los últimos años. En concreto, en 2010, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, ha permitido un menor recurso a la generación termoeléctrica con carbón, gas y productos petrolíferos, que tienen menor rendimiento por el tipo de tecnología empleada, además de mayor impacto sobre el medio ambiente.

La demanda energética ha registrado una tasa de aumento superior a la del PIB, por lo que, en 2010, ha crecido la intensidad energética de nuestra economía, incrementándose un 2,4% la intensidad energética final y un 1,3% la primaria. No obstante, la tendencia de mejora de estos indicadores se mantiene desde el año 2004, con una mejora del 11,3% en intensidad energética final y del 14% en primaria desde dicho año. Esta mejora está siendo superior a la media de los países de la UE, por lo que nuestros indicadores tienden a la convergencia con los de ésta y es consecuencia de las políticas de apoyo a la eficiencia energética, la mejora de los procesos de transformación de energía primaria en electricidad, además de cambios estructurales en la economía, con mayor crecimiento de los sectores productivos menos intensivos en uso de energía.

Se ha iniciado en el año el proceso de elaboración de la nueva Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2012-2020, que contendrá las infraestructuras previstas en ese período temporal, ajustadas a la evolución actual de la demanda energética.

En el sector eléctrico, en 2009 se establecieron los mecanismos para la eliminación del déficit de tarifa, estableciendo un calendario que permitirá alcanzar la suficiencia tarifaria en los costes regulados a partir del año 2013. Además, respecto a los costes liberalizados, se han diseñado los mecanismos que garantizan una formación eficiente de los precios, a través de la celebración de subastas periódicas. Durante 2010, se ha continuado adoptando medidas para la corrección del déficit tarifario y se ha desarrollado la regulación del proceso de titulación del mismo.

Tanto en el sector eléctrico como en los de hidrocarburos, se han adoptado determinadas disposiciones de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.

También, en el sector eléctrico y el gasista, en 2010, la actividad de suministro a tarifa ha sido ejercida por comercializadores en libre competencia, regulándose las tarifas de último recurso, cuyos precios máximos y mínimos son establecidos por la Administración para determinados consumidores que cumplan una serie de requisitos. Complementariamente, se aplica el denominado bono social, que es una medida de carácter social, creada por el Gobierno para favorecer a los colectivos más vulnerables y se concreta en la congelación de la tarifa vigente en el momento de la puesta en marcha de la tarifa de último recurso, hasta 2012. Se calcula que beneficiará a un máximo de hasta 5 millones de consumidores.

En materia de eficiencia energética, en 2010 continuó la aplicación del Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011, que supone una ambiciosa iniciativa del Gobierno para desarrollar medidas que intensifiquen el ahorro y eficiencia energética, que se enmarcan dentro de tres ejes estratégicos: movilidad sostenible, edificación sostenible y sostenibilidad energética.

A lo largo del año 2010 se han venido desarrollando las medidas contempladas en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. En 2010, las energías renovables, incluyendo la hidroeléctrica, han cubierto el 11,1% del consumo de energía pri-

maria. Si se calcula su aportación con la metodología específica establecida por la Comisión Europea para el cálculo de los objetivos energéticos en esta área, teniendo en cuenta una evolución homogénea de hidráulidad y eolicidad, las energías renovables aportaron el 13,2% del consumo de energía final bruta y las fuentes energéticas de mayor crecimiento fueron la generación eléctrica eólica y solar, y, especialmente, la hidroeléctrica.

En 2010 han continuado los trabajos para la elaboración del nuevo Plan de Energías Renovables, que se aprobará en 2011 y tendrá un ámbito temporal hasta 2020, con el objetivo de cumplir los compromisos asumidos por España dentro del plan de energías renovables de la UE, alcanzando las energías renovables en dicho año, al menos, el 20% de la energía final bruta antes indicada. Dentro de este plan, se prevé también el progresivo desarrollo de las interconexiones eléctricas con el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad en las interconexiones que permita la integración de las energías renovables en el sistema de una manera sostenible técnica y económicamente.

También ha habido en 2010 una importante actividad internacional en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente, continuando el proceso iniciado el año anterior por el Consejo de la Unión Europea, que aprobó el paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, que tiene como objetivo reducir las emisiones del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un

acuerdo internacional en que otros países que originan un alto porcentaje de las emisiones de gases de efecto invernadero, asumen compromisos equivalentes.

La UE también se propone para el año 2020 obtener un 20% de su energía de fuentes renovables y, mediante la mejora de la eficiencia energética, reducir su consumo de energía hasta un 20% en relación con los niveles que se alcanzarían de seguir la senda tendencial. La implementación de estos objetivos dará origen a importantes medidas legislativas en todos los países miembros. Con el objetivo de alcanzar la convergencia con los países de la UE-27, España se ha fijado un objetivo de continuar reduciendo la intensidad energética el 2% cada año hasta 2020.

Finalmente, ha continuado el desarrollo de las actividades de I+D+i en el sector energético, según los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica, 2008-2011. La Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático 2008-2011 es un instrumento mediante el cual el Gobierno articuló un conjunto de cuatro Subprogramas Nacionales, uno de los cuales es el Subprograma de Energía, con objeto de favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

También en esta área, tiene gran relevancia el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) impulsado por la Comisión Europea, con el objetivo de acelerar el desarrollo e implantación de tecnologías bajas en carbono que sean competitivas en costes. En 2010, se ha progresado en la definición de la Alianza Europea de Investigación Energética-European Energy Research Alliance (EERA), que se configura como uno de los nuevos instrumentos del SET-Plan para incrementar la capacidad de Europa en la Investigación de Tecnologías Energéticas con bajas emisiones de carbono. Se ha realizado un importante esfuerzo en la organización de la estructura de la Alianza y se han iniciado los primeros programas conjuntos (Joint Programmes). Durante la conferencia plenaria del SET Plan en Madrid fueron lanzadas las primeras iniciativas industriales europeas (EII) en los campos de Energía Eólica, Energía Solar, Captura y Almacenamiento de Carbono y Redes Inteligentes.

En resumen, durante 2010 ha continuado el impulso del Gobierno a los mercados energéticos, mediante un conjunto de medidas integradas, de liberalización de los sectores de gas y electricidad, de ahorro y eficiencia en la demanda, de incremento de la participación de las energías renovables en la oferta y de cumplimiento de los objetivos relacionados con el cambio climático. El conjunto de ellas, se orienta al logro de un modelo energético sostenible en el largo plazo, con nuevas energías y nuevos desarrollos tecnológicos que contribuyen a la recuperación de la economía, considerando sus efectos medioambientales, y con medidas de gestión de la demanda como complemento a las políticas de oferta, para garantizar la seguridad energética futura.



Competencias

Las competencias sobre energía de la Administración General del Estado se incluyen en las del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio por Real Decreto 542/2009 de 7 de abril de 2009, modificado por R. D. 929/2010 de 23 de julio, y cuya estructura orgánica básica se estableció por R. D. 1226/2010 de 1 de octubre, modificado por R. D. 1152/2011 de 29 de julio.

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

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

De la Secretaría de Estado de Energía depende la *Subdirección General de Relaciones Energéticas Internacionales*.

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

- *Subdirección General de Energía Eléctrica.*
- *Subdirección General de Energía Nuclear.*
- *Subdirección General de Hidrocarburos.*
- *Subdirección General de Minas.*
- *Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento.*

Organismos adscritos al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio:

A través de la la Secretaría de Estado de Energía,

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

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



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

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

– **El Ministerio de Ciencia e Innovación:** A él está adscrito:

– **Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIE-MAT):** Sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéti-

cas, junto con la participación en programas internacionales de este ámbito.

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

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

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES



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

1.1. TENDENCIAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

En el año 2010 se ha producido una reactivación de la actividad económica, tanto en el conjunto de los países desarrollados, como en los países emergentes, tras la crisis de los años 2008 y 2009, lo que ha determinado la evolución y las perspectivas de los mercados de energía. Por otra parte, en el año 2010 se han alcanzado compromisos nacionales e internacionales que contribuirán a reducir las emisiones de CO₂ a medio plazo, mediante la implantación de tecnologías bajas en carbono. Los temas relativos al medio ambiente se recogen en el capítulo 9.

De acuerdo con la última publicación del World Energy Outlook (WEO-2010) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en 2010, la recuperación de la economía de los países emergentes, en particular de China, ha sido más rápida que la de los países desarrollados, lo que ha potenciado el diferencial de crecimiento de las demandas energéticas.

Evolución del mercado energético en China

Desde 2009, China sobrepasa a los Estados Unidos como el primer consumidor de energía del mundo

y, debido a su estructura de consumos de fuentes primarias, también es el mayor emisor de CO₂ desde 2008. También es líder mundial en energías renovables. Respecto a la eólica, China instaló 16 GW eólicos durante 2010, con lo que alcanza una potencia de 41,8 GW, con un aumento del 62% respecto a la de 2009, y convierte al país asiático en la primera potencia eólica del mundo.

La conversión de China en una potencia en energías renovables se basa en un fuerte incentivo público. El Gobierno prevé invertir en torno a los 735.000 millones de dólares en un plan a diez años para alcanzar un objetivo en 2020 del 15% de energías renovables sobre el total de la demanda energética. Los fondos públicos fomentarán, principalmente, la producción eólica, solar y biomasa. Dado el tamaño de las inversiones en energías verdes, es posible que este apoyo público facilite la reducción de los costes de las tecnologías renovables.

Por otra parte, por el lado de la demanda, el Gobierno promueve una serie de iniciativas, –como la implantación del vehículo eléctrico– que también podrían contribuir a la transición a una economía baja en carbono a nivel global.

En definitiva, teniendo en cuenta que en tan sólo diez años China ha doblado su demanda de energía y se ha convertido en el primer consumidor mundial, la evolución de las políticas públicas chinas tendrá un enorme impacto directo en los mercados mundiales de energía.

Nueva oferta de hidrocarburos en el mundo

Algunos países de Asia Central y del sur del Cáucaso, que actualmente aportan el 1,4% de la oferta

global de energía primaria, podrían ocupar, a medio plazo, un puesto preeminente en los mercados mundiales de hidrocarburos.

Desde finales de los 90, la nueva oferta de materias primas se deriva principalmente, de la producción de petróleo en Kazajstán, donde la oferta aumentó desde los 0,45 millones de barriles al día en 1996, hasta casi el millón en 2002, y posteriormente hasta los 1,6 millones de barriles diarios en 2009, siendo el principal receptor de inversión extranjera en este sector. Azerbaiyán ocupa en segundo puesto como receptor de inversión extranjera. En otros países de la zona, siguen existiendo obstáculos a estas inversiones, unido a la falta de infraestructuras destinadas a las exportaciones energéticas.

A pesar de los impedimentos, la AIE pronostica un aumento sostenido de la producción de hidrocarburos en esta región. Para el petróleo, prevé un aumento de la oferta desde los 2,9 Mb/d en 2009 hasta un pico en 5,4 Mb/d en el periodo 2025-2030. La mayor parte de este incremento se destinará a las exportaciones.

Para el gas, las estimaciones consideran un aumento de la producción desde los 159 bcm en 2009 hasta los 260 bcm en 2020. Turkmenistán, y, en menor medida, Azerbaiyán y Kazajstán, liderarán la expansión. También, la mayor parte de la oferta de gas irá destinada a la exportación.

A pesar del aumento de la producción, estos países podrían incrementar todavía más sus exportaciones de hidrocarburos si mejorasen sus débiles ratios de eficiencia energética. Todavía se producen numerosas ineficiencias en el uso de la energía debidas, en

parte, a la carencia de inversiones en infraestructuras. La AIE estima que si los países del Mar Caspio alcanzaran unos niveles de eficiencia similares a los de los países de la OCDE, podrían reducir su consumo energético a la mitad. Sin embargo, ciertas medidas como los subsidios a los combustibles fósiles, cuentan con un importante apoyo político y social, y, por tanto, no son de fácil adaptación.

Los recursos petrolíferos y de gas no convencionales

De acuerdo con los datos de la AIE (WEO-2010) el petróleo no convencional, así como el gas no convencional («shale gas»; «tight gas»; «Coal-Bed Metane») están destinados a tener un papel clave en los mercados energéticos futuros. Las reservas de estos recursos son inmensas, pero el ritmo de desarrollo dependerá, en gran medida, de las condiciones económicas y medioambientales.

En cuanto a los crudos, los recursos hallados en las arenas bituminosas de Canadá y el petróleo extra-pesado de Venezuela son, en la actualidad, los principales yacimientos, pero Rusia y Estados Unidos también poseen reservas significativas. También para el gas, está ya en explotación y hay perspectivas de crecimiento en Estados Unidos y Canadá, así como en Europa (Polonia).

La recuperación económica es clave para incrementar el apoyo público a las renovables

Las fuentes de energía renovables contribuyen a mejorar la seguridad, fiabilidad y sostenibili-



dad de la demanda de energía. El potencial de estos recursos es incuestionable, sin embargo, su peso en el mix energético depende de los incentivos públicos para equiparar su rentabilidad a la de otras fuentes y estimular los avances tecnológicos.

Según datos de la AIE, si se cumplen los compromisos públicos adoptados, la producción mundial de energías renovables se podría triplicar desde el año 2008 al 2035, y el peso de las renovables en el mix energético aumentaría desde el 19% a casi un tercio para el mismo periodo, alcanzando el peso del carbón. Este incremento se basa, fundamentalmente, en el desarrollo de la energía eólica e hidráulica. La electricidad producida a partir de energía fotovoltaica se podría incrementar rápidamente, aunque únicamente alcanzará el 2% del total mundial en 2035.

Sin embargo, las energías renovables son, generalmente, más intensivas en capital que las fósiles, y por tanto, el esfuerzo para añadir más renovables a la red eléctrica requiere fuertes inversiones. La AIE estima en 57.000 millones de dólares las subvenciones públicas que han recibido las renovables y los biocombustibles en 2009. No obstante, la AIE considera que, si bien, la cuantía del apoyo público irá en aumento hasta los 205.000 M\$ en 2035, el incentivo por unidad de energía generada disminuirá desde 55 c\$/MWh a 23 c\$/MWh hora en 2035. Esta menor prima por megavatio hora se debe tanto al incremento del coste de la energía mediante fuentes fósiles, lo que implica menos subvención para hacer competitivas las renovables, como a las mejoras tecnológicas.

Se espera que el uso de los biocombustibles aumente rápidamente gracias a las alzas registradas en el precio de los combustibles fósiles y al apoyo público. La AIE estima que el uso de los biocombustibles se incrementará del millón de barriles por día en la actualidad hasta los 4,4 Mb/d en el 2035. Los Estados Unidos, Brasil y Europa continuarán siendo los mayores productores y consumidores del mundo. Se espera que los biocombustibles de nueva generación, incluyendo los derivados de la lignocelulosa, entren en los mercados en torno al 2020, especialmente en los países OCDE.

La AIE considera que el coste de la producción de biocombustibles supera generalmente el coste actual de la importación de petróleo, y por ello, los incentivos públicos son necesarios para hacer rentables los biocombustibles frente a los combustibles fósiles. Las subvenciones públicas a los biocombustibles alcanzaron en 2009 los 20.000 M\$. La mayor parte de esta suma proviene de los gobiernos de los Estados Unidos y Europa. Las proyecciones de la AIE estiman que las subvenciones públicas a los biocombustibles alcanzarán los 45.000 M\$ en 2020.

Conferencia de las Partes en Cancún (COP XVI).

Respecto a los acuerdos internacionales sobre cambio climático, la COP XVI tuvo lugar en Cancún del 29 de noviembre al 10 de diciembre de 2010. Esta cumbre incluía además la Sexta Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CdP/RdP 6), la trigésimo tercera reunión de los Órganos Subsidiarios SBI y

SBSTA, la décimo quinta sesión del Grupo Ad Hoc sobre Futuros Compromisos de las Partes Anexo I (AWG-KP) y la décimo tercera sesión del Grupo Ad-Hoc para cooperación a largo plazo (AWG-LCA).

Las decisiones principales en cuanto a la **Convención Marco** que afectan al sector energético fueron:

- Confirmación del compromiso de limitación del aumento de la temperatura media global a 2 °C por encima de los niveles preindustriales y reconocer que los compromisos de las Partes son insuficientes para lograr dicho objetivo por lo que urgen compromisos más estrictos. En 2013, comenzará una revisión de este objetivo evaluando si es necesario reducirlo a 1,5 °C, que deberá estar concluida para 2015.
- Identificación de un objetivo global de reducción para 2050 que se considerará en la siguiente COP de Durban, Sudáfrica en noviembre de 2011.
- Se ha establecido el **Fondo Verde** para la movilización de recursos financieros a largo plazo, y se han formalizado los compromisos de financiación inmediata asumidos en la cumbre de Copenhague, que suponen 30.000 millones de dólares entre 2010 y 2012. La UE ha comprometido 7.200 millones de euros para el periodo citado de los que a España le corresponden 375 M€.
- En el capítulo de la mitigación, la COP urge aumentar el nivel de ambición del Acuerdo de Copenhague. Se refuerzan los procesos de monitorización e informe y se establece un sistema con el que garantizar la transparencia de las acciones realizadas por los países en desarrollo.
- En cuanto a las herramientas de mercado (mecanismos flexibles) se decide considerar en la siguiente COP el establecimiento de uno o más mecanismos de mercado que se deberán diseñar durante este año manteniendo en base a los mecanismos existentes.
- Para las medidas de respuesta se establece un foro en el que participarán sobre todo los países productores de petróleo para el análisis de los impactos que puede tener la reducción de emisiones en países con una fuerte presencia de los combustibles fósiles.
- En lo que se refiere a la adaptación, se crea un Comité de Adaptación como órgano de asesoramiento y apoyo técnico a la COP y a las Partes en materia de adaptación. Se establece un programa de trabajo para diseñar determinar la forma de tratar las pérdidas y daños derivadas del cambio climático.
- Se establece un Mecanismo de Tecnología para la aceleración de la transferencia y el desarrollo de tecnologías para la mitigación y la adaptación, formado por un Comité Tecnológico Ejecutivo y por un Centro de Tecnología del Clima y una Red con el objetivo de hacer recomendaciones y reforzar la cooperación internacional y la participación de la iniciativa pública y privada y de la sociedad civil.

En el ámbito de los **Mecanismos para un Desarrollo Limpio (MDL)**, ha habido algunas decisiones en cuanto a simplificación de los procesos y metodologías. Lo relevante es la aceptación de la posibilidad de ser **elegibles los proyectos de Captura y almacenamiento de Carbono (CCS)**, siempre que se resuelvan satisfactoriamente las cuestiones de permanencia a largo plazo, medición, notificación y verificación, efectos ambientales y de seguridad, entre otros.

Unión Europea

La principal legislación sobre política energética general y las iniciativas presentadas durante 2010, fueron, entre otras:

– *Reglamento 833/2010 de la Comisión, de 21 de septiembre de 2010, relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas en la Unión Europea.*

Esta norma aportará más transparencia de las inversiones energéticas en la Unión Europea, contribuyendo a la seguridad de suministro y el desarrollo del mercado interior de la energía.

– En el Consejo de Energía de marzo de 2010 se aprobaron conclusiones relativas a la financiación del *SET Plan* (Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas).

– *Reglamento 994/2010 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de octubre de 2010, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/CE del Consejo.*

El Reglamento tiene como finalidad facultar a las empresas de gas natural y a las autoridades competentes de los Estados miembros para que garanticen que el mercado interior del gas funciona eficazmente durante el máximo tiempo posible en caso de interrupción del suministro, antes de que las autoridades competentes adopten medidas para resolver la situación cuando el mercado ya no pueda proporcionar el suministro de gas necesario.

La experiencia reciente ha demostrado la realidad de que cuando hay riesgo para la seguridad de suministro de un Estado miembro, puede darse el caso de que las medidas tomadas unilateralmente por dicho Estado miembro puedan poner en peligro el funcionamiento adecuado del mercado interior del gas y el suministro de gas a los clientes.

Para que el mercado interior del gas pueda funcionar incluso en una situación de escasez de suministro, es necesario prever una respuesta solidaria y coordinada a las crisis de suministro, tanto en lo relativo a las medidas preventivas como a la reacción ante interrupciones concretas del suministro, habida cuenta que el mercado interior del gas es un elemento crucial para incrementar la seguridad de suministro de energía a la Unión y para reducir la exposición de cada Estado miembro a los efectos negativos de las interrupciones de suministro.

Como principales puntos del Reglamento se puede destacar:

- En el reglamento están contemplados, tanto el establecimiento de un Plan de Acción Preventivo y de un Plan de Emergencia que serán elabo-



rados por la autoridad competente de cada Estado miembro, previa consulta a las empresas del gas natural, a las organizaciones pertinentes que representen los intereses de los clientes domésticos e industriales de gas, y a la autoridad reguladora nacional, cuando ésta no sea la autoridad competente, y que la Comisión evaluará y publicará. Asimismo, se establecerán los planes de emergencia conjuntos y los niveles de crisis.

- Otra de las novedades del Reglamento es la referencia a la norma N-1, que describe la facultad de la capacidad técnica de la infraestructura de gas, para satisfacer la demanda total de gas en el área calculada, en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de gas durante un día de demanda de gas excepcionalmente elevada con una probabilidad estadística de producirse una vez en 20 años.
- Hay una referencia a la seguridad de suministro, ya que la autoridad competente requerirá de las empresas de gas natural que determinen la adopción de medidas destinadas a garantizar el suministro de gas a los «clientes protegidos» del estado miembro en los tres casos: en situación de temperaturas extremas durante un período punta de siete días; en cualquier período de al menos 30 días de demanda de gas excepcionalmente elevada, y para un período de al menos 30 días en caso de interrupción de la mayor infraestructura unitaria de suministro de gas en condiciones invernales medias.
- Se crea un Grupo de coordinación del gas para facilitar la coordinación de las medidas relacio-

nadas con la seguridad del suministro de gas que estará integrado por representantes de los Estados miembros, en particular de sus autoridades competentes, así como por la Agencia, la REGRT de Gas y organismos representativos de la industria afectada y los clientes pertinentes.

- El 17 de noviembre de 2011 la Comisión presentó la *Comunicación sobre las prioridades en infraestructuras energéticas para 2020*, en el que se identifican los corredores estratégicos de gas y electricidad necesarios para completar el mercado interior y garantizar la seguridad de suministro en la UE. Durante 2011, y dentro del llamado paquete de infraestructuras energéticas, se pondrán en marcha nuevas medidas e instrumentos para poder llevar a cabo estas infraestructuras.
- En el Consejo de Energía del 3 de diciembre de 2010 se aprobaron las conclusiones sobre *Seguridad de las actividades off-shore de explotación de gas y petróleo*, a las que seguirán nuevas medidas legislativas a durante 2011. Se trata de revisar la legislación que existe actualmente en Europa para evitar accidentes en la medida de lo posible y reducir los riesgos derivados de la explotación de hidrocarburos en alta mar.

1.2. DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO ENERGETICO

En 2010, la demanda energética en el mundo se recuperó tras el fuerte descenso del año anterior, creciendo a una tasa del 5,6%, que es la mayor tasa de crecimiento desde 1973, debido al crecimiento económico. En 2009, la demanda de energía se



redujo un 1,3%, la mayor tasa de descenso desde 1980, debido a la fuerte crisis económica que se inició en el segundo semestre de 2008 y que llevó a la economía mundial a contraerse por primera vez desde mediados del siglo XX.

Desde 2008, el consumo energético de los países no-OCDE supera al de los de esta área (países más desarrollados económicamente). El fuerte crecimiento económico de aquellos países, ha provocado el aumento de la demanda energética mundial y de los precios de la energía, tanto en 2010 como en los años anteriores a 2008, lo que también fue un factor agravante de la recesión indicada.

Mientras el descenso del consumo energético en 2009 se concentró en los países de la OCDE, -5%, y en los del área de la antigua URSS, y continuó incrementándose en Asia y Oriente Medio, acorde con la evolución de las respectivas economías, en 2010 el consumo aumentó en todas las áreas, a tasas superiores a las de la economía, por lo que aumentó la intensidad energética.

Destaca, de forma significativa, la continuidad en el incremento del consumo energético en el área Asia-Pacífico, que aumentó 8,5% en 2010 y 4,4% en 2009, mientras en la UE lo hizo un 3,2% y bajó 5,6% respectivamente y en Estados Unidos subió 3,7% y bajó 5%. En China aumentó 11,2% en 2010, 8,7% en 2009, tasa superior a la del año anterior y en India aumentó 9,2% y 6,6% respectivamente.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia-Pacífico en el consumo mundial, que ha alcanzado el 38,1% en 2010, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación,

con el 46,4%, así como Norteamérica con el 23,1% y la UE el 14,4%. Dentro de los países de la OCDE, los de Europa son los que han registrado un menor crecimiento de la demanda energética en la última década y el mayor aumento se registró en los de Norteamérica y del Pacífico.

Por fuentes de energía primaria, el consumo de gas natural volvió a aumentar en 2010 un 7,4%, tras el descenso del 2,4% en 2009, recuperando la tendencia de fuerte crecimiento de años anteriores. Esta evolución se deriva de la recuperación de la demanda en las economías desarrolladas y Rusia, mientras sigue creciendo fuertemente la demanda en Asia, especialmente en China. Como consecuencia, sigue subiendo la proporción de gas comercializado por barco como GNL, que supuso el 30,5% del comercio total en 2010.

En 2010 consumo de petróleo se incrementó un 3,1% en 2010, tras el descenso del 2% en 2009, el mayor desde 1980. En la OCDE el consumo de petróleo se incrementó tan sólo un 0,9% después de bajar el 4,8% el año anterior, descenso registrado por cuarto año consecutivo. Sin embargo, en economías emergentes la demanda sigue creciendo, 5,5% en 2010 y 2,1% en 2009, destacan los aumentos de consumo de China, India y Oriente Medio. La región Asia-Pacífico consume ya el 31,5% del petróleo mundial, frente al 25,8% de Norteamérica y el 16,4% de la UE.

El consumo de carbón en 2010 creció el 7,6% recuperando el continuo crecimiento registrado desde 1999, tras el estancamiento de 2009. También ha habido diferencias entre zonas geográficas, con recuperación en la OCDE, +5,2% en 2010 tras -10,4% en 2009 y Rusia, +2,1 y -13,3%, mien-



tras el consumo en el resto del mundo creció de forma similar a la media de los últimos diez años y debido fundamentalmente a la continuidad del crecimiento del consumo en China. El consumo mundial de carbón en 2010 fue del 27,7% del consumo primario total, la más alta participación desde 1970.

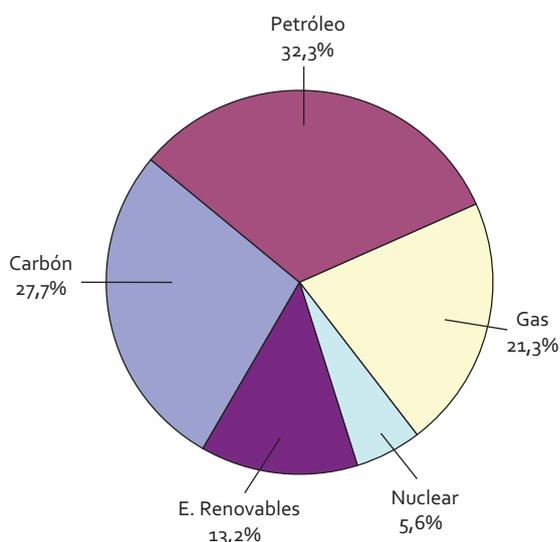
La generación eléctrica nuclear aumentó el 2% en 2010, tras tres años consecutivos de descenso, especialmente en Europa y Asia. La generación hidroeléctrica aumentó un 5,3%, crecimiento muy significativo respecto a años anteriores debido a una evolución irregular de las precipitaciones en los países desarrollados.

Las energías renovables distintas de la hidroeléctrica siguen creciendo fuertemente, 15,5% en 2010, debido al apoyo de muchos gobiernos, aunque su peso en el abastecimiento mundial es aún bajo, 13,2% del total. La capacidad instalada de energía eólica creció principalmente en China y Estados Unidos y la producción creció un 22,7% en 2010. La capacidad de generación con energía solar creció un 47%. En biocombustibles, la producción creció un 13,8%, especialmente en Estados Unidos y Brasil.

El consumo mundial de energía en 2010, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

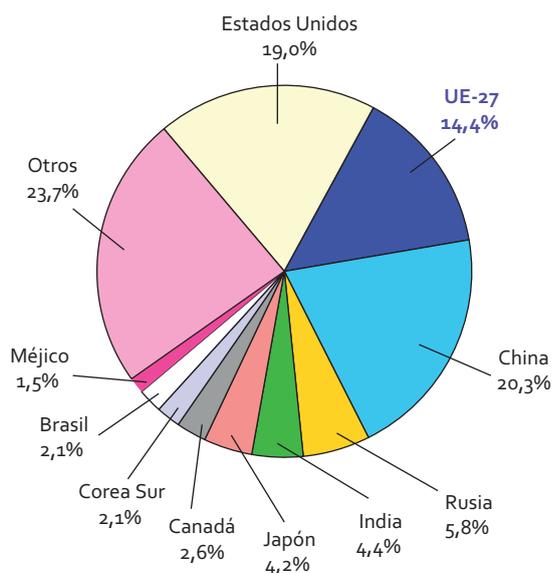
En 2010 la producción de petróleo aumentó un 2,2%, tras la fuerte caída de 2009, la mayor desde 1982. En áreas fuera de la OPEP creció el 1,8%, similar a la media anual de los últimos diez años, mientras en la OPEP, subió un 2,5%, y se mantiene por encima del 41% del total. La producción en

GRÁFICO 1.1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2010
12716 MTEP



FUENTE: Comisión Europea. BP Statistical Review.

GRÁFICO 1.2. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2010
12716 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.



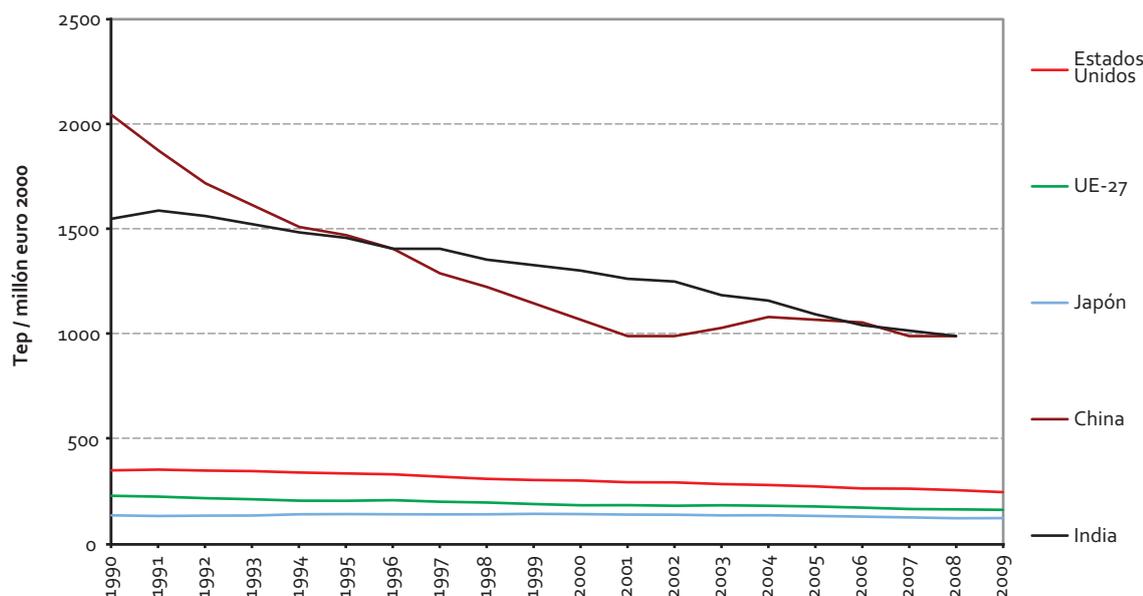
la OCDE aumentó ligeramente hasta el 22,1% del total, a pesar del aumento del 3,2% de la producción en Estados Unidos.

La capacidad de refino subió en el mundo en 2009 y 2010, pero en las áreas no-OCDE, especialmente en China e India, dado que en los principales países de la OCDE bajó la capacidad total. La capacidad de las áreas no-OCDE sigue superando a la capacidad instalada en la OCDE.

La producción de gas natural en el mundo recuperó su fuerte crecimiento, 7,3% en 2010, tras la bajada en 2009 que fue el primer descenso desde que se tienen registros, debido a la caída de la demanda. Este aumento se debió a la mayor producción de Rusia 11,6%, Estados Unidos 4,7% y Oriente Medio 13,2%. En la UE también se registró recuperación, un 2% en 2010.

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

GRÁFICO 1.3. INTENSIDAD ENERGÉTICA



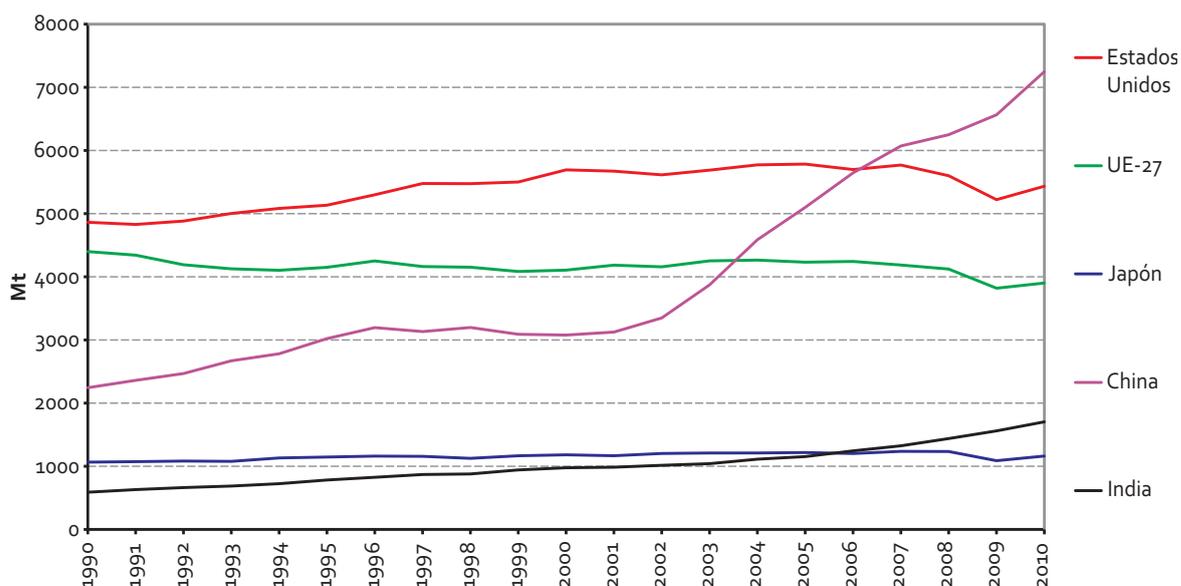
FUENTE: Comisión Europea Y OCDE.

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2010 un 43,7% superiores a las de 1990, a pesar del fuerte descenso en el área de Rusia y este de Europa en el período debido a la reducción del consumo por la crisis económica. En los países desarrollados se registran sólo ligeros aumentos o estabilización desde 1990, mientras que en Asia se registra un crecimiento significativo, especialmente en China e India, como se indica en el gráfico 1.4. En Europa occidental se registró una práctica estabilización entre esos años, debido al menor uso del carbón en generación eléctrica y usos finales y su sustitución por energías limpias. Por países, en 2010 el principal

emisor fue China, seguida de Estados Unidos (gráfico 1.6).

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

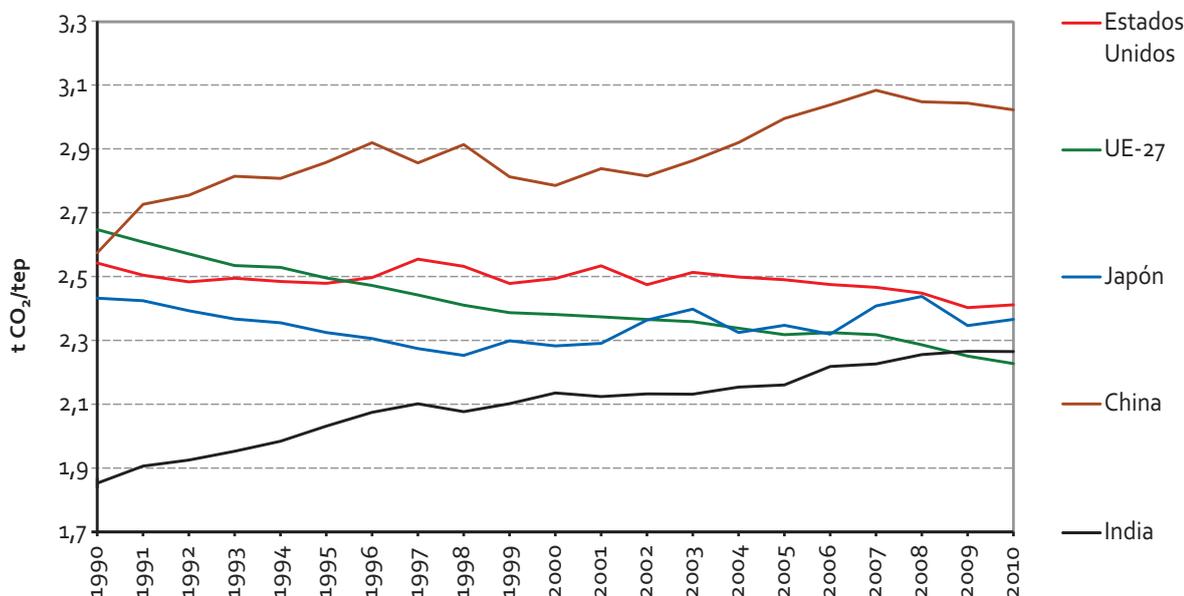
En el gráfico 1.5 se indica la evolución de la intensidad en carbono del consumo energético, donde se observa que en áreas desarrolladas, la tendencia es de descenso o de relativa estabilización, mientras en los países en desarrollo de Asia tiende a crecer, fundamentalmente derivado del crecimiento del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

GRÁFICO 1.4. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂

FUENTE: Comisión Europea; OCDE; BP Statistical Review of World Energy.

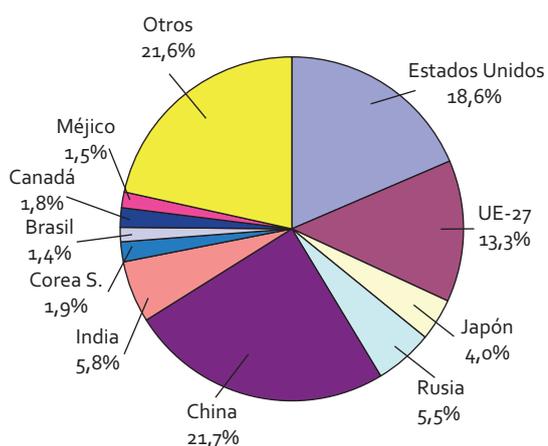


**GRÁFICO 1.5. INTENSIDAD EN CARBONO DEL CONSUMO ENERGÉTICO
EMISIONES DE CO₂ / CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA**



FUENTE: Comisión Europea; OCDE; BP Statistical Review of World Energy.

**GRÁFICO 1.6. ESTRUCTURA DE LAS EMISIONES
DE CO₂ EN 2010**



FUENTE: Comisión Europea; OCDE; BP Statistical Review of World Energy.

Unión Europea-27

Para el análisis de la situación de la energía en la UE, los últimos datos disponibles de Eurostat corresponden a 2009 y, por tanto, son datos que reflejan la crisis económica existente desde el segundo semestre de 2008.

En el período 1990-2009, el consumo total de energía aumentó el 0,1% medio anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 1,6% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 1,8% anual, muy por

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

CUADRO 1.1. BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27

Mtep	1990	2008	2009	2010	% 2009/08	% 2010/09	% 2009/90 anual
Producción	942,74	854,75	818,18	837,95	-4,3	2,4	-0,7
Carbón	368,25	177,65	166,07	164,24	-6,5	-1,1	
Petróleo y condensados de gas natural	129,43	108,16	100,69	94,15	-6,9	-6,5	-1,3
Gas natural	162,45	168,23	153,17	156,23	-9,0	2,0	-0,3
Nuclear	205,21	241,91	230,77	236,54	-4,6	2,5	0,6
Renovables	70,36	141,33	148,43	166,79	5,0	12,4	4,0
Otros	7,04	17,47	19,05	20,00			
Importaciones-Exportaciones	754,93	1014,28	943,60		-7,0		1,2
Carbón	80,65	136,65	110,09		-19,4		1,7
Petróleo y productos petrolíferos	535,75	598,52	560,22		-6,4		0,2
Gas natural	135,05	274,49	267,72		-2,5		3,7
Electricidad	3,34	1,47	1,30		-11,6		-4,8
Renovables	0,15	3,15	4,28		35,9		19,3
Consumo de energía primaria	1665,14	1801,75	1702,75	1757,24	-5,5	3,2	0,1
Carbón	453,31	305,39	267,91	278,09	-12,3	3,8	-2,7
Petróleo y condensados de gas natural	604,28	660,73	624,26	617,39	-5,5	-1,1	0,2
Gas natural	294,84	440,74	416,72	447,56	-5,4	7,4	1,8
Nuclear	205,21	241,91	230,77	236,54	-4,6	2,5	0,6
Renovables	70,70	144,24	152,60	171,47	5,8	12,4	4,1
Otros	36,80	8,74	10,49	6,18			
Generación eléctrica (TWh)	2586,28	3372,03	3210,03		-4,8		1,1
Carbón	1019,01	898,21	824,15		-8,2		-1,1
Productos Petrolíferos	221,35	104,52	95,94		-8,2		-4,3
Gas natural	191,27	773,59	725,95		-6,2		7,3
Nuclear	794,87	937,22	893,99		-4,6		0,6
Renovables	305,12	554,51	587,18		5,9		3,5
Otros	54,66	103,98	82,82				
Consumo final energético	1078,63	1175,23	1113,67		-5,2		0,2
Carbón	125,34	53,56	43,37		-19,0		-5,4
Productos Petrolíferos	446,67	486,83	462,62		-5,0		0,2
Gas	229,01	269,70	252,58		-6,3		0,5
Electricidad	184,89	245,98	233,79		-5,0		1,2
Renovables	37,83	67,41	70,17		4,1		3,3
Otros	54,89	51,75	51,14				

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES



Mtep	1990	2008	2009	2010	% 2009/08	% 2010/09	% 2009/90 anual
Consumo final no energético	103,12	117,53	106,71		-9,2		0,2
Consumo final energético por sectores:							
Industria	368,92	315,87	269,46		-14,7		-1,6
Transporte	281,55	377,90	367,64		-2,7		1,4
Doméstico	273,38	297,02	295,21		-0,6		0,4
Servicios y otros	154,78	184,44	181,36		-1,7		0,8
Emisiones de CO₂ (Mt) (*)							
Intensidad energética primaria (tep/M€ 2000)	224,1	167,6	165,5		-1,3		-1,6
Intensidad de CO ₂ (ton CO ₂ /tep) (*)	2,75	2,45	2,38		-2,7		-0,7
Dependencia de las importaciones %	44,4	54,7	53,9		-1,5		1,0
Consumo primario por habitante (tep/h)	3,5	3,6	3,4		-5,8		-0,2
Emisiones CO ₂ per capita (ton CO ₂ /h) (*)	9,7	8,8	8,1		-8,3		-0,9

(*) Incluyendo las emisiones procedentes de bunkers; excluyendo LULUCF

FUENTE: Eurostat. Las tasas de variación 2010/09 proceden de BP Statistical Review of World Energy.

encima de las demás energías fósiles. Esta evolución se debe a la demanda en generación eléctrica, con aumento del 7,3% anual, a la extensión de las redes de gasoductos que ha permitido el acceso del gas a nuevos mercados (+38% en el sector doméstico y terciario y +27% en la industria) y a la normativa de protección del medio ambiente.

Desciende la demanda de carbón, a tasa media del 2,7% anual, debido al descenso de su uso tanto en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a los condicionantes medioambientales, al descenso de capacidad de algunos sectores industriales consumidores en la UE y a la progresiva supresión de las ayudas públicas a la producción, lo que ha llevado a su sustitución por otras energías.

Las energías renovables ganan peso en la estructura de forma continua, alcanzando ya el 9% del consumo energético primario.

El balance conjunto de energía final de la UE-27 desde 1990 indica el significativo crecimiento de la demanda del transporte, que ha venido creciendo el 1,4% anual desde dicho año, aunque en la segunda mitad de los 80 lo hizo al 4,7% anual, lo que indica la mejora en la intensidad energética de este sector, que ya supera el 33% de la demanda final para usos energéticos, frente al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2009, el consumo del transporte aumentó un 31%, frente al 3,2% de crecimiento de la demanda final indicada.

La evolución por sectores es muy dispar entre los países de EU-15 y los países miembros del este de

Europa. En EU-15, la demanda de la industria bajó desde 1990 hasta 1994, creciendo a partir de entonces a tasas próximas al 1% anual, sin embargo la producción industrial lo hizo al 2,6%, por lo que hubo una ganancia de eficiencia energética continua en el sector desde 1990, en parte por la reconversión de tecnologías básicas a otras de mayor valor añadido. En el sector doméstico y terciario la demanda crece por debajo del 1% anual desde 1990, mayor también en EU-15 que en el resto de países, debido al mayor equipamiento de los hogares y al tamaño de los mismos, aunque esta evolución está muy condicionada por las condiciones climáticas.

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

La demanda final de productos petrolíferos en EU-27 aumentó un 0,2% desde 1990, debido especialmente a los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehículos diesel. No obstante, en los últimos años se ha registrado una moderación del crecimiento y descenso en 2009 y 2010, debido a la crisis indicada.

En cuanto a generación eléctrica, la creciente liberalización en toda Europa de este mercado y el del gas, está favoreciendo el uso de centrales de gas de ciclo combinado, mientras que el apoyo públi-

co a la eficiencia y a las energías renovables, está fomentando el crecimiento de la generación con éstas y la cogeneración, frente a un menor crecimiento de la generación nuclear.

En 2009, las emisiones de CO₂ han alcanzado valores muy inferiores a las de 1990, mientras la economía alcanza valores muy superiores, esta evolución se debe a tres factores: la continua mejora tecnológica que reduce el consumo energético específico, la creciente contribución de combustibles no fósiles, especialmente renovables y la penetración del gas natural en sustitución de carbón y productos petrolíferos. En la última década, destacan las emisiones del transporte, que crecen de forma continua (cerca del 30% del total), bajan ligeramente en el sector doméstico-terciario y bajan en el industrial. En términos relativos descienden la intensidad de carbono, las emisiones per cápita y por unidad de PIB.

El grado de autoabastecimiento energético baja desde el 57% en 1990 hasta 48% en 2009, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como cerca del 90% del petróleo. En el período 1990-2009 aumentó significativamente la producción de las energías no fósiles, especialmente de las renovables.

En el año 2009, respecto del anterior, las demandas de energía bajaron por la situación de crisis económica, pero las estimaciones para 2010 (cuadro 1.1) indican una sólida recuperación de la economía y de la demanda energética. La producción interna de energías primarias aumentó el 2,4%, en todas las fuentes excepto carbón y petróleo.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES



El consumo de energía primaria en 2010 aumentó un 3,2%, con ligero descenso de los productos petrolíferos y fuerte aumento en gas y renovables.

1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS

Durante la mayor parte de 2010 el crudo tipo Brent se mantuvo estable entre los 70 y 80 dólares por barril, pero a partir de septiembre inició una tendencia alcista y a mediados de 2011 el crudo se situó entre los 110 y 120 dólares por

barril, con tendencia a mantenerse en ese intervalo.

El crudo tipo Brent comenzó en enero de 2010 con una media mensual de 76,20 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 91,36 \$/Bbl.

La evolución de las cotizaciones internacionales de gasolina y gasóleo de automoción durante 2010 fue muy similar a la del crudo: mantenimiento hasta septiembre y a partir de ahí una clara subida.

CUADRO 1.2. COTIZACIONES INTERNACIONALES CRUDO BRENT

Año	Dólares por barril			Media anual €/Bbl
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2010	79,51	91,36	92,55 (31/12/10)	60,02
2009	61,67	74,28	77,67 (31/12/09)	43,91
Dif. absoluta	17,84	17,08	14,88	16,11
Dif. %	28,9%	23,0%	19,2%	36,7%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

CUADRO 1.3. COTIZACIONES INTERNACIONALES GASOLINA AUTOMOCIÓN

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2009	581,9	670,5	702,3 (31/12/09)
2008	832,2	337,5	304,0 (31/12/08)
Dif. Absoluta	-250,2	333,0	398,3
Dif. %	-30,1%	98,7%	131,0%

COTIZACIONES INTERNACIONALES GASÓLEO AUTOMOCIÓN

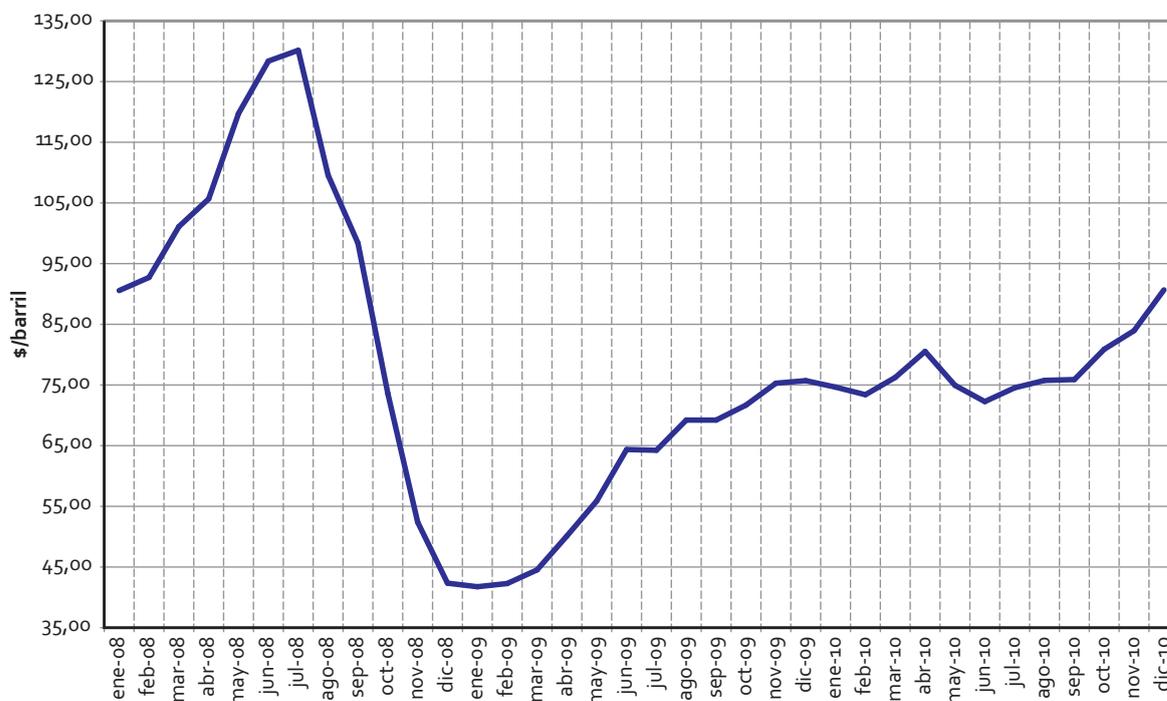
Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2010	682,8	784,4	787,3 (31/12/10)
2009	532,0	613,8	641,1 (31/12/09)
Dif. Absoluta	150,7	170,6	146,2
Dif. %	28,3%	27,8%	22,8%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

La cotización anual media del dólar pasó de 71,90 céntimos de euro por dólar en 2009 a 75,59 en 2010, lo que supuso una apreciación considerable y amplificó las subidas que se produjeron en las cotizaciones en dólares. En dólares por barril la subida del crudo entre 2009 y 2010 fue del 28,9% y en euros por barril fue del 36,7%.

La evolución de las cotizaciones del coste del crudo en España en los últimos años se representa en el gráfico 1.7. Los precios del gas importado en Europa se indican en el Gráfico 1.8, observándose una tendencia alcista en los últimos años y el descenso en 2009 y 2010. Los precios medios del carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.9, registrándose un fuerte descenso en 2009 y nueva alza en 2010.

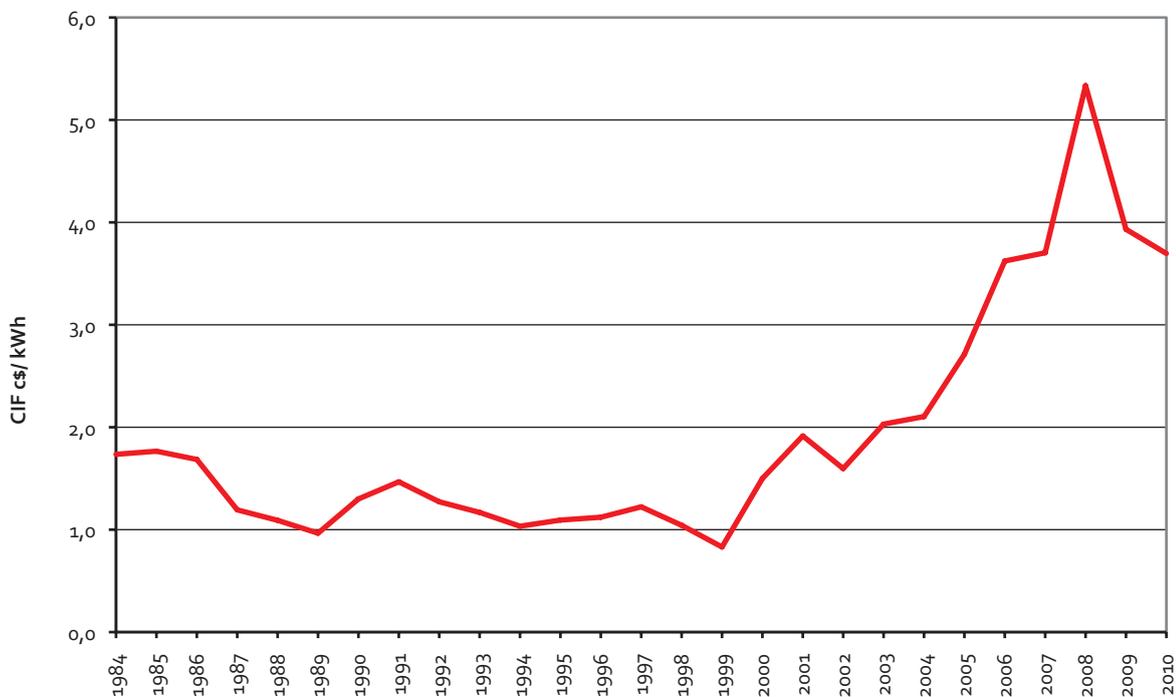
GRÁFICO 1.7. EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE

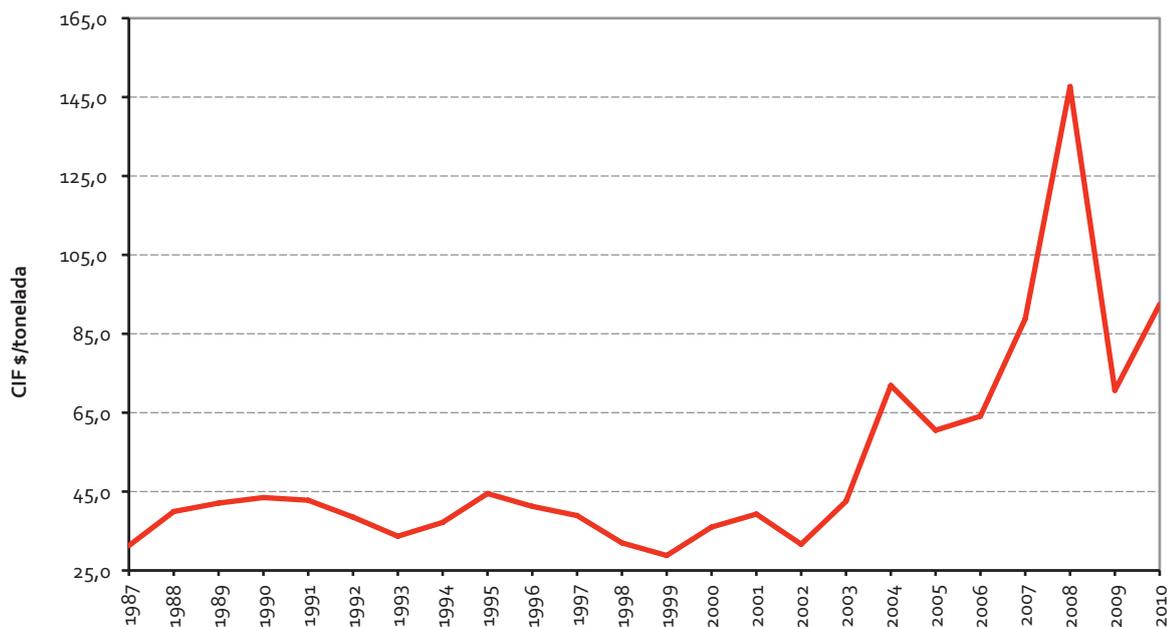


GRÁFICO 1.8. PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA UE



FUENTE: BP Stat. Review.

GRÁFICO 1.9. PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



FUENTE: BP Stat. Review.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2010, incluyendo el consumo para usos no energéticos, fue de 99.830 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 2,3% superior al registrado en 2009. Esta evolución se ha debido a la recuperación del consumo en algunos sectores industriales, el comercio y los servicios, tras la fuerte caída del año 2009. Asimismo, las condiciones climáticas medias han sido ligeramente más severas que las del año anterior.

Por sectores, se ha producido un importante aumento de la demanda energética en la industria en el total del año, 5,6%, debido a la recuperación de actividad de algunos sectores intensivos en consumo energético. El Índice de Producción Industrial se ha incrementado un 1% en el año, tras la fuerte caída del anterior, con un aumento de la actividad en todos los agregados por ramas de actividad. En los sectores residencial y terciario, la demanda se ha incrementado un 3,9%, por la mayor actividad en servicios y, en parte, por las condiciones climáticas citadas. Por su parte, la demanda en el transporte ha seguido reduciéndose, el 1,7%, aunque desacelerando la caída respecto al año anterior.

Por su parte, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado un 2,1% en 2010 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la mayor actividad económica, aunque las diferencias de laboralidad y temperatura han contribuido a subir ligeramente la demanda entre los dos años. En

relación con los combustibles, hay que destacar el aumento del 11,7% en el consumo final de gas, y la bajada del 1,5% en el consumo final de productos petrolíferos.

En el transporte destaca el aumento del 2,2% en el consumo de querosenos de aviación, recuperando la tendencia de crecimiento asociada al crecimiento del transporte aéreo, tras los fuertes descensos de los dos años anteriores. Destaca también el descenso del 2,3% en gasóleos A y B, ralentizando el ritmo de bajada de años anteriores. La demanda de gasolinas continúa bajando, acelerándose este año hasta un 7,7%.

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

Carbón

El consumo final de carbón fue de 1719 Ktep. (Cuadro 2.1.3), un 22,9% superior al de 2009, recuperándose tras la fuerte caída del año anterior. El consumo final de carbón se concentra, fundamentalmente, en el sector industrial de siderurgia, repartiéndose el resto entre otras industrias, en particular la cementera, y el sector residencial. En siderurgia la demanda de carbón se incrementó un 28,3% y en cemento un 15,8%, debido a la mayor actividad de estos sectores. Asimismo, ha subido también la demanda en el resto de sectores industriales.

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



CUADRO 2.1.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

	2009		2010		2010/09
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	1.398	1,4	1.719	1,7	22,9
PRODUCTOS PETROLÍFEROS	55.387	56,7	54.551	54,6	-1,5
GAS	15.016	15,4	16.772	16,8	11,7
ELECTRICIDAD	20.969	21,5	21.418	21,5	2,1
ENERGÍAS RENOVABLES	4.832	5,0	5.371	5,4	11,1
- Biomasa	3.555	3,6	3.691	3,7	3,8
- Biogas	29	0,0	34	0,0	17,2
- Biocarburantes	1.074	1,1	1.442	1,4	34,3
- Solar térmica	156	0,2	183	0,2	17,3
- Geotérmica	19	0,0	21	0,0	11,1
TOTAL	97.603	100,0	99.830	100,0	2,3

Nota: El consumo final incluye los usos no energéticos:
 - productos petrolíferos: 6.345 ktep en 2009 y 6.404 ktep en 2010.
 - gas: 377 ktep en 2009 y 474 ktep en 2010.
 Metodología: A.I.E.

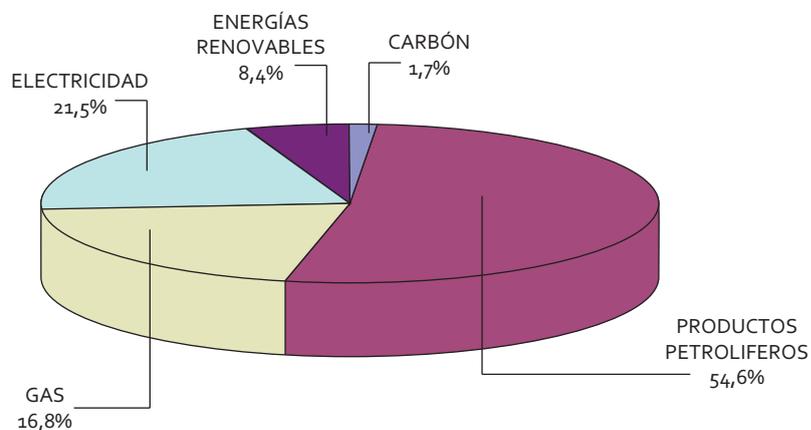
FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía.).

CUADRO 2.1.2. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL. SECTORIZACIÓN (1)

	2009		2010		2010/09
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
INDUSTRIA	32.095	32,9	33.896	34,0	5,6
TRANSPORTE	37.941	38,9	37.303	37,4	-1,7
USOS DIVERSOS	27.567	28,2	28.631	28,7	3,9
TOTAL	97.603	100,00	99.830	100,00	2,3

(1) Sectorización estimada. Los datos definitivos son los publicados por EUROSTAT.
 Metodología: A.I.E.
 FUENTE: SEE.

GRAFICO 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL 2010





CUADRO 2.1.3. CONSUMO FINAL DE CARBÓN

	2009 ktep.	2010 ktep.	2010/09 %
Siderurgia	923	1.185	28,3
Cemento	21	24	15,8
Otros sectores	454	509	12,1
TOTAL	1.398	1.719	22,9

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

Productos petrolíferos

El consumo final de productos petrolíferos, incluyendo los usos no energéticos, fue 54551 ktep, con un descenso del 1,5% respecto al de 2009, mostrándose en el cuadro 2.1.4 el desglose por productos. Por sectores, destaca la continuidad del descenso de la demanda del transporte, en especial, de la de gasolina y gasóleo auto, reflejando la actividad de los tráficó de mercancías y el relativo estancamiento del parque de nuevos turismos.

CUADRO 2.1.4. CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

	2009 ktep.	2010 ktep.	2010/09 %
G.L.P.	2.079	2.083	0,2
GASOLINAS	6.283	5.801	-7,7
KEROSENO	5.467	5.588	2,2
GAS-OIL	30.979	30.472	-1,6
-Gasoleo A+B	29.474	28.787	-2,3
-Gasoleo C	1.504	1.685	12,0
OTROS PRODUCTOS	10.579	10.607	0,3
TOTAL	55.387	54.551	-1,5

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

La demanda de querosenos ha aumentado un 2,2%, única tasa positiva del conjunto de los pro-

ductos petrolíferos del transporte, y se ha debido al aumento de la recuperación de la demanda de movilidad aérea turística. En gasolinas, el cambio tecnológico hacia motores diesel en los turismos nuevos, viene provocando que el parque de automóviles que emplean este combustible baje y, por tanto, la demanda de gasolina, unido en 2009 y 2010 al descenso de los tráficó de turismos, lo que ha significado un nuevo descenso del consumo del 7,7% en el último año.

Finalmente, en el sector doméstico y terciario, aumentó la demanda de gasóleo C para calefacción y también ligeramente la de GLP, en parte debido a las condiciones climáticas.

Gas

Durante 2010 el consumo final de gas, incluyendo los usos no energéticos, fue de 16.772 ktep (Cuadro 2.1.5), un 11,7%, recuperando la tendencia de fuerte crecimiento que, en general, se registró en los años anteriores a 2009, donde bajó fuertemente. En el sector residencial y terciario aumentó la demanda, por la mayor actividad y, en parte, debido a las condiciones climáticas más severas. En el sector industrial, excluyendo la generación eléctrica por cogeneración, ha aumentado también la

CUADRO 2.1.5. CONSUMO FINAL DE GAS

	2009 ktep.	2010 ktep.	2010/09 %
GAS NATURAL	14.970	16.768	12,0
GAS MANUFACTURADO	46	4	-91,0
TOTAL	15.016	16.772	11,7

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA

demanda final de gas, debido al aumento de actividad de sectores intensivos en el consumo de esta energía. El gas ha aumentado su peso en la estructura del consumo de energía final, alcanzando el 16,8% en 2010.

Energía Eléctrica

El consumo de electricidad para usos finales, en 2010 (cuadro 2.1.6), fue equivalente a 21.418 Ktep, con un aumento del 2,1% respecto al consumo del año anterior. En la Península, el aumento de la demanda fue del 2,4%, mientras que en los sistemas extrapeninsulares (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) se redujo un el 2,8%. Estas tasas son

CUADRO 2.1.6. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

	2009 ktep.	2010 ktep.	2010/09 %
PENINSULAR	19.752	20.235	2,4
EXTRAPENINSULAR	1.218	1.184	-2,8
TOTAL	20.969	21.418	2,1

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.

atribuibles a la mayor actividad económica, junto con temperaturas medias ligeramente más severas. En 2010 volvió a aumentar significativamente la aportación al sistema de los productores del Régimen Especial, debido al continuo crecimiento de la aportación de la cogeneración y de las energías renovables.

Energías renovables

El consumo de energías renovables para usos finales en 2010 fue de 5.371 Ktep, un 5,4% del total del consumo final, con un aumento del 11,1% respecto del consumo del año anterior. Dentro de este apartado, destaca el crecimiento de los biocarburantes, 34,3%, y la biomasa, 3,8%.

Intensidad energética final

El cuadro 2.1.7 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 1990. En 2010 la

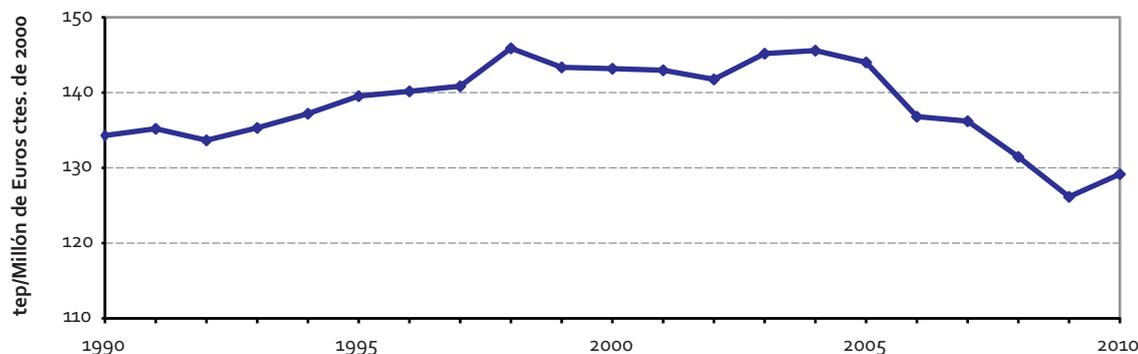
CUADRO 2.1.7. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR UNIDAD DE PIB (TEP./MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2005	2006	2008	2009	2010
PIB	477,20	494,30	501,20	527,90	572,80	630,30	670,90	713,80	739,00	768,66	803,37	773,67	772,89
Carbón/PIB	8,95	7,10	5,94	4,67	4,46	4,04	3,71	3,37	3,28	2,95	2,59	1,81	2,22
P. Petrolíferos/PIB	85,69	85,94	89,44	91,13	93,72	88,26	85,34	86,33	83,54	79,25	74,18	71,59	70,58
Gas/PIB	9,49	10,43	11,27	13,87	16,91	19,50	20,93	22,89	23,85	21,38	21,48	19,41	21,70
Electricidad/PIB	23,00	23,24	23,94	24,30	24,95	25,87	26,46	27,83	28,19	28,02	27,70	27,10	27,71
Renovables/PIB	7,16	6,95	6,62	6,20	5,86	5,51	5,33	5,17	5,15	5,21	5,52	6,25	6,95
Energía final/PIB	134,30	133,67	137,20	140,17	145,89	143,18	141,76	145,58	144,02	136,81	131,47	126,16	129,16
Índice. (Año 1980=100)	100,00	99,53	102,16	104,37	108,63	106,62	105,56	108,40	107,24	101,87	97,89	93,94	96,18

Metodología: A.I.E.
PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.
FUENTE: SEE.



GRAFICO 2.2. INTENSIDAD ENERGÉTICA (ENERGÍA FINAL/PIB)



intensidad energética se incrementó un 2,4%, pese a que desde 2004 hay una tendencia de descenso de este ratio, un 11,3% en total, situándose en valores inferiores a los de 1990 (gráfico 2.2).

2.2. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2010 fue de 13.2123 Ktep (Cuadro 2.2.1), lo que

CUADRO 2.2.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA

	2009		2010		2010/09
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	10.550	8,1	8.463	6,4	-19,8
PETRÓLEO	63.684	48,8	62.540	47,3	-1,8
GAS NATURAL	31.096	23,8	31.003	23,5	-0,3
NUCLEAR	13.750	10,5	16.155	12,2	17,5
ENERGÍAS RENOVABLES	12.151	9,3	14.678	11,1	20,8
– HIDRÁULICA	2.266	1,7	3.390	2,6	49,6
– OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	9.885	7,6	11.288	8,5	14,2
• Eólica	3.258	2,5	3.765	2,8	15,6
• Biomasa y residuos	4.824	3,7	5.046	3,8	4,6
– R.S.U.	258	0,2	213	0,2	-17,3
– Biomasa	4.384	3,4	4.606	3,5	5,1
– Biogas	183	0,1	227	0,2	24,2
• Biocarburantes	1.074	0,8	1.442	1,1	34,3
• Geotérmica	19	0,0	21	0,0	11,1
• Solar	709	0,5	1.014	0,8	42,9
– Fotovoltaica	513	0,4	558	0,4	8,9
– Solar termoeléctrica	41	0,0	273	0,2	569,1
– Solar termica	156	0,1	183	0,1	17,3
SALDO ELECTR. (Imp.-Exp.)	-695	-0,5	-717	-0,5	
TOTAL	130.535	100,0	132.123	100,0	1,2

Metodología: A.I.E.
Fuente: SEE

supone un incremento del 1,2% respecto a experimentado en 2009. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final no eléctrico los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica) y las pérdidas.

En el incremento registrado en el consumo de energía primaria en 2010, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia, además del crecimiento de la energía final, el cambio de estructura de la generación eléctrica que se viene registrando en los últimos años. En concreto, en 2010, el aumento de las producciones eléctricas eólicas, solares y la generación hidroeléctrica, ha permitido un menor recurso a la generación termoeléctrica con carbón, gas y productos petrolíferos, que tienen menor rendimiento por el tipo de tecnología empleada.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2010:

- El consumo total de carbón fue de 8.463 Ktep, con un descenso del 19,8% sobre el de 2009, debido, fundamentalmente, a la menor generación eléctrica mediante este combustible, con motivo del cambio de estructura en la generación que ya se ha comentado.
- El consumo total de petróleo fue de 62.540 Ktep, lo que supone un descenso del 1,8% respecto al del año anterior, similar al descenso de los consumos finales, dado que el consumo en generación eléctrica tiene una cuantía poco significativa sobre el total.
- La demanda total de gas natural fue de 31.003 Ktep con un descenso del 0,3% respecto a 2009, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 23,5%. Destaca el incremento de su uso en generación eléctrica en cogeneración, pese a haber bajado en las centrales de ciclo combinado, debido al cambio en la estructura de generación.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, contribuyen al balance total con 11.288 Ktep, el 8,5% del total, y con un crecimiento en el año 2010 del 14,2%. Este consumo corresponde a usos directos finales, en especial la biomasa y biocarburantes, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, biomasa, solar, etc.
- La energía hidroeléctrica fue un 49,6% superior a la de 2009, donde también creció significativamente, tras el fuerte descenso del año 2008.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear aumentó un 17,5% en 2010, debido a la mayor disponibilidad de algunos grupos.

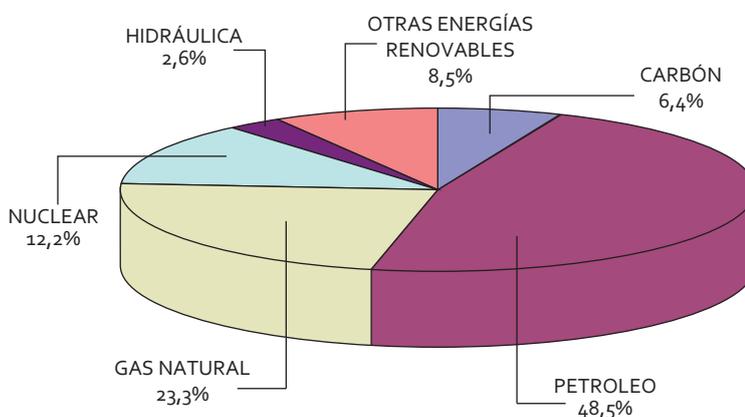
En el cuadro 2.2.2 y gráfico 2.4 se recogen la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 1990. Este indicador de intensidad energética es menos representativo de la actividad económica y sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al depender, en parte, de la hidraulicidad del año.

La intensidad energética primaria se incrementó en 2010 un 1,3%, pese a que desde 2004 se observa una tendencia de descenso de este ratio, un 14% en total, situándose por debajo del valor de

DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



GRAFICO 2.3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2010 (SIN INCLUIR SALDO ELÉCTRICO)

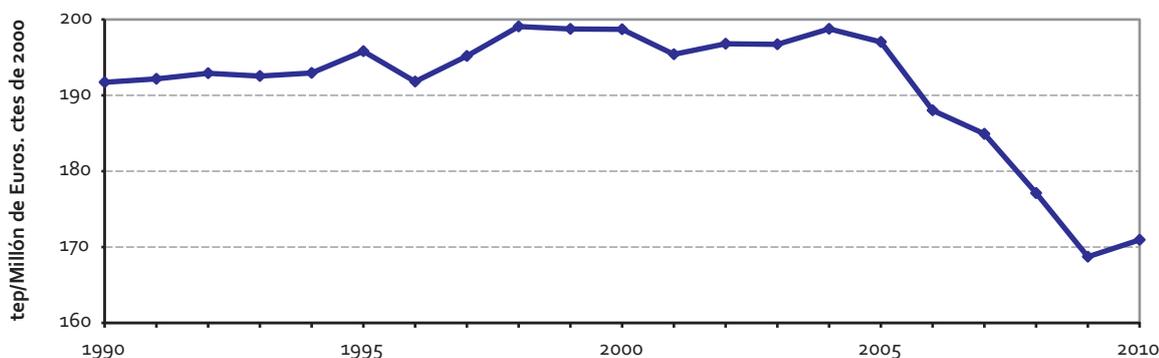


CUADRO 2.2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR UNIDAD DE PIB (TEP./MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

	1990	1992	1994	1996	1998	2000	2002	2004	2005	2006	2008	2009	2010
PIB	477,20	494,30	501,20	527,90	572,80	630,30	670,90	713,80	739,00	768,66	803,37	773,67	772,89
Carbón/PIB	39,46	38,67	35,65	29,54	31,23	34,32	32,63	29,31	28,66	24,04	17,41	13,64	10,95
Petroleo/PIB	100,04	102,09	103,54	105,01	107,66	102,59	100,36	99,49	97,11	92,06	84,86	82,31	80,92
Gas natural/PIB	10,48	11,84	12,93	15,91	20,63	24,15	27,96	34,56	39,41	39,42	43,30	40,19	40,11
Nuclear/PIB	29,63	29,41	28,76	27,81	26,84	25,72	24,48	23,22	20,29	20,38	19,13	17,77	20,90
Hidráulica/PIB	4,62	3,48	4,81	6,61	5,42	4,02	2,94	3,82	2,28	2,86	2,49	2,93	4,39
Eólica/PIB	0,00	0,01	0,03	0,06	0,20	0,65	1,24	1,96	2,49	2,62	3,48	4,21	4,87
Solar/PIB	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,10	0,12	0,45	0,94	1,34
Biomasa, residuos y geotérmica/PIB	7,52	7,25	6,86	6,65	6,52	6,58	6,43	6,67	6,86	6,89	7,20	7,62	8,39
Saldo eléct./PIB	-0,08	0,11	0,32	0,17	0,51	0,61	0,68	-0,36	-0,16	-0,37	-1,18	-0,90	-0,93
Energía primaria/PIB	191,72	192,91	192,95	191,81	199,07	198,70	196,80	198,76	197,04	188,02	177,13	168,72	170,95
Índice (Año 1980=100)	100,00	100,62	100,64	100,05	103,83	103,64	102,65	103,67	102,77	98,07	92,39	88,00	89,16

Metodología: A.I.E.
 PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.
FUENTE: SEE

GRAFICO 2.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA (ENERGÍA PRIMARIA/PIB)



1990. El incremento de la intensidad primaria en 2010 fue menor que la de la final, debido al cambio de estructura de la generación eléctrica, con mayor participación de energías renovables y mejora de la eficiencia de la transformación.

2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3.2 y gráfico 2.5, la producción interior de energía primaria en 2010 fue de 34.461 Ktep, un 15,2% superior a la del año anterior, debido a los aumentos en todas las fuen-

tes, excepto en carbón, y destacando los crecimientos en hidráulica y en otras renovables

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, se redujo un 11,3%. Expresada en toneladas, bajó la producción tanto en hulla y antracita como en lignito negro. La producción de carbón ha alcanzado 8,4 Mt en total (cuadro 2.3.1).

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

CUADRO 2.3.1. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN

	2009	2010	2010/09	2009	2010	2010/09
	Miles de toneladas		%	Miles de tep.		%
HULLA	4.060	3.211	-20,9	1.834	1.489	-18,8
ANTRACITA	2.894	2.777	-4,1	1.326	1.227	-7,5
LIGNITO Negro	2.493	2.444	-2,0	726	732	0,8
TOTAL	9.448	8.432	-10,8	3.887	3.448	-11,3

FUENTE: SEE.

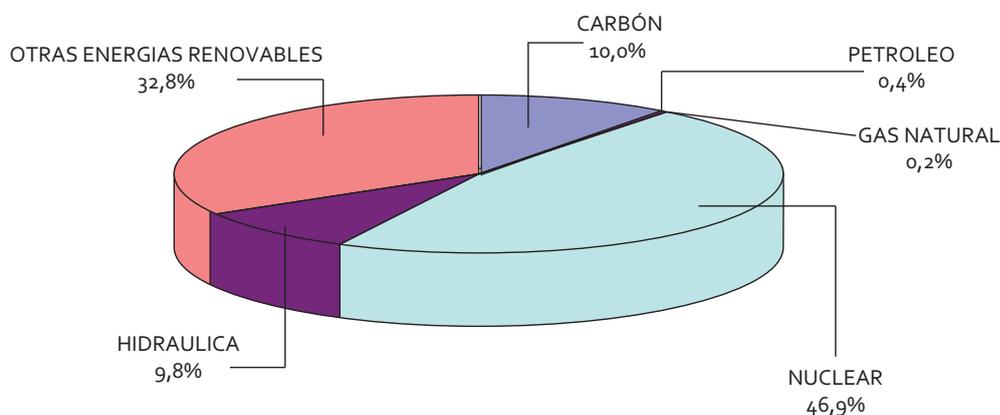
CUADRO 2.3.2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

	2009		2010		2010/09
	ktep.	Estruct.	ktep.	Estruct.	%
CARBÓN	3.887	13,0	3.448	10,0	-11,3
PETRÓLEO	107	0,4	126	0,4	17,4
GAS NATURAL	12	0,0	55	0,2	344,7
NUCLEAR	13.750	46,0	16.155	46,9	17,5
HIDRÁULICA	2.266	7,6	3.390	9,8	49,6
OTRAS ENERGÍAS RENOVABLES	9.885	33,1	11.288	32,8	14,2
TOTAL	29.907	100,0	34.461	100,0	15,2

Metodología: A.I.E.
FUENTE: SEE.



GRAFICO 2.5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA 2010



Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica se incrementó un 49,6%, la de energía nuclear un 17,5%, y la de otras energías renovables un 14,2%, debido fundamentalmente, a las generaciones eólica y solar.

Los descensos de la demanda y de la producción interior, han hecho que el grado de autoabastecimiento energético, expresado en Ktep, se sitúe en el 26,1%, como se indica en el cuadro 2.3.3.

En el gráfico 2.6 se indica un diagrama de Sankey del consumo de energía en España, desde la pro-

ducción e importación de energías primarias hasta su transformación y consumos finales.

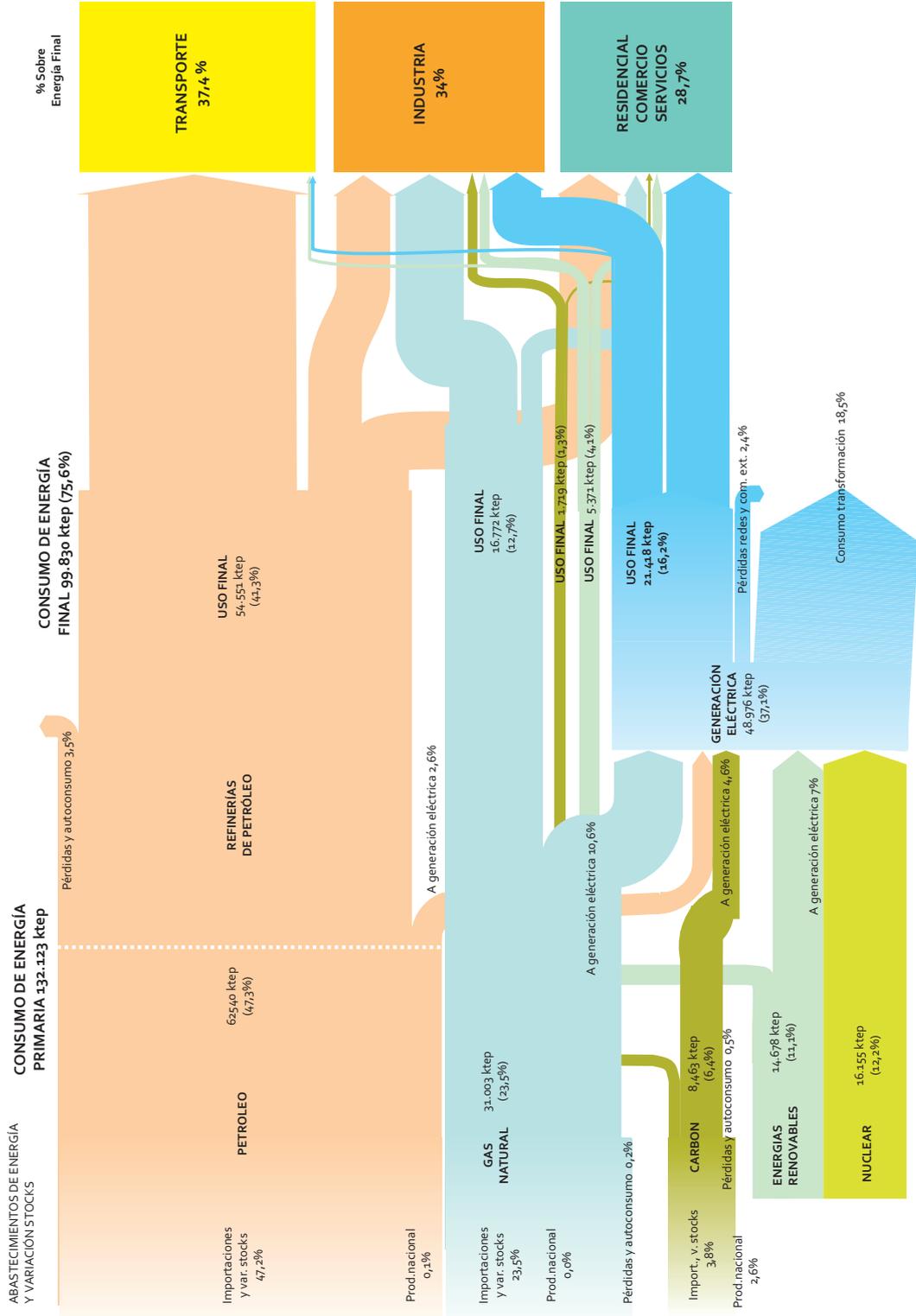
CUADRO 2.3.3. GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO (1)

	2009	2010
CARBÓN	36,8	40,7
PETRÓLEO	0,2	0,2
GAS NATURAL	0,0	0,2
NUCLEAR	100,0	100,0
HIDRÁULICA	100,0	100,0
ENERGÍAS RENOVABLES	100,0	100,0
TOTAL	22,9	26,1

(1): Relación entre producción interior y consumo total de energía. Metodología: A.I.E. FUENTE: SEE.

GRÁFICO 2.6. DIAGRAMA DE SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2010 (METODOLOGÍA AIE)

(Los % del diagrama están referidos al total de Energía Primaria)



FUENTE: SEE.

3. SECTOR ELÉCTRICO

3.1. DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda nacional de energía eléctrica en barras de central (demanda b.c.) en 2010 fue de 277.996 GWh, lo cual supone un incremento del 1,5% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1.1).

En el sistema peninsular, la demanda b.c. fue de 262.799 GWh, un 1,8% superior a la del año anterior, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un aumento del 3,5%, y al Régimen Especial, un aumento del 7,9%. Este último dato corresponde a estimaciones basadas en la nueva potencia entrada en

servicio y a los datos de energía eléctrica cedida a la red por autoprodutores. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda b.c. fue un 2,9% inferior a la del año anterior.

Estas tasas son imputables a la mayor actividad de algunos sectores de la economía, tras el fuerte descenso del año anterior, junto con la mejora de eficiencia del consumo eléctrico y a que las temperaturas extremas han sido ligeramente más severas que en el año anterior.

Partiendo de la demanda en barras de central y una vez deducidas las pérdidas en transporte y

CUADRO 3.1.1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BARRAS DE CENTRAL

SISTEMA	2009 (Gwh)	2010 (Gwh)	2010/09 %
1. PENINSULAR	258.131	262.799	1,8
1.1. Sistema de R.E.E.	251.381	260.221	3,5
– Centrales propias	179.933	178.038	-1,1
– Saldo de I.I. (1)	-8.086	-8.332	
– Adquirida al régimen especial	79.534	90.515	13,8
1.2. Régimen especial	86.284	93.094	7,9
– Vendida a R.E.E.	79.534	90.515	13,8
– Disponible para autoconsumo	6.750	2.579	-61,8
2. EXTRAPENINSULAR	15.642	15.197	-2,9
2.1. Canarias:	9.233	8.912	-3,5
– Régimen ordinario	8.313	8.208	-1,3
– Régimen especial	920	704	-23,5
2.2. Baleares	5.994	5.848	-2,4
– Régimen ordinario	5.759	5.556	-3,5
– Régimen especial	235	292	24,1
2.3. Ceuta y Melilla	415	437	5,2
– Régimen ordinario	410	429	4,6
– Régimen especial	5	8	55,8
3. DEMANDA TOTAL NACIONAL (bc)	273.773	277.996	1,5

(1) Import.-Export.

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

SECTOR ELÉCTRICO

distribución y el consumo del sector energético, se llega a la demanda final de electricidad que aparece desglosada en el Cuadro 3.1.2, donde se pone de manifiesto el descenso de la actividad económica en el año; el consumo industrial se incrementó un 2,6%, el del transporte un 1,4% y el de los sectores doméstico y terciario un 1,9%. Este último aumento se ha debido en parte, a las condiciones climáticas citadas, junto con la mayor actividad del sector terciario de la economía.

CUADRO 3.1.2. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD

	2009 (Gwh)	2010 (Gwh)	2010/09 %
TOTAL NACIONAL	243.830	249.051	2,1
- PENINSULAR	229.672	235.286	2,4
- EXTRAPENINSULAR	14.158	13.765	-2,8
- INDUSTRIA	99.748	102.308	2,6
- TRANSPORTE	5.523	5.602	1,4
- RESTO	138.559	141.141	1,9

Nota: Emisiones de CO₂ sobre consumo final de electricidad: 0,28 Kt CO₂/GWh.
FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía).

En el Cuadro 3.1.3 se recoge la evolución mensual de la demanda en el sistema de REE. En todos los meses aumentó la demanda, excepto en enero, siendo mayor en algunos meses de otoño e invierno.

El comportamiento de la demanda en las distintas zonas que integran el mercado peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.1.4., con aumentos en las zonas catalana, noroeste y centro-levante y descensos en el resto.

El Cuadro 3.1.5 recoge la evolución del Índice de Producción Industrial (IPI), que se incrementó un

CUADRO 3.1.3. DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR EN B.C. (1)

MES	2009	2010	2010/09	
	(Gwh)	(Gwh)	Mensual	Acumu.
Enero	23.597	23.566	-0,1	-0,1
Febrero	20.632	21.783	5,6	2,5
Marzo	20.838	22.735	9,1	4,6
Abril	18.836	19.990	6,1	5,0
Mayo	19.482	20.497	5,2	5,0
Junio	20.377	20.552	0,9	4,3
Julio	22.523	23.223	3,1	4,1
Agosto	21.274	21.453	0,8	3,7
Septiembre	20.616	20.640	0,1	3,3
Octubre	20.303	20.376	0,4	3,0
Noviembre	20.488	21.973	7,2	3,4
Diciembre	22.416	23.432	4,5	3,5
TOTAL	251.381	260.221		3,5

(1) Incluye compras al régimen especial.
FUENTE: Red Eléctrica de España S.A. y CNE.

CUADRO 3.1.4. DEMANDA ELÉCTRICA PENINSULAR EN B.C. POR ZONAS (1)

ZONAS	2009 (Gwh)	2010 (Gwh)	2010/09 %
Catalana	33.786	37.480	10,9
Centro-Levante	54.624	55.205	1,1
Centro-Norte	27.027	25.597	-5,3
Noroeste	21.693	22.163	2,2
Aragonesa	10.061	7.690	-23,6
Andaluza	24.658	21.572	-12,5
TOTAL	197.231	171.884	-12,9

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

1% respecto al del año anterior, debido al crecimiento de todos sus componentes, excepto en bienes de equipo. El consumo eléctrico del sector industrial se ha incrementado a tasas mayores que la producción por lo que la intensidad energética de la industria ha crecido en 2010, debido a la mayor actividad de sectores industriales intensivos en consumo eléctrico.

CUADRO 3.1.5. ÍNDICE DE PRODUCCION INDUSTRIAL (BASE 2005). MEDIA ANUAL (%)

	2009	2010	2010/09
POR RAMAS DE ACTIVIDAD			
Índice general	82,6	83,4	1,0
Industrias extractivas	67,8	70,8	4,4
Industria manufacturera	81,5	82,0	0,6
Producción y distribución de energía eléctrica gas y agua	95,9	98,7	2,9
POR DESTINO ECONÓMICO DE LOS BIENES			
Bienes de consumo	90,8	91,6	0,9
Bienes de equipo	79,9	77,3	-3,3
Bienes intermedios	73,7	75,7	2,7
Energía	94,6	97,0	2,5

FUENTE: INE.

3.2. OFERTA ELÉCTRICA

3.2.1. Explotación del sistema eléctrico nacional

En el cuadro 3.2.1.1 se indica la potencia de generación eléctrica total instalada a 31 de diciembre de 2010, incluyendo autoprodutores, cuya potencia agregada continúa creciendo. Destaca la entrada en servicio en el año de parques eólicos, solares y las nuevas centrales de gas de ciclo combinado.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto nacional, ascendió en 2010 a 300.775 GWh, un 1,5% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.2.1.2, muestra un aumento significativo de la producción con energías renovables, como eólica, solar fotovoltaica y biomasa, junto con la recuperación de la generación hidroeléctrica.

CUADRO 3.2.1.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2010. TOTAL NACIONAL

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
RÉGIMEN ORDINARIO	69.975	67,0	67,9
Hidráulica	17.562	16,8	12,9
– Convencional y mixta	14.815		
– Bombeo puro	2.747		
Nuclear	7.777	7,4	20,6
Carbón	11.890	11,4	8,5
– Hulla y antracita nacional	5.880		
– Lignito negro	1.504		
– Lignito pardo (1)	2.031		
– Carbón importado	2.475		
Fuel oil-Gas oil	5.699	5,5	3,9
Gas natural	27.047	25,9	22,1
– Ciclo combinado	25.235		
RÉGIMEN ESPECIAL	34.504	33,0	32,1
Hidráulica	1.991	1,9	2,3
Eólica	20.203	19,3	14,6
Solar fotovoltaica	3.642	3,5	2,4
Solar termoeléctrica	682	0,7	0,3
Carbón	149	0,1	0,3
Gas natural	5.718	5,5	9,8
Fuel oil-Gas oil	1.141	1,1	1,4
Biomasa y Residuos	979	0,9	1,4
Total nacional	104.479	100,0	100,0

FUENTE: SEE, Red Eléctrica de España y CNE.

(1) Centrales que en diseño consumieron lignito pardo. Desde 2007 consumen otros tipo de carbones.

La producción en centrales nucleares se incrementó un 17,5%, debido a que en el año ha sido mayor la disponibilidad de los grupos, al coincidir en el año anterior, paradas para trabajos planificados en los mismos. La producción con centrales de carbón registró un descenso del 31,5%, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2.1.2. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN CENTRALES (1). TOTAL NACIONAL

	2009		2010		2010/09
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	206.210	69,6	204.248	67,9	-1,0
Hidroeléctrica	23.862	8,1	38.653	12,9	62,0
Nuclear	52.761	17,8	61.991	20,6	17,5
Carbón	37.311	12,6	25.551	8,5	-31,5
– Hulla y antracita nacional	13.355	4,5	6.436	2,1	-51,8
– Lignito negro	3.527	1,2	2.464	0,8	-30,1
– Lignito pardo (2)	7.433	2,5	5.811	1,9	-21,8
– Carbón importado	12.996	4,4	10.840	3,6	-16,6
Fuel oil-Gas oil	11.926	4,0	11.624	3,9	-2,5
Gas natural	80.350	27,1	66.429	22,1	-17,3
– Ciclo combinado	78.279	26,4	64.604	21,5	-17,5
RÉGIMEN ESPECIAL	90.092	30,4	96.527	32,1	7,1
Hidráulica	5.322	1,8	6.793	2,3	27,7
Eólica	37.887	12,8	43.784	14,6	15,6
Solar	6.067	2,0	7.186	2,4	18,4
Carbón	758	0,3	766	0,3	1,0
Gas natural	29.654	10,0	29.555	9,8	-0,3
Fuel oil-Gas oil	6.529	2,2	4.333	1,4	-33,6
Biomasa y Residuos	3.876	1,3	4.111	1,4	6,1
Producción bruta	296.302	100,0	300.775	100,0	1,5
Consumos en generación	10.650		9.989		-6,2
Producción neta	285.653		290.786		1,8
Consumo en bombeo	3.793		4.458		
Saldo de intercambios	-8.086		-8.332		
Demanda (bc)	273.774		277.996		1,5

(1) Centrales denominadas de acuerdo a su combustible principal. Incluyen combustibles de apoyo.

(2) Estas centrales consumieron carbones distintos del lignito pardo.

FUENTE: SEE.

total nacional se redujo hasta el 8,5%. Esto se ha debido al cambio de la estructura de generación, con el fuerte crecimiento de las energías renovables.

La producción en centrales de fuel-oil en el Régimen Ordinario se ha reducido un 2,5%, y sigue

mermando su peso en la estructura de generación. También se ha reducido la generación en centrales de ciclo combinado con gas, 17,5%, a pesar del aumento de potencia indicado. Sin embargo, la cogeneración con gas, que mantiene su actividad en los últimos años se ha incrementado, a pesar del

descenso de actividad de la industria en los dos años anteriores. Destaca el crecimiento de la generación eólica, que ha supuesto el 19,3% del total.

En el cuadro 3.2.1.3 se muestra el balance eléctrico total nacional por fuentes de energía, apreciándose un incremento del Régimen Especial, un 7,1% alcanzando el 32,1% de la generación total, y dentro de éste, destaca la subida de la generación con energías renovables. La generación en Régimen Ordinario cae el 1%, reduciéndose al 67,9% del total y con una menor producción en todos los

tipos de centrales que consumen combustibles fósiles y crecimiento en la hidroeléctrica y nuclear. En conjunto, las energías renovables han aportado el 33,4% de la generación bruta total, frente al 26% del año anterior.

La producción eléctrica neta total nacional fue, en 2010 de 290.786 GWh, con un aumento del 1,8% en relación con dicho valor en 2009. Los consumos en generación han sido inferiores a los del año anterior, debido a la menor participación de las centrales de combustibles fósiles y a la mayor

CUADRO 3.2.1.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTES DE ENERGÍA. TOTAL NACIONAL

	2009		2010		2010/09
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	206.210	69,6	204.248	67,9	-1,0
Hidroeléctrica	23.862	8,1	38.653	12,9	62,0
Nuclear	52.761	17,8	61.991	20,6	17,5
Carbón	36.106	12,2	24.951	8,3	-30,9
– Hulla y antracita nacional	5.774	1,9	947	0,3	-83,6
– Lignito negro	1.733	0,6	1.123	0,4	-35,2
– Carbón importado	28.599	9,7	22.881	7,6	-20,0
Productos petrolíferos	13.546	4,6	12.805	4,3	-5,5
Gas natural	79.935	27,0	65.849	21,9	-17,6
RÉGIMEN ESPECIAL	90.092	30,4	96.527	32,1	7,1
Hidráulica	5.322	1,8	6.793	2,3	27,7
Eólica	37.887	12,8	43.784	14,6	15,6
Solar	6.067	2,0	7.186	2,4	18,4
Carbón	758	0,3	766	0,3	1,0
Gas natural	29.654	10,0	29.555	9,8	-0,3
Fuel oil-Gas oil	6.529	2,2	4.333	1,4	-33,6
Biomasa y Residuos	3.876	1,3	4.111	1,4	6,1
Producción bruta	296.302	100,0	300.775	100,0	1,5

Nota: Emisiones de CO₂ sobre producción bruta en 2010: 0,23 Kt CO₂/GWh.
FUENTE: SEE.

de la generación con energías renovables. Finalmente, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado nacional se incrementó un 1,5% en relación con la de 2009, debido al aumento del saldo exportador de intercambios internacionales y del consumo en bombeo.

El consumo de combustibles para generación eléctrica, en unidades físicas y energéticas, se indica en el Cuadro 3.2.1.4. El consumo de carbón en toneladas se redujo un 31,4% en 2010 y el de productos petrolíferos bajó un 14,5%, mientras el de gas en termias bajó un 11,7%. Debido a esta estructura de generación, con menor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, y a pesar del aumento de la generación total, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, se redujo globalmente un 16,1%.

Para generar la energía eléctrica producida en 2010 ha sido preciso consumir, en los diferentes

tipos de instalaciones de generación eléctrica, 48976 Ktep, un 0,9% menos que el año anterior, como se indica en el Cuadro 3.2.1.5. Esta tasa es distinta de la variación de la producción, debido a los diferentes rendimientos de las distintas fuentes de generación.

Las nuevas líneas de transporte de energía eléctrica y subestaciones que entraron en servicio en 2010 se indican en el Capítulo 11 de este Informe.

3.2.2. Explotación del sistema peninsular

En el Cuadro 3.2.2.1 se detalla la potencia instalada a 31 de diciembre de 2010, en el Sistema Eléctrico Peninsular. Este Sistema está constituido por las centrales integradas en el sistema de Red Eléctrica de España, S.A., así como por un conjunto variado de autoprodutores que se integran en el Régimen Especial.

CUADRO 3.2.1.4. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL NACIONAL

	2009	2010	2010/09	2009	2010	2010/09
	Miles de toneladas (1)			Miles de tep.		
			%			%
Carbón	16.134	11.074	-31,4	8.352	5.906	-29,3
- Hulla+antracita nacional	3.464	1.282	-63,0	1.544	534	-65,4
- Carbón importado	11.255	8.890	-21,0	6.396	5.101	-20,2
- Lignito negro	1.415	902	-36,2	412	271	-34,4
Productos petrolíferos	4.028	3.443	-14,5	3.894	3.358	-13,8
Gas natural	176.403	155.694	-11,7	15.876	14.013	-11,7
Gas siderúrgico	2.290	2.252	-1,6	229	225	-1,7
Biomasa y Residuos	5.921	6.393	8,0	1.241	1.321	6,5
Total				29.592	24.823	-16,1

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

CUADRO 3.2.1.5. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL NACIONAL

	2009		2010		2010/09
	Ktep	Estructura %	Ktep	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.266	4,6	3.390	6,9	49,6
Nuclear	13.750	27,8	16.155	33,0	17,5
Carbón	8.581	17,4	6.131	12,5	-28,6
– Nacional	1.956	4,0	804	1,6	-58,9
– Importado	6.625	13,4	5.326	10,9	-19,6
Petróleo	3.894	7,9	3.358	6,9	-13,8
Gas natural	15.876	32,1	14.013	28,6	-11,7
Eólica	3.258	6,6	3.765	7,7	15,6
Solar	555	1,1	843	1,7	51,8
Biomasa y Residuos	1.241	2,5	1.321	2,7	6,5
Total	49.421	100,0	48.976	100,0	-0,9

FUENTE: SEE.

CUADRO 3.2.2.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2010.TOTAL PENINSULAR

	Potencia Mw	Estructura %	Participación en generación %
RÉGIMEN ORDINARIO	64.813	65,6	66,5
Hidráulica	17.561	17,8	13,6
– Convencional y mixta	14.814		
– Bombeo puro	2.747		
Nuclear	7.777	7,9	21,8
Carbón	11.380	11,5	7,8
– Hulla y antracita nacional	5.880		
– Lignito negro	1.504		
– Lignito pardo (1)	2.031		
– Carbón importado	1.965		
Fuel oil-Gas oil	1.048	1,1	0,0
Gas natural	27.047	27,4	23,3
– Ciclo combinado	25.235		
RÉGIMEN ESPECIAL	34.046	34,4	33,5
Hidráulica	1.991	2,0	2,4
Eólica	20.057	20,3	15,3
Solar fotovoltaica	3.458	3,5	2,4
Solar termoeléctrica	682		
Carbón	149	0,2	0,3
Gas natural	5.718	5,8	10,4
Fuel oil-Gas oil	1.049	1,1	1,4
Biomasa y Residuos	943	1,0	1,4
Total nacional	98.859	100,0	100,0

(1) Centrales que en diseño consumieron lignito pardo. Desde 2007 consumen otros tipos de carbones.
Fuente: SEE, Red Eléctrica de España y CNE.

SECTOR ELÉCTRICO

La producción de energía eléctrica, en bornes de generador, en el Sistema Peninsular, ascendió en 2010 a 284.627 GWh, un 1,8% superior a la producción de 2009.

Los consumos en generación fueron inferiores a los del año anterior, pues hubo una menor generación con carbón y otras energías fósiles y se incrementó la producción con energías renovables. La

producción eléctrica neta aumentó un 2,1%, alcanzando 275.589 GWh, en barras de central.

El consumo por bombeo fue superior al del año anterior, mientras el saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica continúa siendo exportador, con aumento en el año. En consecuencia, la energía eléctrica, en barras de central, disponible para el mercado, aumentó un 1,8%. En

CUADRO 3.2.2.2. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA SEGÚN CENTRALES (1). TOTAL PENINSULAR

	2009		2010		2010/09
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	190.846	68,2	189.169	66,5	-0,9
Hidroeléctrica	23.862	8,5	38.653	13,6	62,0
Nuclear	52.761	18,9	61.991	21,8	17,5
Carbón	33.861	12,1	22.096	7,8	-34,7
– Hulla y antracita nacional	13.355	4,8	6.436	2,3	-51,8
– Lignito negro	3.527	1,3	2.464	0,9	-30,1
– Lignito pardo (2)	7.433	2,7	5.811	2,0	-21,8
– Carbón importado	9.546	3,4	7.385	2,6	-22,6
Fuel oil-Gas oil	12	0,0	0	0,0	-100,0
Gas natural	80.350	28,7	66.429	23,3	-17,3
– Ciclo combinado	78.279	28,0	64.604	22,7	-17,5
RÉGIMEN ESPECIAL	88.862	31,8	95.458	33,5	7,4
Hidráulica	5.322	1,9	6.793	2,4	27,7
Eólica	37.376	13,4	43.459	15,3	16,3
Solar	5.834	2,1	6.907	2,4	18,4
Carbón	758	0,3	766	0,3	1,0
Gas natural	29.654	10,6	29.555	10,4	-0,3
Fuel oil-Gas oil	6.125	2,2	3.977	1,4	-35,1
Biomasa y Residuos	3.795	1,4	4.001	1,4	5,4
Producción bruta	279.708	100,0	284.627	100,0	1,8
Consumos en generación	9.695		9.038		-6,8
Producción neta	270.013		275.589		2,1
Consumo en bombeo	3.793		4.458		
Saldo de intercambios	-8.086		-8.332		
Demanda (bc)	258.134		262.799		1,8

(1) Centrales denominadas de acuerdo a su combustible principal. Incluyen combustibles de apoyo.

(2) Estas centrales consumieron carbones distintos del lignito pardo.

FUENTE: SEE.

el Cuadro 3.2.2.2 se muestra el balance eléctrico del Sistema Peninsular, según centrales, de los dos últimos años.

La estructura de generación muestra, de forma similar a como se ha señalado para el conjunto total nacional, que se produjo un aumento de la producción con energías renovables, mientras bajó con energías fósiles. La generación del Régimen Ordinario bajó un 0,9%, mientras la del Régimen Espe-

cial aumentó un 7,4%. La producción en centrales de fuel-oil del Régimen Ordinario ha sido nula. Los productos petrolíferos se siguen consumiendo en la generación peninsular como combustible de apoyo a otras centrales, especialmente las de carbón.

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

CUADRO 3.2.2.3. BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR FUENTES DE ENERGÍA. TOTAL PENINSULAR

	2009		2010		2010/09
	Gwh	Estructura %	Gwh	Estructura %	%
RÉGIMEN ORDINARIO	190.846	68,2	189.169	66,5	-0,9
Hidroeléctrica	23.862	8,5	38.653	13,6	62,0
Nuclear	52.761	18,9	61.991	21,8	17,5
Carbón	32.509	11,6	21.596	7,6	-33,6
-Hulla y antracita nacional	5.774	2,1	947	0,3	-83,6
-Lignito negro	1.733	0,6	1.123	0,4	-35,2
-Carbón importado	25.002	8,9	19.526	6,9	-21,9
Fuel oil-Gas oil	1.779	0,6	1.080	0,4	-39,3
Gas natural	79.935	28,6	65.849	23,1	-17,6
Régimen especial	88.862	31,8	95.458	33,5	7,4
Hidráulica	5.322	1,9	6.793	2,4	27,7
Eólica	37.376	13,4	43.459	15,3	16,3
Solar	5.834	2,1	6.907	2,4	18,4
Carbón	758	0,3	766	0,3	1,0
Gas natural	29.654	10,6	29.555	10,4	-0,3
Fuel oil-Gas oil	6.125	2,2	3.977	1,4	-35,1
Biomasa y Residuos	3.795	1,4	4.001	1,4	5,4
Producción bruta	279.707	100,0	284.627	100,0	1,8

FUENTE: SEE.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2.2.4. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL PENINSULAR

	Miles de toneladas (1)		% 2010/09	Miles de tep.		% 2010/09
	2009	2010		2009	2010	
Carbón	14.818	9.753	-34,2	7.548	5.101	-32,4
- Hulla+antracita nacional	3.464	1.282	-63,0	1.544	534	-65,4
- Carbón importado	9.940	7.569	-23,9	5.593	4.296	-23,2
- Lignito negro	1.415	902	-36,2	412	271	-34,4
Productos petrolíferos	1.259	910	-27,7	1.150	844	-26,6
Gas natural	176.403	155.694	-11,7	15.876	14.013	-11,7
Gas siderúrgico	2.290	2.252	-1,6	229	225	-1,7
Biomasa y Residuos	5.803	6.234	7,4	1.218	1.291	6,0
Total				26.022	21.473	-17,5

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

CUADRO 3.2.2.5. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD. TOTAL PENINSULAR

	2009		2010		2010/09
	Ktep	Estructura %	Ktep	Estructura %	%
Hidroeléctrica	2.266	4,9	3.390	7,4	49,6
Nuclear	13.750	30,0	16.155	35,4	17,5
Carbón	7.777	17,0	5.326	11,7	-31,5
- Nacional	1.956	4,3	804	1,8	-58,9
- Importado	5.822	12,7	4.521	9,9	-22,3
Petróleo	1.150	2,5	844	1,9	-26,6
Gas natural	15.876	34,7	14.013	30,7	-11,7
Eólica	3.214	7,0	3.738	8,2	16,3
Solar	535	1,2	819	1,8	53,0
Biomasa y Residuos	1.218	2,7	1.291	2,8	6,0
Total	45.787	91,8	45.574	90,0	-0,5

FUENTE: SEE.

Energía Hidroeléctrica

En el Cuadro 3.2.2.6 se muestra la energía hidroeléctrica producible por meses, observándose que ésta fue en 2010 superior a la de 2009 en todos los

meses excepto en diciembre y siempre por encima de la media histórica en el acumulado.

La gestión de reservas, conjuntamente con la evolución, antes indicada, del producible hidráulico,

CUADRO 3.2.2.6. ÍNDICE DE ENERGÍA HIDROELÉCTRICA PRODUCIBLE

	2009		2010	
	Mensual	Acumulado	Mensual	Acumulado
Enero	0,70	0,70	1,61	1,61
febrero	0,91	0,81	1,24	1,42
Marzo	0,76	0,79	1,72	1,51
Abril	0,63	0,76	1,28	1,46
Mayo	0,72	0,75	1,05	1,39
Junio	0,55	0,73	1,19	1,37
Julio	0,63	0,72	1,18	1,36
Agosto	0,81	0,73	1,14	1,36
Septiembre	0,61	0,72	0,92	1,35
Octubre	0,47	0,71	0,70	1,30
Noviembre	0,90	0,72	1,16	1,29
Diciembre	1,34	0,79	1,28	1,29

FUENTE: Red Eléctrica de España.

dio como resultado una producción hidroeléctrica total en bornes de generador en el sistema peninsular de 38653 GWh, en el Régimen Ordinario, un 62% superior a la del año 2009 y de 6793 GWh en el Régimen Especial, superior en un 27,7% a la del año anterior.

Carbón

La producción eléctrica, en bornes de generador, en centrales de carbón del Régimen Ordinario del Sistema Peninsular fue, en 2010, de 22.096 GWh, siendo la participación en la producción total del 7,8%, peso que ha disminuido respecto al año anterior, debido al cambio en la estructura de generación. Estas centrales utilizan una cantidad

significativa de productos petrolíferos como combustible complementario.

El consumo de carbón alcanzó 9.753 Kt, inferior en un 34,2% al del año anterior, destacando, en toneladas, el descenso del 63% en hulla y antracita nacional y el descenso del 36,2% en lignito negro, junto con el descenso del 23,9% en carbón importado como se indica en el Cuadro 3.2.2.4.

Las existencias de carbón en los parques de las centrales térmicas del Sistema Peninsular, a 31 de diciembre de 2010 (Cuadro 3.2.2.7), ascendían a 11.508 Kt, debido al bajo consumo en generación eléctrica indicado, aunque es un 9,6% inferior a las existencias al 31 de diciembre de 2009.



CUADRO 3.2.2.7. EXISTENCIAS DE CARBÓN EN LAS CENTRALES TÉRMICAS PENINSULARES

	Existenc. en miles de toneladas a:		Variación	
	31-12-2009	31-12-2010	Miles de t.	%
Antracita	1.872	1.936	64	3,4
Hulla nacional.	5.443	4.927	-516	-9,5
Hulla importada	2.924	1.811	-1.113	-38,1
Lignito negro	2.488	2.833	345	13,9
Total	12.727	11.508	-1.219	-9,6

Fuente: Red Eléctrica de España.

Fuel-oil y gas natural

En 2010, en el Régimen Ordinario peninsular, se produjeron 66.429 GWh en centrales de gas natural, con descenso del 17,3% y alcanzando el 23,3% de la generación bruta peninsular. No hubo generación en centrales de fuel-oil.

El consumo de productos petrolíferos en generación de dicho Régimen ascendió, en 2010, a 910 Kt, un 27,7% inferior al de 2009, utilizado como combustible auxiliar en centrales de carbón. El de gas natural fue de 155.694 millones de termias PCS, un 11,7% inferior al valor del año anterior.

Otras energías renovables

Este apartado ha registrado en el año un fuerte crecimiento respecto al del año anterior, destacando la producción eólica, 43.459 GWh, un 16,3% superior a la del año anterior, debido a la entrada en servicio de nueva potencia. En biomasa y residuos, el producción fue 4.001 GWh, un 5,4% superior a la del año anterior. Este año también ha registrado un crecimiento de la generación solar, que ha alcanzado 6.907 GWh, con aumento del 18,4%.

En conjunto, las energías renovables han aportado el 35,1% de la generación bruta peninsular, frente al 27,2% del año anterior.

Nuclear

En el Capítulo 4 del presente Informe se efectúa un análisis detallado tanto de la explotación de las centrales nucleares en 2010 como del resto de las actividades relacionadas con la generación eléctrica de origen nuclear.

3.2.3. Explotación del sistema extrapeninsular

El Cuadro 3.2.3.1 muestra la potencia instalada en el parque de generación eléctrica extrapeninsular, a 31 de diciembre de 2010.

La producción eléctrica, en bornes de generador, en el conjunto de los sistemas extrapeninsulares, en 2010, fue de 16148 GWh, lo que representa un descenso del 2,7% en relación con 2009.

CUADRO 3.2.3.1. POTENCIA INSTALADA A 31-12-2010. EXTRAPENINSULAR

	Baleares Mw	Canarias Mw	Ceuta Mw	Melilla Mw	Total Mw
RÉGIMEN ORDINARIO	2.262	2.717	99	85	5.163
Hidráulica	0	1	0	0	1
Térmica	2.262	2.716	99	85	5.162
-Carbón	510	0	0	0	510
-Fuel oil-Gas oil	1752	2.716	99	85	4.652
RÉGIMEN ESPECIAL	105	336	0	2	443
Fuel oil-Gas oil	8	68	0	0	76
Eólica	4	143	0	0	146
R.S.U.	34	0	0	2	36
Solar fotovoltaica	59	125	0	0	184
Total	2.367	3.052	99	87	5.605

FUENTE: SEE y Red Eléctrica de España.

Los consumos en generación se incrementaron un 1,8%, por lo que la producción neta, o energía eléctrica disponible en barras de central, ha sido, en 2010, de 15210 GWh, un 3% inferior al valor del año 2009.

En el Cuadro 3.2.3.2 se muestra el balance eléctrico extrapeninsular, por centrales, de los dos últimos años. La demanda se sigue cubriendo, mayoritariamente, por la producción de las centrales

CUADRO 3.2.3.2. BALANCE ELÉCTRICO EXTRAPENINSULAR SEGÚN CENTRALES (GWh)

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2010/09 %
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	
RÉGIMEN ORDINARIO	6.132	5.927	8.790	8.695	442	458	15.364	15.079	-1,9
Hidráulica	0	0	0	0	0	0	0	0	
Térmica	6.132	5.927	8.790	8.695	442	458	15.364	15.079	-1,9
-Carbón	3.450	3.455	0	0	0	0	3.450	3455	0,2
-Fuel oil-Gas oil	2.682	2.471	8.790	8.695	442	458	11.914	11.624	-2,4
RÉGIMEN ESPECIAL	252	314	973	746	6	10	1.231	1.069	-13,2
Productos petrolíferos	94	117	311	239	0	0	405	356	-12,0
Eólica	5	7	507	318	0	0	511	324	-36,6
R.S.U.	75	100	0	0	6	10	81	110	34,8
Solar fotovoltaica	78	89	156	189	0	0	233	279	
Producción bruta	6.384	6.240	9.763	9.441	448	467	16.594	16.148	-2,7
Consumos en generación	389	399	498	503	33	36	921	938	1,8
Demanda (bc)	5.994	5.841	9.264	8.937	415	432	15.673	15.210	-3,0

FUENTE: SEE.

que emplean productos petrolíferos. El resto, salvo una muy pequeña aportación hidroeléctrica, se completa con la producción con carbón en la central de Alcudia (Baleares) y unidades que emplean energías renovables.

El cuadro 3.2.3.3 muestra el balance eléctrico extra-peninsular según combustibles y el consumo de éstos.

3.3. EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

3.3.1. Regulación de las tarifas

El Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, tuvo como objetivo abordar con carác-

ter urgente la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, dadas las circunstancias que habían modificado las condiciones en las que se aprobó el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptaron determinadas medidas en el sector energético, se aprobó el bono social, y se establecieron límites para acotar el incremento del déficit tarifario, esto es, la diferencia entre los ingresos procedentes de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y los costes de las actividades reguladas del sector eléctrico que deben cubrir.

El capítulo V, en el ámbito del sector energético, incluye medidas que tienen como objetivo crear las condiciones para impulsar nuevas actividades, muy relevantes para la modernización del sector, como son las empresas de servicios energéticos y el vehículo eléctrico, que destacan por su papel

CUADRO 3.2.3.3. CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y DE ENERGÍA PRIMARIA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA. TOTAL EXTRAPENINSULAR

	Baleares		Canarias		Ceuta y Melilla		Total		2010/09
	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	%
Consumo de combustibles (Miles de toneladas)									
Carbón	1.316	1.221	0	0	0	0	1.316	1.221	-7,2
Prod. Petrolíferos	655	602	2.026	2.027	87	94	2.769	2.722	-1,7
R.S.U.	109	145	0	0	9	14	118	159	34,6
Total	2.080	1.969	2.026	2.027	96	108	4.203	4.103	-2,4
Consumo de energía primaria (Miles de tep.)									
Carbón	803	805	0	0	0	0	803	805	0,2
Prod. Petrolíferos	661	604	2.000	1.820	84	90	2.744	2.514	-8,4
R.S.U.	21	28	0	0	2	3	22	30	34,8
Eólica	0	1	44	27	0	0	44	28	-36,6
Solar	7	8	13	16	0	0	20	24	
Total	1.492	1.445	2.057	1.863	86	93	3.634	3.401	-6,4

FUENTE: SEE.



dinamizador de la demanda interna y, en definitiva, de la recuperación económica. Asimismo, se introducen medidas para facilitar el proceso de titulización del déficit de tarifa eléctrico.

Posteriormente, el *Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico*, se inscribe dentro de la política del Gobierno de racionalizar y contener los costes regulados del sistema eléctrico, búsqueda de nuevas fuentes de ingresos y protección de los consumidores más vulnerables y se suma a anteriores actuaciones legislativas.

El objetivo de dicho Real Decreto-ley, era abordar, con carácter urgente, la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico y establecer, con carácter urgente, los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010.

Además, para preservar el impacto futuro de esta medida sobre los consumidores, se amplió el bono social establecido en dicho Real Decreto-ley con efectos 1 de enero de 2014. Asimismo, se elevaron los límites máximos de déficit que se establecieron en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, para los años 2011 y 2012.

El *Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero*, tuvo como objeto desarrollar los preceptos de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, con el fin de adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos contemplados en La Ley 25/2009 de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, que incorporó

parcialmente al derecho español la Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior.

Los principales cambios se refieren a la eliminación del régimen de autorización y la inscripción en el registro que existían para la realización de la actividad de comercialización y los consumidores directos en mercado. Así, se contempla como novedad en ambos casos la comunicación de inicio de actividad, que deberá acompañarse de la declaración responsable por parte de los interesados de que cumplen los requisitos establecidos para ambos sujetos de mercado, comercializador y consumidor directo en mercado, para adquirir dicha condición.

Asimismo, cabe destacar la aprobación del *Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro* y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

Posteriormente, en línea con las consideraciones de la Comisión Europea, esta disposición fue modificada en el propio año 2010 por el *Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre*, por el que se modifica el *Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero*, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones de garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre.

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en esta disposición, queda definido como un nuevo servicio

de ajuste del sistema que aplicará hasta el año 2014, con objeto de cumplir con los niveles de consumo de carbón nacional establecidos en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012. Este Real Decreto ha comenzado a aplicarse en febrero de 2011.

Normativa sobre peajes y precios aplicables en 2010

En 2010, ha sido publicada la siguiente normativa en relación con las tarifas:

- Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial.
- Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2010 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial.
- Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

En esta norma se determina que la revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución se realizará anualmente de manera general.

Asimismo, se podrá revisar con una periodicidad máxima trimestral en caso de:

- Desfases temporales por desajustes en las liquidaciones de las actividades reguladas.

- Cambios regulatorios que afecten a los costes regulados que se integren en los peajes de acceso.
- Circunstancias especiales que afecten a los costes regulados o a los parámetros utilizados para su cálculo.

- Resolución de 29 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer semestre de 2010.
- Resolución de 28 de junio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el tercer trimestre de 2010.
- Resolución de 29 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el cuarto trimestre de 2010.

3.3.2. Evolución de las Tarifas Eléctricas

Actualización de los peajes de acceso y tarifas de último recurso en 2010

Evolución en España

A partir del 1 de enero de 2010

Se incrementan los precios básicos de los términos de potencia y energía de todas las tarifas de



acceso a las redes de transporte y distribución definidas en el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y en la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio de 2009, por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica, de los consumidores finales de la siguiente forma:

TARIFA	%
Baja Tensión	11,94
2.0 A (Pc ≤ 10 kWh)	8,98
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kWh)	9,54
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kWh)	22,00
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kWh)	22,00
3.0 A (Pc > 15 kWh)	17,65
Alta Tensión	22,09
3.1 A (1 kV a 36 kV)	18,24
6.1 (1 kV a 36 kV)	26,75
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	25,01
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	24,06
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,00
6.5 (CI)	0,00
Total	14,45

En relación con la tarifa de último recurso, en enero 2010, ésta subió un 2,41%.

A partir del 1 de julio de 2010

Se reducen los precios de los peajes de acceso aplicables a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, es decir, suministros con

derecho al suministro de último recurso que se aplicarán a partir de 1 de julio de 2010, un 3,2 %. La reducción se aplica íntegramente en el término de energía. Con esta modificación, la tarifa de último recurso se incrementó un 0,06% en julio.

Posteriormente, en octubre de 2010, la tarifa de último recurso aumentó un 4,84%.

Comparación con otros países

Para la comparación de precios de energía eléctrica con otros países, se han utilizado los datos de los diferentes países de Europa, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales.

Estos datos son los obtenidos con la metodología aplicable a la recopilación de datos sobre precios desde el 1 de enero de 2008, a raíz de la Directiva 2008/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2008, relativa a un procedimiento comunitario que garantice la transparencia de los precios aplicables a los consumidores industriales finales de gas y de electricidad, que contiene el texto refundido de la anterior Directiva 90/377/CEE y sus sucesivas modificaciones.

En los cuadros 3.3.1 a 3.3.4 se detallan estos precios incluyendo todos los impuestos excepto el IVA. Como se puede observar:

- En consumidores tipo doméstico: todos los precios en España para los consumidores domésticos se encuentran por encima de la media comunitaria excepto los consumidores tipo De.

SECTOR ELÉCTRICO



**CUADRO 3.3.1. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMESTICOS.
PRECIOS EN Euro /kWh, SIN IVA (1.º SEMESTRE 2010)**

PAÍSES	CONSUMIDORES TIPO				
	DA <1.000 kWh	DB: 1.000 a 2.500 kWh	DC: 2.500 a 5.000 kWh	DD: 5.000 a 15.000 kWh	DE: >15.000 kWh
BELGICA	0,225	0,194	0,167	0,145	0,133
BULGARIA	0,069	0,068	0,068	0,068	0,067
REP. CHECA	0,238	0,177	0,112	0,093	0,080
DINAMARCA	0,238	0,238	0,214	0,186	0,186
ALEMANIA	0,308	0,220	0,200	0,188	0,183
ESTONIA	0,083	0,082	0,081	0,078	0,070
IRLANDA	0,356	0,186	0,159	0,142	0,123
GRECIA	0,107	0,094	0,108	0,125	0,153
ESPAÑA	0,334	0,171	0,149	0,134	0,123
FRANCIA	0,123	0,123	0,108	0,095	0,091
ITALIA	0,258	0,148	0,179	0,227	0,257
CHIPRE	0,185	0,161	0,162	0,157	0,139
LETONIA	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
LITUANIA	0,100	0,098	0,096	0,091	0,086
LUXEMBURGO	0,232	0,180	0,163	0,152	0,137
HUNGRIA	:	:	:	:	:
MALTA	:	:	:	:	:
HOLANDA	:	0,083	0,143	0,177	0,146
AUSTRIA	0,221	0,181	0,164	0,149	0,137
POLONIA	0,142	0,118	0,110	0,101	0,102
PORTUGAL	0,322	0,171	0,150	0,137	0,130
RUMANIA	0,086	0,086	0,086	0,084	0,081
ESLOVENIA	0,218	0,139	0,117	0,106	0,101
ESLOVAQUIA	0,189	0,144	0,128	0,114	0,097
FINLANDIA	0,205	0,138	0,109	0,096	0,080
SUECIA	0,276	0,159	0,147	0,128	0,117
REINO UNIDO	0,140	0,141	0,132	0,118	0,107
CROACIA	0,366	0,236	0,162	0,122	0,110
TURQUÍA	0,155	0,092	0,094	0,090	0,086
NORUEGA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Media (UE27)	0,198	0,150	0,134	0,127	0,121
ESPAÑA-MEDIA	0,136	0,021	0,015	0,006	0,003
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	68,63	13,82	11,37	4,94	2,20

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.3.2. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMESTICOS.
PRECIOS EN Euro /kWh, SIN IVA (2.º SEMESTRE 2010)

PAÍSES	CONSUMIDORES TIPO				
	DA <1.000 kWh	DB: 1.000 a 2.500 kWh	DC: 2.500 a 5.000 kWh	DD: 5.000 a 15.000 kWh	DE: >15.000 kWh
BELGICA	0,236	0,181	0,163	0,146	0,125
BULGARIA	0,070	0,069	0,069	0,069	0,070
REP. CHECA	0,246	0,183	0,116	0,096	0,083
DINAMARCA	0,241	0,241	0,217	0,188	0,188
ALEMANIA	0,313	0,227	0,205	0,193	0,186
ESTONIA	0,086	0,085	0,084	0,082	0,076
IRLANDA	0,386	0,193	0,165	0,148	0,126
GRECIA	0,106	0,095	0,109	0,126	0,159
ESPAÑA	0,308	0,177	0,157	0,143	0,131
FRANCIA	0,207	0,128	0,110	0,098	0,095
ITALIA	0,251	0,147	0,175	0,220	0,253
CHIPRE	0,194	0,175	0,176	0,175	0,177
LETONIA	0,095	0,095	0,095	0,095	0,095
LITUANIA	0,104	0,102	0,101	0,098	0,093
LUXEMBURGO	0,234	0,182	0,165	0,154	0,138
HUNGRIA	:	:	:	:	:
MALTA	0,371	0,190	0,162	0,171	0,314
HOLANDA	:	0,083	0,143	0,176	0,145
AUSTRIA	0,214	0,176	0,161	0,146	0,122
POLONIA	0,146	0,122	0,113	0,109	0,107
PORTUGAL	0,318	0,177	0,157	0,143	0,131
RUMANIA	0,083	0,085	0,084	0,083	0,079
ESLOVENIA	0,217	0,142	0,119	0,109	0,103
ESLOVAQUIA	0,200	0,155	0,138	0,123	0,104
FINLANDIA	0,210	0,142	0,111	0,097	0,081
SUECIA	0,266	0,169	0,156	0,137	0,124
REINO UNIDO	0,150	0,150	0,138	0,125	0,115
CROACIA	0,357	0,226	0,153	0,112	0,100
TURQUÍA	0,149	0,092	0,094	0,090	0,087
NORUEGA	0,116	0,116	0,116	0,116	0,116
Media (UE27)	0,210	0,149	0,138	0,133	0,131
ESPAÑA-MEDIA	0,097	0,028	0,019	0,011	-0,001
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	46,37	18,71	13,64	8,03	-0,53

FUENTE: Eurostat.

SECTOR ELÉCTRICO



CUADRO 3.3.3. PRECIOS CONSUMIDORES TIPO INDUSTRIALES.
PRECIOS EN Euro /kWh, CON TASAS, 1.º SEMESTRE 2010

PAÍS	CONSUMIDORES TIPO						
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
	< 20 MWh	>20 <500 MWh	>500 <2.000 MWh	>2.000 <20.000 MWh	>20.000 <70.000 MWh	>70.000 <150.000 MWh	>150.000 MWh
BELGICA	0,193	0,156	0,127	0,114	0,097	0,087	:
BULGARIA	0,094	0,085	0,078	0,069	0,064	0,056	0,056
REP. CHECA	0,206	0,162	0,124	0,113	0,109	0,108	:
DINAMARCA	0,232	0,198	0,191	0,190	0,182	0,181	:
ALEMANIA	0,248	0,175	0,151	0,135	0,121	0,113	:
ESTONIA	0,099	0,090	0,083	0,080	0,071	0,054	:
IRLANDA	0,178	0,155	0,126	0,093	0,082	0,064	:
GRECIA	0,170	0,129	0,104	0,090	0,082	0,071	0,067
ESPAÑA	0,210	0,162	0,135	0,108	0,088	0,078	0,059
FRANCIA	0,129	0,113	0,089	0,084	0,088	0,076	:
ITALIA	0,274	0,185	0,160	0,136	0,125	0,103	0,100
CHIPRE	0,203	0,200	0,173	0,161	0,149	0,150	:
LETONIA	0,139	0,116	0,108	0,100	0,098	0,088	:
LITUANIA	0,146	0,133	0,121	0,111	0,105	:	:
LUXEMBURGO	0,180	0,122	0,108	0,083	0,071	:	:
HUNGRIA	:	:	:	:	:	:	:
MALTA	:	:	:	:	:	:	:
HOLANDA	0,218	0,166	0,123	0,111	0,098	0,099	0,089
AUSTRIA	:	:	:	:	:	:	:
POLONIA	0,184	0,143	0,119	0,104	0,097	0,095	0,100
PORTUGAL	0,172	0,124	0,098	0,084	0,071	0,054	:
RUMANIA	0,128	0,122	0,102	0,086	0,078	0,071	:
ESLOVENIA	0,172	0,142	0,120	0,103	0,085	0,093	:
ESLOVAQUIA	0,229	0,173	0,140	0,126	0,117	0,112	0,109
FINLANDIA	0,105	0,097	0,085	0,083	0,076	0,074	:
SUECIA	0,167	0,113	0,101	0,090	0,087	0,081	:
REINO UNIDO	0,166	0,137	0,116	0,103	0,098	0,095	0,098
NORUEGA	0,148	0,133	0,129	0,111	0,102	0,075	:
CROACIA	0,142	0,130	0,116	0,098	0,081	0,075	:
TURQUÍA	0,112	0,111	0,105	0,097	0,088	0,085	0,085
Media (UE27)	0,177	0,141	0,120	0,106	0,097	0,091	0,085
ESPAÑA-MEDIA	0,033	0,020	0,015	0,001	-0,009	-0,013	-0,025
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	18,82	14,21	12,78	1,10	-9,53	-13,83	-29,82

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.3.4. PRECIOS CONSUMIDORES TIPO INDUSTRIALES.
PRECIOS EN Euro /kWh, CONTASAS, 2.º SEMESTRE 2010

PAÍS	CONSUMIDORES TIPO						
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
	< 20 MWh	>20 <500 MWh	>500 <2.000 MWh	>2.000 <20.000 MWh	>20.000 <70.000 MWh	>70.000 <150.000 MWh	>150.000 MWh
BELGICA	0,164	0,131	0,105	0,094	0,080	0,075	:
BULGARIA	0,079	0,071	0,066	0,060	0,052	0,101	0,051
REP. CHECA	0,178	0,139	0,108	0,097	0,093	0,093	:
DINAMARCA	0,188	0,103	0,096	0,095	0,087	0,086	:
ALEMANIA	0,198	0,139	0,119	0,106	0,096	0,090	:
ESTONIA	0,086	0,078	0,073	0,072	0,066	0,059	:
IRLANDA	0,175	0,136	0,113	0,087	0,080	:	:
GRECIA	0,163	0,124	0,103	0,090	0,080	0,074	0,067
ESPAÑA	0,187	0,138	0,109	0,090	0,076	0,067	0,051
FRANCIA	0,125	0,087	0,069	0,063	0,062	0,056	:
ITALIA	0,253	0,149	0,139	0,125	0,112	0,103	0,105
CHIPRE	0,189	0,185	0,173	0,162	0,149	0,148	:
LETONIA	0,116	0,096	0,091	0,085	0,083	0,077	:
LITUANIA	0,122	0,112	0,105	0,102	0,088	:	:
LUXEMBURGO	0,174	0,116	0,102	0,080	0,068	:	:
HUNGRIA	:	:	:	:	:	:	:
MALTA	0,290	0,200	0,180	0,160	0,150	:	:
HOLANDA	0,181	0,137	0,103	0,093	0,083	0,084	0,077
AUSTRIA	:	:	:	:	:	:	:
POLONIA	0,163	0,119	0,099	0,086	0,081	0,077	0,082
PORTUGAL	0,167	0,120	0,092	0,081	0,069	0,059	:
RUMANIA	0,106	0,098	0,081	0,069	0,062	0,056	:
ESLOVENIA	0,148	0,119	0,101	0,087	0,075	0,075	:
ESLOVAQUIA	0,198	0,147	0,120	0,109	0,097	0,095	0,075
FINLANDIA	0,087	0,080	0,068	0,067	0,059	0,057	:
SUECIA	0,148	0,094	0,084	0,074	0,070	0,066	:
REINO UNIDO	0,146	0,119	0,100	0,089	0,079	0,079	0,078
NORUEGA	0,106	0,095	0,094	0,079	0,071	0,047	:
CROACIA	0,116	0,104	0,090	0,078	0,068	0,054	0,058
TURQUÍA	0,096	0,096	0,092	0,084	0,076	0,073	0,074
Media (UE27)	0,161	0,121	0,104	0,093	0,084	0,080	0,073
ESPAÑA-MEDIA	0,026	0,017	0,005	-0,003	-0,007	-0,013	-0,022
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	16,25	13,84	5,16	-3,29	-8,86	-15,95	-30,37

FUENTE: Eurostat.

- En consumidores tipo industrial: Los precios en España para los consumidores industriales, se encuentran por debajo de la media comunitaria o por encima dependiendo del tipo de consumidor.

Otros aspectos de interés en relación con la normativa de peajes de acceso

A partir del 1 de enero de 2010

En la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

– Costes de transporte

Se parte de los datos aportados por la Comisión Nacional de Energía en su informe inicial de solicitud de datos de 23 de octubre de 2009, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, y en el Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

RETRIBUCIÓN TRANSPORTE	(miles de Euros)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.180.832
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	21
Unión Fenosa Distribución, S.A.	48.810
Endesa, S.A. (Peninsular)	28.895
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	7.317
TOTAL PENINSULAR	1.265.875
Endesa, S.A. (Extrapeninsular)	131.229
TOTAL EXTRAPENINSULAR	131.229
TOTAL TRANSPORTE	1.397.104

– Costes de distribución y costes de gestión comercial

Para la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, se han utilizado las premisas, criterios y valores aportados por la Comisión Nacional de Energía en los siguientes informes de 3 de diciembre de 2009:

- Informe y propuesta de retribución definitiva para 2009 y provisional para 2010 de la actividad de distribución de energía eléctrica de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones con anterioridad a 1 de enero de 2009.
- Informe y propuesta de retribución de la actividad de distribución para 2010. Distribuidores con menos de 100.000 clientes.

Los costes provisionales para 2009 correspondientes a las empresas distribuidoras sin incluir a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida, se calcularon aplicando la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero. Estos costes no serán definitivos hasta la validación del Modelo de Red de Referencia al que se hace referencia en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el cálculo de la Y2008. De acuerdo con lo anterior los costes provisionales para 2009 resultan:

EMPRESA O GRUPO EMPRESARIAL	(miles de Euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.423.711
Unión Fenosa Distribución, S.A.	669.336
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	133.183
E.ON Distribución, S.L. (*)	129.531
Endesa (peninsular)	1.552.232
Endesa (extrapeninsular)	306.947
FEVASA	176
SOLANAR	390
TOTAL	4.215.506

(*) Como consecuencia de la integración de las empresas distribuidoras Saltos del Nansa, S.L. y Electra Camijanes, S.L. en E.ON Distribución, S.L. y una vez visto el informe al respecto de la Comisión Nacional de Energía, la retribución de Saltos del Nansa, S.L. y Electra Camijanes, S.L. correspondiente al segundo semestre de 2009, que asciende a 43.204 Euros. Se añade a la retribución correspondiente a E.ON Distribución, S.L. para el año 2009.

Partiendo de estos valores provisionales para 2009 se calculan los costes previstos para 2010 correspondientes a las empresas distribuidoras sin incluir a las empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes, deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganches, verificación y alquiler de aparatos de medida.

Esta previsión de costes ha sido calculada aplicando el Modelo de Red de Referencia el que se hace referencia en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, para el cálculo de la Y_{2009} . De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta el informe de la CNE los costes provisionales para 2010 resultan:

EMPRESA O GRUPO EMPRESARIAL	(miles de Euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.415.252
Unión Fenosa Distribución, S.A.	666.274
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	139.920
E.ON Distribución, S.L. (*)	136.030
Endesa (peninsular)	1.615.788
Endesa (extrapeninsular)	331.646
FEVASA	224
SOLANAR	379
TOTAL	4.305.513

(*) Como consecuencia de la integración de las empresas distribuidoras Saltos del Nansa, S.L. y Electra Camijanes, S.L. en E.On Distribución, S.L. y una vez visto el informe al respecto de la Comisión Nacional de Energía, la retribución de Saltos del Nansa, S.L. y Electra Camijanes, S.L., que asciende a 92.548 Euros, correspondiente a 2010. Se añade a la retribución correspondiente a E.ON Distribución, S.L. para el año 2010.

A los costes de distribución se añaden los de comercialización de clientes de la TUR (la comercialización a clientes en el mercado es una actividad liberalizada). Para 2010 los costes de este tipo de gestión comercial se han calculado a partir del valor del margen comercial de los CUR, Estos costes para 2010 alcanzan el valor de 226.591 miles de euros.

– Costes permanentes del sistema

El coste total asciende a 128.423 miles de euros. Se incluyen los pagos al Operador del Sistema (38.267 miles de euros), a la Comisión Nacional de Energía (23.237 miles de euros) y para financiar el Plan de Viabilidad para la empresa Elcogás, S.A. (66.919 miles de euros con carácter provisional y condicionado a su aprobación por la Comisión Europea).

– Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Los costes de generación de las actividades reguladas incluyen los siguientes conceptos:

- Primas e incentivos del régimen especial: 5.888.099 miles de euros.
- Extracoste de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares: 897.267 miles de euros.
- Servicio de gestión de la demanda de Grandes Consumidores: 450.000 miles de euros.
- Los pagos por la moratoria nuclear: 100.233 miles de euros.
- La segunda parte del ciclo de combustible nuclear: 126 miles de euros.
- La cuantía con cargo a la tarifa eléctrica destinada a la financiación del Plan de acción 2008-2012, aprobado por el Acuerdo de Consejo de Ministros de 8 de julio de 2005, por el que se concretan las medidas del documento de «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012» aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003: 308.900 miles de euros.

– Otras revisiones de tarifas y precios. Régimen Especial

En virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en

régimen especial, se procedió a la actualización anual o actualizaciones trimestrales para el 4.º trimestre de 2009 y 1er trimestre de 2010, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

Actualizaciones trimestrales

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.

La actualización para el primer trimestre de 2010 correspondiente a las instalaciones que utilizan gas natural se realiza de acuerdo con la nueva metodología establecida en la disposición y que se detalla en un apartado posterior de esta memoria.

2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2.

Las variaciones trimestrales de los índices de referencia utilizados para la actualización han sido, un incremento de 138,6 puntos básicos para el IPC a



partir de 1 de octubre y un decremento sobre el anterior de 74,2 puntos básicos a partir de 1 de enero, un decremento de 19,438 por ciento para el precio del gas natural y un incremento de 26,476 por ciento para el precio del gasóleo, el GLP y el fuel oil a partir de 1 de octubre y un incremento adicional de 8,342 por ciento y del 13,430 por ciento respectivamente a partir de 1 de enero.

Actualizaciones anuales

Las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o a la aplicación directa de la variación del índice de referencia, según se recoja en el propio real decreto citado, según corresponda, para las siguientes instalaciones:

1. Para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2, en función de la evolución del precio del carbón y del IPC, respectivamente, según el anexo VII del citado real decreto.
2. Para las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima, tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos.
3. Para las instalaciones de los grupos c.1 y c.3, tomando como referencia el incremento del IPC y para el grupo c.4, atendiendo al incremento del IPC y del precio del carbón en los mercados internacionales, ponderando al 50 por ciento cada una de las dos variables.
4. Para las instalaciones acogidas al apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real

Decreto 661/2007, de 25 de mayo, tomando como referencia el incremento del IPC.

5. Para las instalaciones acogidas al apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1 de potencia igual a 50 MW.

Las variaciones anuales de los índices de referencia utilizados han sido, un incremento del IPC de 355,6 puntos básicos y un decremento del precio del carbón del 62,5 por ciento.

Igualmente se procede a la revisión del valor del complemento por energía reactiva regulado en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos, por ser de aplicación los mismos criterios que rezan para la actualización de las instalaciones de la categoría b) del real decreto.

A partir del 1 de julio de 2010

Las condiciones económicas del primer semestre del año hicieron que fuera necesario revisar las previsiones para 2010 realizadas en diciembre de 2009 debido al crecimiento de la demanda eléctrica durante este periodo y la variación de determinados costes previstos.

Como consecuencia de la nueva previsión de demanda y de costes, se revisaron las tarifas de

acceso aplicables a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada menor o igual a 10 kW que se aplicarán a partir de 1 de julio de 2010.

La información actualizada de la demanda para 2010 que se consideró, en esta revisión, en consumo en el nuevo escenario es un 2,25% superior a la prevista para la orden de peajes de diciembre de 2009. Esto da lugar a la previsión de un crecimiento para 2010 del 1,5% sobre el cierre definitivo de 2009.

Una vez calculados los costes, se analizó el incremento a realizar de las diferentes tarifas de acceso de forma que, a lo largo de 2010, aplicadas a la estructura de la demanda prevista los ingresos se igualasen a los costes calculados.

3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

– Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. (B.O.E. n.º 89 de 13 de abril de 2010) y Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.(B.O.E. n.º 312 de 24 de diciembre de 2010).

Ambos Reales Decreto-ley tuvieron como objetivo la adopción de medidas para la corrección del déficit tarifario.

– Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución

de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 51 de 27 de febrero de 2010) y Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 239 de 2 de octubre de 2010).

El procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en estas disposiciones, queda definido como un nuevo servicio de ajuste del sistema que aplicará hasta el año 2014, con objeto de cumplir con los niveles de consumo de carbón nacional establecidos en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012.

No ha comenzado a aplicarse hasta febrero de 2011.

– Real Decreto 198/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio. (B.O.E. n.º 63 de 13 de marzo de 2010).

El objeto de este Real Decreto es adaptar la normativa existente a los nuevos requerimientos



contemplados en La Ley 25/2009 de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, que incorporó parcialmente al derecho español la Directiva 2006/123/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a los servicios en el mercado interior.

- Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulación del déficit del sistema eléctrico. (B.O.E. n.º 96 de 21 de abril de 2010).
 - Real Decreto 1003/2010, de 5 de agosto, por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial. (B.O.E. N.º 190 de 6 de agosto de 2010).
 - Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 233 de 25 de septiembre de 2010).
 - Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. n.º 283 de 23 de noviembre de 2010).
 - Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. (B.O.E. n.º 298 de 8 de diciembre de 2010).
 - Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos. (B.O.E. n.º 74 de 26 de marzo de 2010).
 - Orden ITC/1053/2010, de 19 de abril, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2010, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan. (B.O.E. n.º 103 de 29 de abril de 2010).
- Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2010 cabe señalar las siguientes:
- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrape-ninsulares. (B.O.E. n.º 145 de 15 de junio de 2010).
 - Orden ITC/1584/2010, de 10 de junio, por la que se efectúa la convocatoria de los planes para realizar la limpieza de la vegetación de las már-

- genes por donde discurran líneas eléctricas de distribución. (B.O.E. n.º 145 de 15 de junio de 2010).
- Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso. (B.O.E. N.º 147 de 17 de junio de 2010)
 - Orden ITC/1732/2010, de 28 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2010 las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial. (B.O.E. n.º 157 de 30 de junio de 2010).
 - Orden ITC/2497/2010, de 23 de septiembre, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector eléctrico ante las convocatorias de huelga general de ámbito estatal prevista para el día 29 de septiembre de 2010, entre las 0 y las 24 horas. (B.O.E. n.º 234 de 27 de septiembre de 2010).
 - Orden ITC/2784/2010, de 21 de octubre, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del primer trimestre de 2011, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. (B.O.E. N.º 263 de 30 de octubre de 2010).
 - Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural. (B.O.E. n.º 274 de 12 de noviembre de 2010).
 - Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (B.O.E. n.º 316 de 29 de diciembre de 2010)
 - Orden ITC/3366/2010, de 29 de diciembre, por la que se establece la metodología de cálculo del coste unitario de los derechos de emisión de CO₂ asignados a las centrales de generación eléctrica obligadas a participar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro a efectos de la liquidación provisional y definitiva de dichas centrales cuando son incluidas en el plan de funcionamiento semanal. (B.O.E. n.º 317 de 30 de diciembre de 2010).
 - Resolución de 27 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2009 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para 2010 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2010 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 35 de 9 de febrero de 2010).
 - Resolución de 26 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por



la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el primer trimestre de 2010. (B.O.E. n.º 38 de 12 de febrero de 2010).

- Resolución de 8 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el listado provisional de ordenación de solicitudes de la convocatoria del 2.º trimestre de 2010 del procedimiento de preasignación de retribución regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, para instalaciones fotovoltaicas y se comunica su carácter provisional, en tanto en cuanto no finalicen los plazos otorgados a los solicitantes que requieren subsanación de sus solicitudes. (B.O.E. n.º 68 de 19 de marzo de 2010).
- Resolución de 29 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 17 de marzo de 2003, por la que se clasifican los consumos a considerar como «consumos propios» y la información a remitir por las empresas para ser incluidos como tales a efectos de la aplicación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre. (B.O.E. n.º 78 de 31 de marzo de 2010).
- Resolución de 26 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2010. (B.O.E. n.º 87 de 10 de abril de 2010).
- Resolución de 26 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2010. (B.O.E. n.º 87 de 10 de abril de 2010).
- Resolución de 14 de abril de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del segundo trimestre de 2010 los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria. (B.O.E. n.º 95 de 20 de abril de 2010).
- Resolución de 27 de abril de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el segundo trimestre de 2010. (B.O.E. n.º 111 de 7 de mayo de 2010).
- Resolución de 7 de mayo de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la periodicidad de las subastas, el horizonte temporal y el número de contratos de cada tipo ofrecidos por el sistema eléctrico español en las

- subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en el año 2010, según se definen en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. (B.O.E n.º 117 de 13 de mayo de 2010).
- Resolución de 19 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2009, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005. (B.O.E. n.º 138 de 7 de junio de 2010).
 - Resolución de 11 de junio de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de las subastas CESUR y se establecen las características de la undécima subasta CESUR. (B.O.E. N.º 147 de 17 de junio de 2010)
 - Resolución de 28 de junio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el tercer trimestre de 2010. (B.O.E. n.º 157 de 30 de junio de 2010).
 - Resolución de 16 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del tercer trimestre de 2010, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria. (B.O.E. n.º 177 de 22 de julio de 2010).
 - Resolución de 15 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el tercer trimestre de 2010. (B.O.E. n.º 181 de 27 de julio de 2010).
 - Resolución de 26 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2009, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulización. (B.O.E. n.º 185 de 31 de julio de 2010).
 - Resolución de 6 de agosto de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se define el colectivo de instalaciones de tecnología fotovoltaica que serán requeridas para acreditar la disposición de los equipos, en aplicación de lo previsto en el real decreto por el que se regula la liquidación de la prima equivalente a las instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica en régimen especial. (B.O.E. n.º 191 de 7 de agosto de 2010).
 - Resolución de 2 de septiembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la duodécima



- subasta CESUR. (B.O.E. n.º 215 de 4 de septiembre de 2010).
- Resolución de 14 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la disponibilidad de las instalaciones de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, de manera que quede garantizada la continuidad del suministro de energía eléctrica y preservada la estabilidad del sistema eléctrico, ante la huelga general de ámbito estatal prevista para el día 29 de septiembre de 2010, entre las 0 y las 24 horas. (B.O.E n.º 226 de 17 de septiembre de 2010).
 - Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el tercer trimestre de 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. n.º 237 de 30 de septiembre de 2010).
 - Resolución de 29 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el cuarto trimestre de 2010. (B.O.E. n.º 237 de 30 de septiembre de 2010).
 - Resolución de 28 de septiembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los periodos de punta, valle y llano, los valores del factor de estacionalidad Festh para cada uno de los bloques definidos, y las horas anuales de funcionamiento estándar de los grupos, utilizados para el cálculo del valor de la garantía de potencia horaria por MW reconocida a cada una de las instalaciones de generación del régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 245 de 9 de octubre de 2010).
 - Resolución de 22 de octubre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2010 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (B.O.E n.º 259 de 26 de octubre de 2010).
 - Resolución de 27 de octubre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema P.O. 3.10, P.O. 14.5, P.O. 3.1, P.O. 3.2, P.O. 9 y P.O. 14.4 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica. (B.O.E. n.º 261 de 28 de octubre de 2010).
 - Resolución de 21 de octubre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad ofrecido por los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción durante el cuarto trimestre de 2010. (B.O.E. n.º 268 de 5 de noviembre de 2010).

- Resolución de 19 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la decimotercera subasta CESUR. (B.O.E. n.º 281 de 20 de noviembre de 2010).
- Resolución de 26 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece la fecha de la cuarta subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal según se definen en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 289 de 30 de noviembre de 2010).
- Resolución de 9 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del cuarto trimestre de 2010, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes, se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria y se comunica el cómputo de plazo para el cierre del plazo de presentación de solicitudes de la siguiente convocatoria. (B.O.E. n.º 302 de 13 de diciembre de 2010).
- Resolución de 9 de diciembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el cuarto trimestre de 2010, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. n.º 303 de 14 de diciembre de 2010).
- Resolución de 15 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, así como aquellos que han pasado de ser tipo 4 a tipo 3, según el Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico, para el año 2011. (B.O.E. n.º 306 de 17 de diciembre de 2010).
- Resolución de 1 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen los criterios para la realización de auditorías de los grupos de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares. (B.O.E. n.º 308 de 20 de diciembre de 2010).
- Resolución de 22 de diciembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se corrige el criterio de valoración de la oferta económica de solicitudes para el tramo de pequeñas instalaciones a la convocatoria de concurso convocada por Resolución de 24 de noviembre de 2010. (B.O.E. n.º 311 de 23 de diciembre de 2010).
- Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de últi-



mo recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011. (B.O.E n.º 316 de 29 de diciembre de 2010)

3.5. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

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

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

En relación con las restricciones por garantía de suministro, cabe señalar que el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y posteriormente, en línea con las consideraciones de la Comisión Europea, esta disposición fue modificada por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre. No comenzó a aplicarse hasta febrero de 2011.

Mercados diario e intradiario

Estos mercados son gestionados por OMEL (Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.).

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

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

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en el 2010, ha ascendido a 198.061 GWh y 7.526.446 kEur, lo que supone un descenso del 4,4% y un descenso del 4,2%, respectivamente, respecto al año 2009.

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

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 36.190 GWh y 1.350.154 kEur, lo que supone un aumento del 15,48% y un aumento del 19,82%, respectivamente, respecto al año anterior.

El precio medio aritmético del mercado diario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 37,01 euros/MWh, lo que supone un ascenso del 0,1%. Por su parte, el precio medio aritmético del mercado intradiario en el sistema eléctrico español correspondiente al periodo ha sido de 37,06 euros/MWh.

Los precios medios mensuales aritméticos del mercado diario en el sistema eléctrico español en el periodo comprendido entre enero de 2010 y diciembre de 2010, han variado desde el mayor correspondiente al mes de septiembre de 2010 (46,44 euros/MWh), al menor correspondiente al mes de marzo de 2010 (19,62 euros/MWh). Para el 29,6% de las sesiones del mercado, la diferencia entre precios máximos y mínimos oscila entre 10 y 20 euros/MWh.

Durante el 2009, la contratación de intercambios internacionales (ventas y compras) ha supuesto en el mercado diario un total de 10.348 GWh, a los que hay que añadir 1.820 GWh de los contratos bilaterales.

Mercado de servicios de ajuste del sistema

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

Dentro de estos mercados, cabe señalar los siguientes conceptos:

- Restricciones por garantía de suministro: el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, modificado por el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, no comenzó a aplicarse hasta febrero de 2011.
- Resolución de restricciones técnicas del sistema: Sobre el programa diario base de funcionamiento, se realiza por el operador del sistema una evaluación de seguridad. Si el citado programa no cumple los requisitos de seguridad establecidos, un procedimiento del operador del sistema determina las unidades de venta y ofertas de compraventa existentes que deben agregarse o eliminarse del programa base de funcionamiento. El resultado es el programa diario viable provisional.
- Asignación de regulación secundaria: Sobre la base del programa diario viable provisional, el operador del sistema asigna, mediante subasta basada en el precio marginal, la banda de regulación secundaria a subir o a bajar a las unidades participantes. El resultado es el programa diario viable definitivo.
- Desvíos entre sesiones del mercado intradiario: la garantía del equilibrio físico en la red entre los flujos de producción y consumo de electricidad corresponde al operador del sistema mediante la aplicación de servicios complementarios y gestión de desvíos, salvo que fuera necesaria la instrucción directa a las unidades de produc-



ción, lo que constituye la aplicación de procedimientos especiales o de emergencia.

El volumen de energía necesario para la operación técnica del sistema se sitúa en el 5,7% del conjunto de la energía contratada en el mercado de producción. Este volumen de energía corresponde a:

- La diferencia entre los programas horarios resultado de la contratación en las diferentes sesiones del mercado y la oferta-demanda de energía en tiempo real.
- La gestión de la energía necesaria para garantizar la igualdad de flujos de oferta y demanda dentro de cada periodo horario.

Durante el año 2010, los procesos de operación técnica gestionados por el operador del sistema español, gestión de desvíos y servicios complementarios, han requerido la contratación de una potencia horaria media mensual de banda por valor de 1.257 MW, y una contratación mensual media de energía por valor de 1.236 GWh.

El coste (sobre el precio de mercado diario) de estos servicios ha sido de 439.493 kEUR. El coste de estos servicios para el consumidor, incluyendo el coste de los desvíos que pagan los que se han desviado, ha sido de 362.311 kEUR.

Mercados a plazo

La Orden ITC/1601/2010, de 11 de junio, por la que se regulan las subastas CESUR a que se refiere la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, a los efectos

de la determinación del coste estimado de los contratos mayoristas para el cálculo de la tarifa de último recurso, asigna al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, directamente o a través de una filial, la organización y gestión de las subastas de adquisiciones de energía eléctrica por parte de las comercializadoras de último recurso (Subastas CESUR), así como las correspondientes liquidaciones, comunicación de las obligaciones de pago y derechos de cobro de los productos adjudicados en dichas subastas y la realización del cálculo periódico de las fianzas y garantías correspondientes.

En este sentido, OMEL MERCADOS Agencia de Valores, S.A.U., como filial de OMEL es la entidad encargada de la gestión de las subastas CESUR. La Comisión Nacional de Energía es la entidad supervisora de estas subastas.

Lo sujetos del mercado que actuarán como vendedores son los que cumplan con las garantías y requisitos establecidos para cada subasta. El periodo máximo de entrega de la energía contratada será de un año y coincidirá con los periodos de vigencia de las tarifas de último recurso, cuya revisión era semestral y a partir del 1 de julio de 2010, es de revisión trimestral.

Las subastas cuyos resultados han sido considerados para el cálculo de las tarifas de último recurso vigentes en 2010, se celebraron en las siguientes fechas:

- 10.^a Subasta: 15 de diciembre de 2009 (de aplicación 1er semestre de 2010)
- 11.^a Subasta: 23 de junio de 2010 (de aplicación 3er trimestre de 2010)

– 12.^a Subasta: 21 de septiembre de 2010 (de aplicación 4.^o trimestre de 2010)

3.6. EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Hechos económicos que determinan el resultado del periodo

El ejercicio 2010 ha venido definido por los siguientes hechos y claves económicas:

- Una crisis, tanto financiera como de la economía real, que a pesar de tener su inicio en el año 2007, sigue afectando con gran dureza sobre una economía española que aún en 2010 se ha visto imposibilitada para ofrecer cifras de crecimiento en la evolución del Producto Interior Bruto, siendo del -0,1% con relación al ejercicio 2009.
- A pesar del mal comportamiento de la variable relativa al PIB, la actividad eléctrica en España a nivel sectorial se ha caracterizado durante el año 2010 por el aumento de la demanda y por una producción de energía eléctrica en la que destaca la mayor generación hidráulica, nuclear y de la energía del Régimen Especial, la menor producción con carbón y gas natural.
- Como consecuencia del aumento de la demanda, de la variación del precio de los combustibles fósiles y del comportamiento del mix de producción, el precio final en mercado mayorista de electricidad (OMEL), tomando como referencia de cálculo la media ponderada, refleja un incremento del 4,15% con respecto al obtenido en 2009, situándose en 45,13 €/MWh.
- La incorporación de la tarifa de último recurso y desaparición de las tarifas integrales ha dado lugar al nacimiento de un nuevo concepto con el que denominar a un nuevo agente del mercado: el comercializador de último recurso. Este hecho ha supuesto un cambio en los criterios contables seguidos para la presentación de la información financiera por actividades.
- Con respecto a la primera mitad del ejercicio 2009, se ha producido un cambio contable, en función del cual, el nuevo agente, el comercializador de último recurso, recoge en sus cuentas los ingresos íntegros facturados y los costes de su actividad, esto es, el coste de la energía adquirida y de los peajes. Antes del 1 de julio de 2009, el distribuidor desempeñaba la actividad de gestión comercial traspasada al comercializador de último recurso, pero reflejando exclusivamente en sus cuentas los ingresos regulados, es decir, la retribución de su actividad de distribución, sin reflejar el coste de la energía adquirida, ni el coste de los peajes, ni la repercusión de esos costes sobre los clientes a través de sus ingresos.
- Incremento de precios y volumen registrado por la actividad de comercialización desarrollada en el mercado liberalizado, así como el incremento de las tarifas de acceso (peajes).
- El coste unitario total de los combustibles utilizados en los procesos productivos (incluido los derechos de emisión y la 2.^a parte del ciclo de combustible nuclear) relativo a las empresas

que integran UNESA, refleja una disminución, con respecto al ejercicio anterior, del 6,7%, descenso que contrasta con el incremento asociado al coste de los combustibles fósiles en los diferentes mercados y con el aumento del precio de la energía en el mercado.

- A pesar de los incrementos registrados por la tarifa de acceso a lo largo del ejercicio 2010, los ingresos regulados no permitieron cubrir la totalidad de los costes del sistema a lo largo del año. Como consecuencia de ello, se ha producido un déficit en los ingresos de las actividades reguladas del sector que, a la fecha de realización de este informe, alcanza los 5.554 millones de euros (liquidación n.º 14 CNE).

- El esfuerzo inversor realizado por las compañías que desarrollan actividades eléctricas en España tiene su reflejo en los 4.380 millones de euros invertidos durante 2010 de forma directa, importe que se ha materializado en 2.135 millones de euros destinados a activos afectos a la producción de electricidad y 2.245 millones de euros invertidos en ampliación y mejora de las líneas de distribución.

Estados financieros

En los cuadros 3.6.1 y 3.6.2, se presentan los Balances consolidados de las actividades eléctricas desarrolladas en España, correspondientes a

CUADRO 3.6.1. BALANCE CONSOLIDADO DE LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA NACIONAL

ACTIVO	2010	2009
Inmovilizado	71.909	71.263
Activo intangible	3.230	3.609
Inmovilizaciones materiales	61.435	62.200
Inversiones financieras	7.244	5.454
Activo circulante	16.874	19.277
Existencias	1.961	1.922
Clientes	12.989	11.165
Otro activo circulante	1.750	5.535
Activos mantenidos p/venta	174	655
TOTAL ACTIVO	88.783	90.540
PASIVO	2010	2009
Fondos propios	26.943	27.917
Ingresos diferidos	4.749	3.633
Provisiones para riesgos y gastos	5.446	5.618
Acreeedores a largo plazo	32.633	35.199
Acreeedores a corto plazo	19.012	18.079
Pasivos mantenidos p/venta	0	94
TOTAL PASIVO	88.783	90.540

CUADRO 3.6.2. CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA

CONCEPTOS	2010	2009
+ Cifra de negocios	20.739	23.169
- Aprovisionamientos	-6.687	-8.849
- Derechos de emisión	14.052	14.320
Margen Bruto	2.072	1.902
+ Otros ingresos de explotación	-3.976	-4.323
+ TREI	-2.359	-2.247
- Gtos externos	9.789	9.652
- Gtos personal	-3.464	-4.223
Ebitda	6.325	5.429
- Amortizaciones y provisiones	-1.389	-1.081
Ebit	0	0
+ - Rtdo. Financiero	1.289	1.806
+ - Rtdo. Sociedades participación	6.225	6.154
+ - Rdo. venta activos	-1.467	-1.414
Rtdo. Antes de impuestos	4.758	4.740
- Impuesto sociedades	4.758	4.740
Rtdo. Actividad continuada	4.868	3.577
Rtdo. Actividad interrumpida	0	320
Rtdo. Ejercicio	4.868	3.897

las empresas integradas en UNESA, para los años 2009 y 2010. Asimismo se recogen las Cuentas consolidadas de Pérdidas y Ganancias.

Análisis económico de la actividad eléctrica nacional en 2010

Las magnitudes más representativas que han tenido una repercusión directa sobre los márgenes y resultados obtenidos por la Actividad Eléctrica desarrollada en España han evolucionado tal y como se menciona a continuación:

- El precio medio de los combustibles fósiles en los mercados ha aumentado un 22%, un 18% teniendo en cuenta el mix de producción de las empresas integradas en UNESA.
- El precio final medio ponderado de la electricidad intercambiada en el mercado se ha visto incrementada en un 4,15% con respecto al año anterior.

Como consecuencia de las variaciones observadas, los principales parámetros de la Actividad Eléctrica desarrollada en el territorio español se ha visto directamente afectada tal y como se menciona a continuación:

- La cifra de negocios consolidada alcanzó los 23.169 millones de euros, un 11,7% superior a la del mismo periodo del año pasado, impulsada sobre todo por la actividad de comercialización, en un ejercicio caracterizado por una lenta recuperación de los precios del mercado mayorista, una alta participación de las fuentes de energía

hidráulica y eólica, márgenes negativos en los ciclos combinados, forzados a funcionar por las cláusulas de «take or pay» de los contratos de gas, excesos de oferta en los mercados spot de gas con una competencia comercial sin precedentes en esta actividad, y un bajo valor de la demanda, que aún no ha alcanzado los niveles de 2008.

- En unas condiciones de mercado especialmente duras, la Actividad eléctrica desarrollada en España por los Grupos integrados en UNESA presenta un aumento del 1,9% en su Margen bruto de explotación, que se situó a fin de 2010 en 14.320 millones de euros. Sin embargo, este incremento puede considerarse especialmente moderado a tenor de las decisiones estratégicas adoptadas, entre las que cabe destacar las siguientes:
- La política de cobertura de los negocios de generación y comercialización, que ha permitido mantener una amplia cartera de clientes a un precio interesante en un momento especialmente complicado.
- La eficiencia del parque de generación en general, que ha tenido un funcionamiento muy modulado, aprovechando todas las oportunidades del mercado.
- La fuerte política de control de costes e importantes sinergias obtenidas por las empresas.
- El Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) ha disminuido un 1,4%, logrando alcanzar a finales de 2010 los 9.651 millones de euros.



Cifra de negocios

La Cifra de Negocios de la Actividad Eléctrica Nacional se obtiene de la agregación de los siguientes conceptos:

- Ventas realizadas por los comercializadores de último recurso a la TUR.
- Ventas en el mercado liberalizado.
- Resto de las ventas de las empresas generadoras al Pool
- Retribución regulada de la Distribución y Transporte.
- Otras ventas e ingresos tales como la compensación por actividad extrapeninsular.

La Cifra de Negocios de la Actividad Eléctrica desarrollada en España durante 2010, resultante de la mencionada agregación, asciende a 23.169 millones de euros.

El reducido aumento del precio ponderado de la energía en el mercado mayorista, cifrado en un 4,15%, afecta de forma positiva a la evolución de la cifra de ventas.

Si en 2008 el 42% de los ingresos consolidados procedían de la energía que se negociaba en el mercado (pool), en 2009 la mayor parte de los ingresos (+56%) provienen de actividades desarrolladas por agentes comercializadores, tanto en el mercado liberalizado como en el regulado y en el año 2010 el mencionado porcentaje se sitúa en el 62%.

La Cifra de Negocios de la actividad de Distribución refleja un aumento del 3,4%. Esta variación ha sido consecuencia, fundamentalmente, de la retribución asignada de manera regulada a la mencionada actividad, que se ha visto complementada en esta ocasión, y afectando a ambos ejercicios analizados, por la actualización de la mencionada retribución realizada en diciembre de 2010, que en el presente documento se ha repartido en sus correspondiente anualidades (222 y 365 millones de euros respectivamente).

Margen Bruto (Margen de Contribución)

El Margen Bruto (Margen de Contribución) de la Actividad Eléctrica Nacional correspondiente al año 2010 se sitúa en 14.320 millones de euros.

- La disminución del 9,5% de la producción en régimen ordinario y el aumento de la aportación del Régimen Especial en un 20,4%.
- La caída del 39,1% del precio medio ponderado de la energía en el mercado (OMEL) (42,0 €/MWh), como consecuencia del menor precio alcanzado por los combustibles fósiles y por el CO₂.
- El menor precio de mercado de los derechos de emisión de CO₂, que pasan de representar 21,3 €/Tm. en 2008 a 14,2 €/Tm. en 2009.
- Si bien es cierto que la cifra de negocios de la actividad eléctrica se ha visto minorada en 1.290 millones de euros (6,2%), tan sólo el coste de los combustibles, incluyendo en dicho concepto el coste de los derechos de emisión de CO₂ consu-



midos en el ejercicio, ha experimentado una disminución del 37,0%, equivalente a 2.610 millones de euros

- La cifra más representativa de la partida de aprovisionamientos sería el consumo de los combustibles si omitimos el coste de los derechos de emisión de CO₂. La cifra de combustibles ha disminuido el 36,0%, equivalente a 2.065 millones de euros. En términos de coste unitario por MW producido (Reg. Ordinario + Reg. Especial), el combustible utilizado se ha visto reducido en el periodo analizado en un 29,8%, situándose para el año 2009 en 19,8 €/MWh. Ello sin considerar el coste de los derechos de emisión ni el derivado de la segunda parte del ciclo del combustible nuclear.

Costes operativos

Los costes operativos de la Actividad Eléctrica Nacional, constituidos por los gastos de personal y los gastos por servicios externos, han registrado un aumento del 3,7% (235 millones de euros), lo cual ha colaborado a minorar la cifra relativa al Resultado Bruto de Explotación (EBITDA). Los gastos por servicios externos han aumentado en 347 millones de euros (+8,7%), como consecuencia de la imputación de las provisiones efectuadas en concepto de aportación al plan de ahorro y eficiencia energética 2011-2013, además de reflejar el aumento producido durante el ejercicio 2010 por la tasa de ENRESA y otros impuestos medioambientales. Los gastos de personal se han visto reducidos en un 4,7% (112 millones de euros) por las menores dotaciones de provisiones efectuadas

en 2010 para dar cobertura al coste de planes de reestructuración de plantillas.

Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)

El Resultado Bruto de Explotación (EBITDA) obtenido por las empresas eléctricas integradas en UNESA que desarrollan su actividad en territorio español ha disminuido un 1,4%, equivalente a 138 millones de euros, con respecto al mismo periodo del año anterior. La evolución seguida por esta variable se sitúa 3,3 puntos porcentuales por debajo del crecimiento observado por el Margen de Contribución (Margen Bruto) antes mencionado. La distorsión producida entre las variaciones observadas por ambas magnitudes ha sido consecuencia directa del aumento registrado por los denominados costes operativos, que han soportado un crecimiento más que proporcional al registrado por el Margen de Contribución.

Resultado Neto de Explotación (EBIT)

El Resultado Neto de Explotación (EBIT) de la Actividad Eléctrica Nacional registra una disminución del 14,2%, equivalente a 897 millones de euros. El epígrafe relativo a amortizaciones, concepto que refleja tanto la amortización anual consignada como la variación sufrida por las provisiones dotadas en el ejercicio y el efecto del deterioro producido en los activos, ha recogido un aumento del 21,9% con respecto al ejercicio anterior, equivalente a 759 millones de euros, dando lugar a que se produzca el diferencial observado entre los crecimientos del EBITDA y del EBIT.



Resultado del ejercicio

El Resultado Financiero de la Actividad Eléctrica Nacional en 2010 ha visto reducido su saldo negativo en 309 millones de euros, un 22,2% menor respecto al obtenido el año anterior.

Los gastos financieros netos, que ascendieron a 1.081 millones de euros, se han visto reducidos como consecuencia de la confluencia de diversos factores de distinto signo:

- Por una parte se produce un efecto negativo, amplificador del gasto, como consecuencia de los menores tipos de interés utilizados para el cálculo del valor actual de las obligaciones por expedientes de regulación de empleo durante 2009, en comparación con el tipo aplicado en el cierre del ejercicio 2010, como efecto directo de la caída de los tipos de referencia de mercado.
- La deuda financiera bruta relativa a las actividades eléctricas desarrolladas en España se situó en 45.115 millones de euros a 31 de diciembre de 2010. De este importe, casi 16.000 millones de euros están financiando activos financieros ligados al déficit del sistema que está pendiente de recuperar.
- Se reconoce una gestión activa de las partidas que componen los ingresos financieros así como el aumento de los mismos como efecto directo derivado del incremento de los derechos de cobro registrados por las empresas: déficit de tarifa, compensaciones extrapeninsulares, etc.
- Como consecuencia de la caída de los tipos de referencia en los mercados financieros en 2010, el coste medio de la deuda financiera representativa del ejercicio, que alcanza el 3,4%, se sitúa cuarenta puntos básicos por debajo del coste medio de la deuda relativo a 2009 (3,8 %).

Déficit de tarifas

El déficit de tarifas es consecuencia de la diferencia entre el importe total recaudado por las tarifas integrales y, en su momento, la tarifa de último recurso y las tarifas de acceso y los costes reales asociados a dichas tarifas y acreditados a las empresas (precios de adquisición de la energía para las tarifas integrales, costes de transportar, distribuir, subvenciones e incentivos a ciertas energías, etc.). El déficit de ingresos del sistema estimado durante 2010, ha supuesto 5.500 millones de euros, totalizando una cifra de 20.005 millones de euros pendiente de recuperar.

4. SECTOR NUCLEAR



4.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 8 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en seis emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.777 MW, lo que representa el 7,4 % de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2010 fue de 61.991 GWh, lo que supuso una contribución del 20,6% al total de la producción nacional. En 2010 esta producción eléctrica nuclear se ha incrementado un 17,5% respecto a la del año anterior, debido a que en este año han tenido lugar solamente cuatro paradas de recarga, frente a las siete del pasado año.

El factor de carga (relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se hubiera podido producir en ese mismo período funcionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2010 ha sido del 90,80%,

y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 91,33%.

Mediante la Orden Ministerial ITC/1588/2010, de 7 de junio, se concedió la renovación de las dos unidades de la central nuclear de Almaraz, y mediante la Orden Ministerial ITC/2149/2010, de 21 de julio, se otorgó la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear Vandellós II, todas ellas por un periodo de 10 años, de acuerdo con el informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

4.2. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2010 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (40%), como para la exportación (60%). Durante dicho año se fabricaron 934 elementos, conte-

CUADRO 4.1. POTENCIA ELÉCTRICA Y PRODUCCIÓN DE ORIGEN NUCLEAR EN 2010

Central	Tipo	Año entrada en servicio (1.ª conexión)	Potencia Instalada (MWe)	Producción Bruta (GWh)
S.M.Garóña	BWR	1971	466	3.830
Almaraz I	PWR	1981	1.035	8.168
Ascó I	PWR	1983	1.028	8.354
Almaraz II	PWR	1983	983	7.292
Cofrentes	BWR	1984	1.085	9.549
Ascó II	PWR	1985	1.027	7.680
Vandellós II	PWR	1987	1.087	8.875
Trillo	PWR	1988	1.066	8.243
TOTAL			7.777	61.991

PWR= reactor de agua a presión
BWR= reactor de agua en ebullición.

FUENTE: SEE

niendo 312,8 toneladas de uranio; 496 correspondientes al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 438 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 561 elementos combustibles, conteniendo 178,6 toneladas de uranio. Los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Francia, Finlandia, y Suecia.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA en 2010 ha gestionado y suministrado un total de 373 elementos combustibles, conteniendo 134,13 toneladas de uranio, para las centrales de Almaraz I y II, Ascó I, Vandellós II, y Sta. M.^a de Garoña.

Las cantidades compradas por ENUSA en el 2010 para las centrales nucleares españolas han sido: 1.100 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.040 toneladas en servicios de conversión y 1.218.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.3. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Actividades de la Comisión Interministerial para la selección del emplazamiento del ATC y su centro tecnológico asociado

Esta Comisión fue creada por el Real Decreto 775/2006, de 23 de junio (BOE 5-7-06), con el fin de establecer de los criterios que deberá cumplir el emplazamiento del almacén temporal centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad (ATC), y de su centro tecnológico

asociado. Está compuesta por representantes de los Ministerios de Industria, Turismo y Comercio, Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, Economía y Hacienda, Ciencia e Innovación, Sanidad y Política Social, y Política Territorial; y del Gabinete del Presidente del Gobierno.

Esta Comisión Interministerial cuenta con un Comité Asesor Técnico integrado por personalidades de reconocido prestigio académico y profesional en materias que afectan a la gestión de los residuos radiactivos, para la elaboración de los dictámenes, evaluaciones y estudios técnicos pertinentes que les sean solicitados por parte de dicha Comisión para el cumplimiento de sus objetivos.

Asimismo, el 29 de diciembre de 2009 el BOE publicó la Resolución de 23 de diciembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se efectuaba la convocatoria pública para la selección de los municipios candidatos a albergar el emplazamiento del Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos de alta actividad (ATC) y su centro tecnológico asociado, estableciendo el Procedimiento y las Bases que regirían el proceso para la designación del emplazamiento.

A continuación se detalla el desarrollo de los distintos pasos contemplados en el Procedimiento:

a) Presentación de candidaturas.

En esta etapa inicial del procedimiento se establecen las condiciones y el plazo para la presentación de candidaturas por parte de los municipios interesados.



Una vez concluido el plazo establecido, de un mes desde el día siguiente a la publicación de la convocatoria en el BOE, se habían recibido candidaturas de trece municipios procedentes de cinco comunidades autónomas diferentes: Albalá (Cáceres); Ascó (Tarragona); Campo de San Pedro (Segovia); Congosto de Valdavia (Palencia); Lomas de Campos (Palencia); Melgar de Arriba (Valladolid); Santervás de Campos (Valladolid); Santiuste de San Juan Bautista (Segovia); Torrubia de Soria (Soria); Yebrá (Guadalajara); Villar de Cañas (Cuenca); Villar del Pozo (Ciudad Real) y Zarra (Valencia).

- b) Lista provisional de candidaturas admitidas y excluidas.

En la reunión del 5 de febrero de 2010, la Comisión Interministerial revisó los expedientes de las candidaturas recibidas y aprobó la lista provisional de candidaturas admitidas y excluidas, la cual fue publicada en la página web del MITYC www.emplazamientoatc.es y notificada individualmente a los municipios solicitantes.

- c) Trámite de reclamaciones.

El Procedimiento establece un plazo de diez (10) días, a contar desde la notificación individual al municipio, para que los municipios excluidos provisionalmente puedan formular alegaciones sobre su falta de admisión y/o subsanar eventualmente defectos de esta naturaleza de sus candidaturas.

De las candidaturas provisionalmente excluidas, los municipios de Congosto de Valdavia y

Villar del Pozo presentaron reclamaciones, siendo aceptadas las de Congosto de Valdavia al subsanar el error existente en el expediente.

- d) Lista definitiva de candidaturas admitidas y excluidas.

Una vez analizadas las reclamaciones presentadas, la Comisión Interministerial en la reunión celebrada el 22 de febrero de 2010 determinó que cinco candidaturas (Campo de San Pedro; Granja de Torrehermosa; Lomas de Campos; Villar del Pozo y Santiuste de San Juan Bautista) fueran excluidas del proceso por diferentes motivos, aprobando la lista definitiva, la cual fue comunicada individualmente a los municipios candidatos y publicada en la página web del MITYC www.emplazamientoatc.es.

- e) Análisis del término municipal.

Una vez aprobada la lista definitiva, la Comisión Interministerial procedió a analizar el término municipal de los municipios candidatos admitidos, de acuerdo con los criterios de exclusión establecidos en el apartado 3 del Anexo III (Bases de la convocatoria).

Según estos criterios, quedan excluidas las áreas que formen parte de la Red Europea de la Conservación de la Naturaleza, Natura 2000, incluyendo Parques Nacionales, Parques Naturales y otras figuras equivalentes cuya gestión corresponde a las Comunidades Autónomas, los Lugares de Importancia Comunitaria (LICs) y las Zonas de Especial Protección de Aves (ZEPAS), las zonas protegidas del Ministerio de

Defensa, Montes de Utilidad Pública y terrenos que formen parte de la Red Española de Vías Pecuarias, las áreas en las que existan elementos de interés patrimonial, que puedan ser afectadas por estar en la zona de influencia de la instalación o por las obras de construcción de la misma y los emplazamientos que requieren que el transporte se lleve a cabo necesariamente por vía aérea o marítima.

Los informes resultantes de dicho análisis que contenían las zonas no aptas en los términos municipales para albergar el ATC fueron comunicados individualmente a los municipios candidatos admitidos.

f) Trámite de alegaciones y de información y participación pública.

La Comisión Interministerial, en su reunión celebrada el 4 de marzo de 2010, acordó, conforme a lo previsto en el procedimiento, someter al trámite de alegaciones y de información y participación pública la aplicación de los criterios de la citada convocatoria a las candidaturas admitidas.

Con este fin se publicó en el Boletín Oficial del Estado de 6 de marzo de 2010 un anuncio para que, quien lo deseara, pudiera formular observaciones y alegaciones sobre la aplicación de los criterios de la convocatoria a las candidaturas de municipios admitidas, disponiendo para ello de un plazo de veinte días. Adicionalmente, se notificó individualmente a 44 instituciones y entidades, entre ellas, las comunidades autónomas y diputaciones provinciales en cuyo

ámbito territorial se encuentran los municipios admitidos, a dichos municipios, a la Federación Española de Municipios y Provincias, así como a aquellas organizaciones y asociaciones cuyos fines guardan relación directa con el objeto del procedimiento. Asimismo, en la página web www.emplazamientoatc.es se publicó la documentación referente a este trámite de alegaciones, tanto la relativa a las solicitudes presentadas por los municipios candidatos, como el análisis de sus términos municipales.

Como resultado de dicho trámite, se recibieron un total de 14.420 escritos de alegaciones: 735 a través del buzón de correo electrónico establecido al efecto y del registro telemático del MITYC, y el resto a través del registro general.

La Comisión Interministerial, en su reunión mantenida el 14 de abril de 2010 revisó las alegaciones recibidas y acordó el informe de valoración de las mismas y su inclusión en la web del MITYC www.emplazamientoatc.es, así como los escritos de respuestas a las instituciones y entidades a las que se había notificado individualmente.

Como resultado de las alegaciones recibidas, se introdujeron algunas modificaciones en los informes de los términos municipales, principalmente en lo que respecta a la denominación de las vías pecuarias y a la identificación de nuevos elementos de interés patrimonial.

Asimismo, una vez finalizado el proceso de alegaciones, se confirmó la exclusión del municipio de Torrubia de Soria, al estar todo su térmi-

no municipal ocupado por una ZEPA y un LIC. Además se recibió un escrito en el MITYC en el que se comunicaba la renuncia de dicho municipio, al haber sido revocada en Pleno Municipal de 31 de marzo de 2010 la decisión previa de formular la solicitud.

g) Presentación de terrenos.

Una vez finalizado el trámite de alegaciones y de información y participación pública, la Comisión, mediante escritos de 29 de abril de 2010, comunicó a los municipios candidatos las zonas excluidas, emplazando a los mismos para que, en el plazo de un mes, aportaran la información sobre alternativas de terrenos propuestos.

h) Estudio de candidaturas elaboración de informe de propuesta y acuerdo de remisión al Gobierno.

Teniendo en cuenta la información remitida por los municipios candidatos, se elaboraron los correspondientes informes de todos los términos municipales, considerando lo establecido en el punto 5 del Anexo III (Bases de la Convocatoria), relativo a los factores a considerar en el examen de los terrenos. El informe de propuesta de los emplazamientos candidatos a albergar la instalación se aprobó en la reunión del 16 de septiembre de la Comisión Interministerial y se acordó su remisión al Gobierno.

Al igual que lo realizado en las fases anteriores del procedimiento, este informe y sus anexos han sido publicados en la página web del emplazamiento ATC.

Posteriormente, el Gobierno, mediante acuerdo del Consejo de Ministros, que será publicado en el BOE, designará el emplazamiento del ATC y su centro tecnológico asociado, y la Comisión Interministerial informará a cada uno de los municipios que hayan concurrido a la Convocatoria Pública de la finalización del proceso.

CUADRO 4.2. COMBUSTIBLE IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Unidad	Uranio almacenado a 31-12-10 (Kg)
José Cabrera	95.750*
Sta. M. ^a de Garoña	333.460
Almaraz I	526.564
Almaraz II	521.101
Ascó I	471.872
Ascó II	464.558
Cofrentes	593.817
Vandellós II	387.478
Trillo	229.131 + 187.432*

*: en el Almacén temporal situado en el emplazamiento.
FUENTE: SEE.

Residuos radiactivos de baja y media actividad

La instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana, Centro de Almacenamiento «El Cabril», situado en la provincia de Córdoba y propiedad de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), está destinada al almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de media, baja y muy baja actividad.

Destacan entre las modificaciones llevadas a cabo durante el año 2010 la cubierta de tres módulos de almacenamiento, el tanque de drenajes en el edi-

ficio tecnológico y los sistemas de la Sala de Control principal de la instalación.

Durante este año, se recibió un total de 1.721,25 m³ de residuos radiactivos. Con la cantidad recibida en 2010, El Cabril acumula un total de 28.203 m³ de residuos radiactivos, encontrándose el porcentaje de ocupación al 63,68% de su capacidad total.

4.4. INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS

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

Como actuaciones más relevantes de esta empresa en 2010, en el ámbito nacional, cabe destacar la continuación de la fabricación de contenedores del modelo ENSA-DPT para el almacén temporal individualizado de CN Trillo, haciendo entrega de dos nuevos contenedores, que se cargaron en la central durante el verano. Al final del año recibió un nuevo encargo de ENRESA para la fabricación de otros 6 contenedores.

Asimismo, esta empresa continuó con la fabricación de cabezales para los elementos combustibles suministrados por ENUSA a diversas centrales nucleares y de la nueva tapa del reactor de CN Vandellós II.

En el mercado internacional ENSA se mantuvo muy activa en 2010, obteniendo pedidos de gran-

des componentes nucleares para los distintos sistematistas (tecnólogos) líderes en este mercado, así como mediante alianzas con otras empresas del sector, aprovechando sinergias que le permiten una mayor penetración de sus productos.

En lo referente al área de las plantas nuevas, esta empresa permaneció activa en los principales mercados internacionales: China, Europa, EE.UU. e India. Concretamente, recibió un pedido de Westinghouse para generadores de vapor de plantas AP-1000 y obtuvo un pedido con GE-Hitachi para una vasija del tipo ESBWR con destino a la planta nueva a construir en North Anna en EE.UU.

En China recibió un pedido para suministrar el diseño de un generador de vapor y partes de otros tres en 2012, para la nueva planta en la isla Hainan y continuó con el diseño y fabricación de 22 cambiadores de calor para las centrales EPR (European Pressurized Reactor) de Taishan. También continuó con la fabricación de intercambiadores para la central EPR de Flammaville (Francia). Asimismo, para la central de Olkivuoto 3 (Finlandia), ha suministrado y montado diversos componentes en el edificio de contención.

Por lo que se refiere al reemplazo de componentes, ENSA cuenta con importantes contratos para EE.UU., Francia, Suecia, Eslovenia y Suiza, habiendo conseguido pedidos para suministrar una tapa de reactor para Krsko (Eslovenia), y dos tapas para las dos unidades de la planta de Beznau (Suiza). Asimismo, está fabricando generadores de vapor y presurizadores para las siguientes plantas; Waterford (EE.UU.), Ringhals (Suecia), y Gravelines (Francia), serán entregados en el transcurso del 2011.



En los mercados de nuevas tecnologías, durante el 2010 ENSA siguió participando, en el marco del proyecto sobre fusión nuclear ITER (International Termonuclear Experimental Reactor), con el objetivo de contratar el montaje del reactor de vacío (componente principal del ITER), durante 2011. Además, durante el 2010 esta empresa ha continuado trabajando, con importantes progresos en el reactor experimental Jules Horowitz, en el consorcio formado por CIEMAT y en el que participan varias empresas españolas. Y en Francia ha estado trabajando en una consulta de EDF para el suministro e instalación de sistemas de disposición y almacenamiento de combustible gastado en piscinas (racks) para 6 grupos nucleares franceses de 1300 MW.

4.5. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

Parque nuclear

CN José Cabrera: actividades de preparación al desmantelamiento

La central nuclear José Cabrera, situada en el término municipal de Almonacid de Zorita (Guadalajara), fue la primera central nuclear construida en España. Se conectó a la red en julio de 1968, tenía una potencia instalada de 150 MWe y el 30-04-06 cesó su explotación.

Por Orden Ministerial de 1-2-10 se autorizó la transferencia de la titularidad de CN José Cabrera, de Gas Natural S.A. a ENRESA y se otorgó a esta

última autorización para la ejecución del desmantelamiento de la central. Dicha transferencia de titularidad tuvo lugar el 11-2-10, comenzando ENRESA a desarrollar sus actividades el día siguiente.

Previamente a la transferencia de titularidad, y al inicio de las actividades de desmantelamiento, se ha descargado el combustible del reactor y de la piscina de almacenamiento, y se han acondicionado los residuos generados durante la explotación. Todo el combustible gastado (377 elementos) está almacenado temporalmente en contenedores en seco en el Almacén Temporal Individualizado (ATI), situado en el emplazamiento de la central y que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15-12-06.

Durante 2010 las actividades se han centrado, fundamentalmente, en la implantación de la organización de ENRESA en obra y en la continuidad de la operación y vigilancia de la planta, así como en las actividades preparatorias dirigidas a la adaptación de los sistemas e instalaciones auxiliares de la instalación a las necesidades del desmantelamiento, en la disponibilidad de máquinas y equipos de trabajo, adecuación de los sistemas de ventilación de los edificios auxiliar y de contención, acondicionamiento del edificio eléctrico, recableado de cargas eléctricas en el edificio de turbina, y aplicación de los programas de vigilancia.

Asimismo, durante 2010 se han efectuado los trabajos relativos al desmontaje de las 10 torres de refrigeración, desmontaje de los componentes del edificio de los generadores diesel, y retirada del

transformador principal. Está previsto que el desmantelamiento se lleve a cabo en seis años.

CN Almaraz

Con fecha 27-10-10 la Dirección General de Política Energética y Minas autorizó a esta central nuclear la modificación de diseño solicitada por su titular, que le permite un incremento de la potencia en la Unidad II hasta los 2.947 megavatios térmicos. Este mismo incremento de potencia fue autorizado a la Unidad I en diciembre de 2009.

Este incremento de potencia térmica de la Unidad II, que supondrá al igual que en la Unidad I, un aumento de potencia eléctrica de unos 60 MW, está condicionado a la apreciación favorable por el Consejo de Seguridad Nuclear de los resultados de un Plan de Pruebas y al cumplimiento de las condiciones que se incluyen en la autorización, establecidas por dicho Organismo.

Entre las modificaciones realizadas en la central cabe destacar las llevadas a cabo en la turbina de alta presión y en las bombas de condensado y de drenaje de los calentadores; la sustitución del alternador por uno de mayor capacidad y la implantación de torres de refrigeración adicionales para el sistema de refrigeración de turbina y alternador.

Centrales nucleares definitivamente paralizadas

Por lo que se refiere a las centrales nucleares definitivamente paralizadas por la Ley 40/1994, de Ordenación del Sector Eléctrico Nacional,

cuyo proceso de desinversión de equipos y componentes fue concluido en 2005, a 31 de diciembre de 2010 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 423,670 M€; de los que 220,798 M€ correspondían a CN Lemóniz, 196,475 M€ a CN Valdecaballeros y 6,396 M€ a CN Trillo II.

Desmantelamiento de instalaciones

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

Por Orden del MITYC ITC/4035/2005, de 14-11-05 se autorizó el desmantelamiento de las instalaciones paradas y en fase de clausura del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) situadas en Madrid. Las actividades autorizadas consisten en el desmantelamiento de varias instalaciones nucleares y radiactivas que no están operativas, la recuperación de terrenos, la mejora de la seguridad y el saneamiento de las infraestructuras, dentro de lo que se denomina Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC).

Durante el año 2010 las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en demoliciones y descontaminaciones en los edificios 76, 53 y 13, así como actuaciones en terrenos contaminados.

Se ha continuado trabajando en el proceso documental y analítico asociado al proceso de desclasificación de superficies y grandes piezas.



4.6. I+D

La Plataforma Tecnológica de I+D de energía nuclear de fisión CEIDEN, creada en abril de 2007, ha continuado con sus actividades de coordinación de planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en programas internacionales. Tiene actualmente varios programas o proyectos en curso. La mayoría de éstos se iniciaron en la etapa anterior (cuando el CEIDEN era un Comité estratégico de I+D Nuclear) y siguen su desarrollo enriquecidos con las incorporaciones de nuevas entidades. Estos programas son:

1. Criterios de diseño y seguridad para el almacenamiento y transporte en seco de combustible gastado.
2. Aprovechamiento de materiales de la CN José Cabrera: internos de la vasija.
3. Aprovechamiento de materiales de la CN José Cabrera: hormigones.
4. Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
5. Capacidades industria nuclear.

El 30 de septiembre de 2010 se celebró en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear la Asamblea General de la Plataforma Tecnológica del CEIDEN, en la que se resaltaron los hechos más destacables ocurridos en el periodo entre asambleas relacionados con la I+D, y se informó sobre el desarrollo del VII Programa Marco de la UE, de la Plataforma tecnológica europea de energía nuclear sostenible y del Plan Nacional de I+D.

4.7. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional aprobada

- **Real Decreto 1439/2010, de 5 de noviembre, por el que se modifica el Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes, aprobado por Real Decreto 783/2001, de 6 de julio (BOE 18-11-10).**

El Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes vigente hasta la publicación de este Real Decreto fue aprobado por el Real Decreto 783/2001, de 6 de julio. Mediante este Reglamento, junto con el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por Real Decreto 1836/1999, de 3 de diciembre y modificado por Real Decreto 35/2008, de 18 de enero, se incorpora a nuestro ordenamiento interno la Directiva 96/29/EURATOM, del Consejo, de 13 de mayo de 1996, por la que se establecen las normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes.

El título VII de este Reglamento se refiere a las fuentes naturales de radiación y en él se identifica de forma genérica las actividades laborales en las que los trabajadores y, en su caso, los miembros del público, pueden estar expuestos a este tipo de radiación, tales como establecimientos termales, cuevas, minas, lugares de trabajo subterráneos o no subterráneos en áreas identificadas; actividades laborales que impliquen el almacenamiento o la manipulación de materiales, o que generen residuos que habitualmente no se consideran radiac-

tivos pero que contengan radionucleidos naturales; y actividades laborales que impliquen exposición a la radiación cósmica durante la operación de aeronaves.

Según lo previsto en este título VII, la autoridad competente, con el asesoramiento del Consejo de Seguridad Nuclear, debía requerir a los titulares de las actividades laborales en las que existan fuentes naturales de radiación la realización de los estudios necesarios, a fin de determinar si existe un incremento significativo de la exposición de los trabajadores o de los miembros del público, que no pueda considerarse despreciable desde el punto de vista de la protección radiológica. Dicha autoridad competente también debía remitir al Consejo de Seguridad Nuclear los resultados de los estudios realizados, al objeto de que este Organismo identificara aquellas actividades laborales que deban ser objeto de especial atención y estar sujetas a control. Por su parte, el Consejo de Seguridad Nuclear debía poner en conocimiento de la autoridad competente las conclusiones y medidas necesarias, para exigir su aplicación a los titulares.

Entre las modificaciones más relevantes a que se refiere este proyecto está la de obligar directamente a los titulares de las actividades laborales en las que existan fuentes naturales de radiación a realizar los estudios necesarios para determinar si existe un incremento significativo de la exposición de los trabajadores o de los miembros del público, que no pueda considerarse despreciable desde el punto de vista de la protección radiológica. Asimismo, se les obliga a declarar estas actividades laborales ante los órganos competentes en mate-

ria de industria de las comunidades autónomas en cuyo territorio éstas se realizan. Estas declaraciones serán incluidas en un registro que se crea a tal efecto, denominado «Registro de actividades laborales con exposición a la radiación natural» y, al objeto de disponer de información conjunta sobre estas actividades, se establece un registro central en la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, al que los referidos órganos competentes autonómicos deberán remitir copia de las declaraciones.

- **Real Decreto 1440/2010, de 5 de noviembre, por el que se aprueba el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear (BOE 22-11-10).**

El Real Decreto 1157/1982, de 30 de abril, por el que se aprobaba el Estatuto del Consejo de Seguridad Nuclear, concretaba la estructura, organización, funciones y régimen jurídico del Organismo, según las previsiones establecidas con carácter general, en su Ley de creación, Ley 15/1980, de 22 de abril.

En el tiempo transcurrido desde la aprobación del Estatuto, se han producido múltiples reformas en el marco normativo que afecta al Consejo de Seguridad Nuclear, algunas directamente relacionadas con su régimen jurídico de actuación, impactando en su Ley de creación, como la publicación de una ley de financiación de sus actividades (la Ley 14/1999, de 4 de mayo, de Tasas y Precios Públicos por servicios prestados por el Consejo de Seguridad Nuclear), y otras, derivadas de reformas en leyes sectoriales, como las que han incidido en estos años en la Ley 25/1964, de



29 de abril, sobre Energía Nuclear, conduciendo todo ello, a amplios cambios funcionales en la actividad de este Organismo que fueron recogidos a través de una serie de adaptaciones de su Estatuto orgánico, la última de ellas, producida mediante el Real Decreto 469/2000, de 7 de abril, por el que se modifica la estructura orgánica básica del Consejo de Seguridad Nuclear.

Pero es la aprobación de la Ley 33/2007, de 7 de noviembre, de reforma de la Ley 15/1980, de 22 de abril, de creación del Consejo de Seguridad Nuclear, la que ha supuesto una mayor transformación en el régimen jurídico de este Organismo, desarrollando, entre otras novedades, los aspectos jurídicos que permiten fortalecer y garantizar la independencia efectiva del mismo, acogiendo la creciente sensibilidad social en relación con el medio ambiente, institucionalizando los mecanismos necesarios para promover y potenciar la transparencia, la participación de la sociedad y reforzar el derecho de los ciudadanos a acceder a la información relevante en lo que concierne a la seguridad nuclear y la protección radiológica, en línea con los requerimientos de la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente; se ha procurado, gracias a nuevos elementos, como el establecimiento de un Comité Asesor de información y participación pública, una mayor credibilidad y confianza de cara a la sociedad, introduciendo, para hacer efectivo ese compromiso, una serie de medidas para reorganizar las competencias y recursos del Organismo, con estos nuevos fundamentos.

Entre los cambios más relevantes, puede destacarse la incorporación de dos órganos de carácter asesor para el Organismo: i) el «Comité Asesor», configurado según las directrices del artículo 15 de la Ley de creación del Organismo, en la redacción de la Ley 33/2007, de 7 de noviembre, que emitirá recomendaciones al CSN para favorecer y mejorar la transparencia, el acceso a la información y la participación pública en materias de la competencia del CSN; y ii) las «Comisiones Asesoras Técnicas», ya existentes en el texto estatutario anterior, pero a las que ahora se dota de un sistema de funcionamiento, en la filosofía de que proporcionen apoyo y asesoramiento, mediante expertos técnicos especializados, en la toma de decisiones que incidan directamente en materias de seguridad nuclear y protección radiológica, a los órganos superiores y de dirección del CSN.

Normativa nacional en elaboración

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

Antecedentes

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

Con la excepción de unos pocos países industrializados, la comunidad internacional se ha adherido en su mayoría a uno de los sistemas establecidos por el OIEA o la NEA. España participa en el sistema de la NEA y ha ratificado los Protocolos de enmienda de los Convenios de París y Bruselas que se aprobaron en 2004, tras un largo proceso que se inició en 1997.

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

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

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

Estos Convenios establecen tres tramos de responsabilidad:

- Primero: Hasta, al menos, 700 M€, a cubrir por el titular de la instalación.
- Segundo: Desde la cifra anterior que cubra el titular de la instalación, hasta 1.200 M€, a cubrir por el Estado, siempre que tal responsabilidad no le sea atribuida al titular de la instalación.
- Tercero: Desde 1.200 a 1.500 M€, a cubrir con fondos públicos que se aportan entre todos los Estados Parte de los Convenios.

Situación actual

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



Asimismo, la disposición adicional segunda de la misma Ley establece la responsabilidad de los titulares de las instalaciones nucleares de los daños medioambientales que tengan su origen en dichas instalaciones, promoviendo una serie de actuaciones a fin de asegurar dicha responsabilidad, que necesitan ser desarrolladas mediante un Real Decreto posterior.

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

Al objeto de incorporar al ordenamiento jurídico español las nuevas obligaciones resultantes de las enmienda de 2004 de los Convenios de París y de Bruselas, se ha elaborado un proyecto de Ley que reemplazará a la regulación existente.

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

Como novedades más relevantes del Proyecto de Ley cabe señalar:

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

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

Actualmente el Proyecto de Ley se encuentra pendiente de su tramitación Parlamentaria.

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

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

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

Debido a la aprobación de estas modificaciones, se ha considerado necesario actualizar el Real Decreto 158/1995, de 3 de febrero, sobre protección física de los materiales nucleares, por lo que se creó a tal efecto un grupo de trabajo en el que, además del MITYC, que lo promueve, están representados el Consejo de Seguridad Nuclear, Presidencia del Gobierno y los Ministerios de Interior, Defensa, Justicia, Fomento y Asuntos Exteriores y Cooperación. El proyecto de Real Decreto sigue en proceso de tramitación tras unas modificaciones al texto que han requerido que se volviese a remitir a los diferentes Ministerios y Organismos competentes a través de la Secretaría General Técnica del MITYC.

Normativa internacional aprobada

- **Acuerdo Marco entre el Reino de España y el Reino Hachemita de Jordania sobre cooperación en los usos pacíficos de la energía**

nuclear, hecho en Amman el 20 de enero de 2010 (BOE 4-2-11).

A comienzos de 2010, España firmó con el Reino Hachemita de Jordania un acuerdo de cooperación relativo a los usos pacíficos de la energía nuclear, cuyo alcance incluye la transferencia de bienes y material nuclear, el intercambio de personal, la participación conjunta en actividades o cualquier otra forma de cooperación que las Partes acuerden entre sí, en los campos de la I+D, los usos pacíficos de la energía nuclear, la formación, la seguridad nuclear, la seguridad física o la gestión del combustible gastado, entre otros.

Por dicho Acuerdo las Partes se comprometen a no desviar bienes o material transferido en virtud del Acuerdo a otros fines no pacíficos, así como al cumplimiento de sus compromisos en materia de salvaguardia o protección física o al cumplimiento de determinadas condiciones para la retransferencia de los bienes.

Normativa comunitaria en elaboración

- **Propuesta de Directiva del Consejo sobre la gestión de los residuos radiactivos y el combustible nuclear gastado.**

Los elementos que pueden considerarse «pilares» de la normativa nuclear son, básicamente, tres: la protección radiológica, la seguridad nuclear y la gestión de los residuos radiactivos y el combustible nuclear gastado.

Hasta tiempos recientes, la normativa de la Unión Europea únicamente establecía un marco comuni-



tario en materia de protección radiológica (Directiva 96/29/EURATOM), habiéndose ampliado recientemente con la adopción de la Directiva sobre seguridad nuclear (Directiva 2009/71/EURATOM). Por tanto, el proyecto de Directiva sobre gestión de residuos radiactivos y combustible nuclear gastado viene a completar el marco comunitario en materia de legislación nuclear, dándose también respuesta al Parlamento Europeo, el cual había señalado el vacío normativo comunitario, tanto en seguridad nuclear como en gestión de residuos radiactivos, con ocasión de la conmemoración de los 50 años del Tratado EURATOM.

La Comisión Europea presentó, a finales de 2010 y tras haber tenido en cuenta las consideraciones del Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear (ENSREG) (grupo formado por los reguladores de los Estados miembros, que actúa de asesor de las instituciones europeas en esta materia), una primera propuesta de texto al Grupo de Trabajo del Consejo que trata estos temas (Grupo de Cuestiones Atómicas), que en la actualidad continúa los debates sobre esta Directiva, sobre la que es de esperar que se alcance un texto consensuado a lo largo del 2011.

- **Decisión del Consejo por la que se dan directrices a la Comisión para la negociación de un Acuerdo entre EURATOM y el Gobierno de Australia sobre usos pacíficos de la energía nuclear.**

En el primer semestre de 2010, durante la Presidencia española de la UE, comenzaron los trabajos en el Grupo de Cuestiones Atómicas para alcanzar un mandato de negociación que permi-

tiera a la Comisión alcanzar un nuevo Acuerdo de Cooperación EURATOM-Australia sobre los usos pacíficos de la energía nuclear, que sustituyera el vigente en la actualidad (que expirará en 2012) y ampliara su alcance.

Para EURATOM, la importancia del Acuerdo radica en que Australia es uno de sus principales suministradores de uranio natural y facilitar los intercambios comerciales en el ámbito nuclear contribuye a la política comunitaria en materia de seguridad del abastecimiento energético y de diversificación de las fuentes energéticas.

El Consejo de la UE adoptó el mandato en junio de 2010, momento en que la Comisión comenzó las negociaciones con el Gobierno australiano, que se han venido manteniendo hasta la actualidad. Se espera que se alcance un Acuerdo a lo largo de 2011.

- **Decisión del Consejo por la que se dan directrices a la Comisión para la negociación de un Acuerdo entre EURATOM y el Gobierno de la República de Sudáfrica sobre usos pacíficos de la energía nuclear.**

El Grupo de Cuestiones Atómicas de la UE comenzó durante el segundo semestre de 2010 los debates para alcanzar un mandato de negociación, con objeto de dar directrices a la Comisión para que alcance un Acuerdo de cooperación con el Gobierno de la República de Sudáfrica en los usos pacíficos de la energía nuclear.

En principio, se buscará un Acuerdo de amplio alcance que incluya las actividades de I+D, la

transferencia de equipos y materiales nucleares, la seguridad nuclear o la protección radiológica, entre otras, que permitirá a las Partes beneficiarse mutuamente de su experiencia en el uso de la energía nuclear (Sudáfrica posee significativas reservas de uranio, plantas de concentración, 2 reactores nucleares en operación y ha diseñado un tipo de reactor denominado «Pebble Bed Modular Reactor»).

El Consejo de la UE adoptó el mandato de negociación a finales de 2010, por lo que las negociaciones entre EURATOM y el Gobierno de Sudáfrica darán comienzo en 2011.

- **Acuerdo de cooperación en el ámbito de los usos pacíficos de la energía nuclear con Canadá.**

EURATOM y Canadá concluyeron en 1959 un acuerdo marco sobre cooperación en usos pacíficos de la energía nuclear, que incluía aspectos tales como colaboración en actividades de I+D o el intercambio de materiales, bienes y equipos nucleares. Este acuerdo se ha venido modificando y completando en su ámbito de aplicación mediante enmiendas parciales en los años 1978, 1981, 1985 y 1991.

Con objeto de simplificar el texto y de dotarlo con un mayor alcance, la parte canadiense y la Comisión Europea acordaron comenzar los trabajos para obtener un nuevo acuerdo de cooperación.

Por la parte europea, el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo de la UE comenzó a discutir el nuevo mandato de negociación durante las presi-

dencias francesa y checa (2008 y 2009), con objeto de establecer las directrices que la Comisión deberá seguir en la negociación del acuerdo. En junio de 2009, bajo presidencia checa, se llegó a un acuerdo de texto, que fue aprobado por el Consejo. La Comisión Europea ha venido manteniendo distintas rondas de negociación con la parte canadiense avanzando en un texto de consenso, por lo que se espera alcanzar un acuerdo durante el 2011.

- **Acuerdo de cooperación entre EURATOM y la Federación Rusa sobre el uso pacífico de la energía nuclear.**

Tras un anterior intento fallido de formalizar un Acuerdo con Rusia sobre el uso pacífico de la energía nuclear, para el cual se adoptaron formalmente directrices de negociación en el año 2003, la UE decidió recientemente formalizar un nuevo mandato de negociación, dado que desde entonces se han producido cambios sustanciales en el contexto de la UE y de Rusia.

Las discusiones sobre el nuevo mandato de negociación se iniciaron en el Grupo de Cuestiones Atómicas durante presidencia checa, y finalizaron bajo presidencia sueca, en diciembre de 2009. El nuevo mandato establece las directrices de negociación para la celebración del Acuerdo.

En las mismas se otorga especial importancia al establecimiento de unas condiciones de mercado equitativas y transparentes, y se pide que se respete la seguridad de abastecimiento, la protección de los intereses de los consumidores y el mantenimiento de la viabilidad de la industria



européa, especialmente en las fases iniciales del ciclo de combustible nuclear. El mandato plantea establecer un mecanismo de vigilancia de la evolución del mercado de materiales nucleares, especialmente en el mercado de enriquecimiento. En relación a la seguridad de los reactores de primera generación rusos, en el mandato se incluye una cláusula por la que, durante las negociaciones, se prestará particular atención a este punto, y se intentará llegar a compromisos para desactivar dichas centrales.

No obstante, las negociaciones entre la Comisión y la Federación Rusa, cuyos primeros contactos tuvieron lugar durante el año 2010, no avanzan al ritmo esperado, por lo que el Acuerdo de cooperación podría retrasarse más de lo previsto.

- **Propuesta de REGLAMENTO (EURATOM) DEL CONSEJO por el que se establecen tolerancias máximas de contaminación radiactiva de los productos alimenticios y los piensos tras un accidente nuclear o cualquier otro caso de emergencia radiológica (Texto refundido).**

Se trata de una propuesta legislativa que tiene por objeto la refundición de los tres reglamentos vigentes en la actualidad (Reglamentos EURATOM 3954/87, 944/89 & 770/90) además de introducir un considerando adicional que justifique la intervención del Consejo en el momento de adoptar medidas tras un accidente.

El Reglamento establece el procedimiento por el cual la Comisión, tras recibir notificación de un accidente nuclear, emite un Reglamento por el cual se declaran vigentes unos límites máximos de

contaminación en alimentos y piensos importados desde el país afectado, estableciéndose un plazo de tres meses para que el Consejo adopte otro Reglamento que confirme o modifique dichos límites.

Se espera que el Reglamento sea adoptado por el Consejo a lo largo de 2011.

4.8. APLICACIÓN DE SALVAGUARDIAS INTEGRADAS A LAS INSTALACIONES NUCLEARES ESPAÑOLAS

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

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

- Salvaguardias de EURATOM: derivan de las obligaciones que se establecen en el Capítulo VII del Tratado EURATOM (Control de seguridad), en virtud de las cuales los Estados miembros deben declarar el material nuclear y el uso previsto del mismo. Las salvaguardias de EURATOM son aplicadas por la Comisión Europea.

- Salvaguardias del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas: derivan de los compromisos contraídos como parte contratante del Tratado sobre la no Proliferación de las Armas Nucleares (TNP). Este Tratado obliga a suscribir un acuerdo con el OIEA para la aplicación de su sistema de salvaguardias a todas las actividades en las que se manejan materiales nucleares. Los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares han suscrito con el OIEA un Acuerdo de Salvaguardias conjunto (INFCIRC/193), cuyas medidas las aplican los inspectores de este Organismo de manera coordinada con las derivadas del Tratado EURATOM. Este acuerdo se ha suplementado en abril de 2004 con la entrada en vigor de un Protocolo Adicional que amplía el ámbito de aplicación de las salvaguardias y da derechos de acceso adicionales a los inspectores del OIEA a las instalaciones y actividades obligadas a declarar.

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

Para los Estados que disponen de los que se conocen como Acuerdos de Salvaguardias amplios y que además tienen en vigor un Protocolo Adicional, tal como ocurre en los Estados miembros de la UE, el objetivo del OIEA ha venido siendo el de introducir lo que se conoce como «salvaguardias integradas» (SI). Se trata del establecimiento en cada Estado de un conjunto integrado de medidas

de salvaguardias óptimo, tomando en consideración todos los medios y fuentes de información disponible, tales como inspecciones, declaraciones, imágenes por satélite, etc.

La transición a las salvaguardias integradas ha sido un proceso complejo y no exento de dificultades, ya que ha llevado aparejada una importante actualización de las prácticas en uso desde hace muchos años. El aspecto más relevante en este sentido es que, para satisfacer los objetivos que se ha fijado el OIEA, resulta imprescindible introducir el factor «sorpresa» en, al menos, una parte de las actividades de inspección, de las que, hasta ahora, se venían llevando a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores.

Las salvaguardias integradas se aplican en España y en todos los Estados de la Unión Europea desde el 1 de enero de 2010. El primer año bajo salvaguardias integradas ha sido satisfactorio y se han llevado a cabo las actividades según lo previsto. Se espera, tras este primer año, hacer una revisión de los procedimientos de cara a tener en cuenta la experiencia adquirida.

4.9. ACTIVIDAD DE ORGANISMOS INTERNACIONALES

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

- Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE),



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

Las actuaciones relacionadas con dichas organizaciones se han canalizado principalmente a través de la participación en los grupos de trabajo y comités que se indican a continuación, junto a las principales decisiones o actividades desarrolladas por los mismos durante 2010.

Comunidad Europea de Energía Atómica (EURATOM-UE).

Además de las actividades llevadas a cabo por el Grupo de Cuestiones Atómicas, cuyos trabajos ya se han abordado en el apartado de normativa comunitaria, el MITYC ha participado, en el ámbito del Tratado EURATOM, en los siguientes grupos y comités:

- Grupo de Alto Nivel en Seguridad Nuclear y Gestión de Residuos (ENSREG).

El ENSREG es un grupo de expertos independiente, asesor de las instituciones europeas, formado por altos representantes de la regulación nuclear de los Estados miembros y la Comisión en materia de seguridad nuclear y protección radiológica. Desde su creación en 2007, el ENSREG ha tratado de promover la mejora continua y el entendimiento común en el seno de la UE en materias como la seguridad nuclear o la gestión de residuos radiactivos. ENSREG desarrolla su cometido por medio de 3 grupos de trabajo: Seguridad nuclear, Ges-

ción de Residuos Radiactivos y Desmantelamiento, y Transparencia.

A continuación se resumen las actividades llevadas a cabo por el grupo en dicho periodo.

- En el campo de la seguridad nuclear:

Una vez adoptada la Directiva 2009/71/EURATOM, por la que se establece un marco comunitario en seguridad nuclear, el Consejo de la UE solicitó a ENSREG unas directrices comunes para la aplicación de determinados artículos. En concreto, ENSREG ha venido trabajando en la elaboración de un Formato común y unas Guías para los informes que los EEMM deben presentar cada tres años referidos a la aplicación de la Directiva. También ha venido desarrollando una Guía de las autoevaluaciones que, cada 10 años, deben realizar los EEMM respecto de su marco nacional y organismo regulador en materia de seguridad nuclear, así como un Memorandum de Entendimiento con el OIEA relativo a las misiones de revisión inter pares de dicho marco que han de solicitar los EEMM con la misma periodicidad.

- En el campo de la gestión segura de residuos radiactivos y desmantelamiento:

ENSREG, en calidad de grupo asesor de las instituciones de la UE, elaboró una propuesta de Directiva de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado que, como ya se ha comentado, remitió a la Comisión, y que en la actualidad continúa su trámite en el Grupo de Cuestiones Atómicas. Además, ENSREG resaltó



la conveniencia de hacer un mejor uso, en el seno de la UE, de los resultados de las reuniones de seguimiento relativas a la Convención conjunta sobre seguridad en la gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, identificando puntos comunes de mejora en los EEMM y preparando el seminario «mejor uso de la Convención Conjunta en la UE» para el año 2011.

- En el campo de la transparencia:

ENSREG continuó trabajando en el desarrollo de una guía para reguladores que identifique mejores prácticas en transparencia, así como en el desarrollo de su página web (<http://www.ens-reg.eu/>), donde puede encontrarse más información respecto de las actividades de este grupo.

Por último, ENSREG designó a la Presidenta del Consejo de Seguridad Nuclear español como presidenta de la 1.ª Conferencia de Información Reguladora Europea, que tendrá lugar en Bruselas en el verano de 2011.

- Foro Europeo de Energía Nuclear (ENEF).

El ENEF es un Foro de alto nivel creado en 2007, con objeto de facilitar un debate en el seno de la UE entre todos los interesados (stakeholders) del sector nuclear, en el que participan representantes, tanto del ámbito institucional como de la industria nuclear, asociaciones y otras organizaciones europeas.

La República Checa y Eslovaquia se han ofrecido para albergar alternativamente las reuniones de este Foro en Praga y en Bratislava, que tienen

lugar con una periodicidad anual, habiéndose celebrado hasta la fecha cuatro reuniones, la última de las cuales tuvo lugar en Bratislava, los días 25 y 26 de mayo de 2010.

El debate del Foro gira en torno a los documentos y trabajos preparatorios de tres grupos de trabajo: Oportunidades, Riesgos y Transparencia. Los resultados de dichos grupos de trabajo son expuestos en las reuniones plenarias del Foro. Entre los principales asuntos discutidos cabe citar los siguientes:

Por lo que se refiere a «Oportunidades», ENEF centró el debate en la contribución de la energía nuclear a una economía baja en carbón, teniendo en cuenta la seguridad de suministro y la competitividad. Los estudios que está desarrollando su grupo de trabajo se centran en ofrecer una visión a largo plazo del papel de la energía nuclear hasta el 2050, analizando diferentes escenarios y combinando energías de base (nuclear) con generación renovable, así como la búsqueda de formas de financiación por parte de las entidades bancarias o los préstamos EURATOM, o un mayor desarrollo de la investigación, destacando los esfuerzos realizados por las siguientes plataformas: la Plataforma Tecnológica sobre Energía Nuclear Sostenible (SNETP), el SET Plan (Plan Estratégico Europeo de las Tecnologías Energéticas) o la Plataforma Técnica para la implementación de Almacenamiento Geológico Definitivo.

En cuanto a «Riesgos» se refiere, ENEF destacó la necesidad de completar el marco europeo con una Directiva relativa a la gestión de los residuos radiactivos. Las principales iniciativas del grupo se han centrado en el desarrollo de una Guía para la



implementación nacional de repositorios o el seguimiento de la aplicación concreta de la iniciativa ENELA (European Nuclear Energy Leadership Academy) relativa a la formación y cualificación suficiente del personal que trabaja en las instalaciones nucleares y radiactivas.

Por último, en el ámbito de la «Transparencia», ENEF continuó trabajando en la presentación de buenas prácticas que enriquezcan la aplicación de medidas relativas a información, comunicación, participación y toma de decisiones, y que contribuyan a fortalecer la transparencia en materia nuclear.

- Comité Consultivo de la Agencia de Aprovisionamiento de EURATOM.

El Tratado EURATOM prevé la creación de esta Agencia y establece entre sus tareas y obligaciones la de velar por el abastecimiento regular y equitativo en materiales nucleares de los usuarios de la UE. Su Comité Consultivo tiene por objeto asistir a la Agencia en el desarrollo de sus funciones, así como aportar información, análisis y una opinión cualificada.

El informe de esta Agencia relativo a 2009, en el que se resumen las actividades de la Agencia, su programa de trabajo, así como la situación del mercado mundial y europeo de combustible nuclear, se encuentra disponible en: <http://ec.europa.eu/euratom/ar/last.pdf>

- Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear.

Desde el año 2007, prácticamente toda la asistencia de la UE a terceros países en materia de

energía nuclear se realiza con cargo al Instrumento de Cooperación en materia de Seguridad Nuclear (INSC) establecido por medio del Reglamento del Consejo 300/2007/EURATOM, con objeto de prestar asistencia en los ámbitos de la seguridad nuclear, la protección radiológica o la aplicación efectiva de salvaguardias. Este instrumento es el heredero de otros programas anteriores que concedían ayudas en el campo nuclear, como TACIS (entre otros), distinguiéndose de su predecesor en dos aspectos: el Instrumento se crea como una iniciativa restringida al ámbito nuclear (TACIS tenía un alcance más amplio) y el alcance geográfico se extiende no sólo a los países CIS, sino que se posibilita el apoyo a cualquier tercer país.

El Instrumento prevé una asistencia de 524 M€ para el periodo 2007-2013, y las líneas de actuación se rigen por una Estrategia y unos Programas Indicativos (PI) trienales, que son concretados por Programas de Acción anuales. Su propuesta corresponde a la Comisión, pero sujeta a la aprobación por mayoría cualificada de un Comité formado por representantes de los Estados miembros.

Aunque en un principio la Estrategia contemplaba un reparto geográfico de fondos equitativo entre Rusia, Ucrania y otros países, la realidad ha sido muy distinta, ya que hasta la fecha Ucrania ha sido el principal destinatario de fondos con 170 M€ (más de un 65% del total asignado hasta el momento), debido en parte a las importantes contribuciones a las cuentas destinadas a Chernóbil: el Fondo del Sarcófago de Chernóbil y la Cuenta de Seguridad Nuclear, dotadas con más de 77 M€.

En lo que respecta a Rusia, las ayudas concedidas por el Instrumento han sufrido un claro revés al no haberse alcanzado un acuerdo con las autoridades rusas. Ello ha ocasionado que del total de la ayuda inicialmente prevista para Rusia (72 M€), tan solo 9,5 M € hayan sido finalmente asignados.

Por lo que se refiere a nuevos destinos, suponen en la práctica algo más de un 30% de la ayuda ya concedida. En el periodo 2010-2011 las ayudas irán destinadas a Iberoamérica (Brasil y Argentina), China, India, Sureste Asiático (Vietnam o Filipinas), Norte de África (Egipto y Marruecos) Oriente Próximo (Armenia, Georgia, Jordania) o los Países del Este (Bielorrusia).

Mención destacada merece la creciente asignación a proyectos del OIEA (11 M€), que se prevé continuará creciendo en un futuro y que regionalmente ha estado orientada al Sudeste Asiático. Dadas las dificultades que han surgido con la asistencia a Rusia, la cooperación con Rusia a través del OIEA se postula como una opción importante.

- Comité sobre Fondos de Desmantelamiento (DFG).

En 2005 la Comisión Europea constituyó un Grupo Asesor de Expertos sobre Fondos de Desmantelamiento, que tenía por objeto proporcionar soporte técnico a la Comisión para elaborar una Recomendación sobre la gestión de fondos financieros para el desmantelamiento de instalaciones nucleares, el combustible gastado y los residuos radiactivos (Recomendación 2006/851/EURATOM).

Posteriormente, el Grupo comenzó a trabajar en el desarrollo de una guía de la Recomendación, que finalizó en mayo de 2010 y que recoge la interpretación que el DFG hace de cada artículo de la misma.

En paralelo, el DFG asesoró a la Comisión en el desarrollo de un cuestionario orientado a los Estados miembros, con objeto de recabar la información necesaria para la elaboración del tercer Informe de la Comisión sobre la utilización de los recursos financieros destinados al desmantelamiento de instalaciones nucleares, que debe ser enviado al Consejo y al Parlamento Europeo a mediados de 2011.

Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

La NEA (Nuclear Energy Agency) es un organismo de la OCDE con sede en París, del que actualmente forman parte casi todos los Estados de la OCDE (a excepción de Nueva Zelanda), y del que forman parte muchos Estados miembros de la UE (Austria, Bélgica, Chequia, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Polonia, Portugal, Eslovaquia, España, Suecia o Reino Unido). La Comisión Europea también toma parte en los trabajos de la Agencia (aunque no es miembro).

Según se recoge en su Estatuto, la NEA tiene por objeto un mayor desarrollo en el uso de la energía nuclear, incluyendo otras aplicaciones que utilicen radiaciones ionizantes para fines pacíficos, a través de la cooperación internacional. A tales efectos, la NEA promueve el desarrollo de estudios técnicos y económicos y consultas sobre los programas y pro-



yectos en que participan los Estados relativos a I+D o a la industria de la energía nuclear. Dentro de los campos a los que contribuye, cabe destacar la protección radiológica, la seguridad nuclear, la responsabilidad por daños nucleares a terceros o la eliminación de los obstáculos al comercio internacional de la industria nuclear.

Su Estatuto confía las tareas encomendadas a la NEA a su Comité de Dirección, a los grupos creados por éste y a la Secretaría, cuyo Director General es el español Luis Echávarri.

- Comité de Dirección.

Está formado por los representantes de todos los Estados Parte de la NEA, asistidos para sus funciones por la Secretaría. Se reúne dos veces al año, toma las decisiones de carácter estratégico, tales como la aprobación del Presupuesto o la adopción del Plan Estratégico, y revisa los resultados de los distintos grupos de trabajo.

En 2010, el Comité abordó, entre otros temas, la celebración del 50 aniversario de creación de la OCDE, la incorporación de Polonia como Miembro de la NEA, la presentación de los resultados de los distintos grupos de trabajo o la adopción del nuevo Plan Estratégico de la NEA para el periodo 2011-2016.

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

Entre las funciones de este Comité se incluyen la evaluación de la potencial contribución futura de

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

El Comité centró su trabajo en la elaboración de distintas publicaciones, entre las que se destaca el «Red Book» (Uranio 2009, producción, recursos y demanda), el «Brown Book» (Datos de la Energía Nuclear 2010), así como un informe comparativo sobre la gestión de residuos radiactivos y peligrosos, la actitud del público ante la energía nuclear o el desarrollo de un «roadmap sobre tecnología nuclear».

- Comité de Derecho Nuclear (NLC).

Este Comité constituye un foro de discusión sobre el desarrollo y armonización de la legislación en los diferentes aspectos de la actividad nuclear, centrandose gran parte de sus esfuerzos en la interpretación, implementación, mejora y modernización de los regímenes de responsabilidad civil por daños nucleares, particularmente los derivados de los Convenios de París y complementario de Bruselas y sus revisiones, celebrados bajo los auspicios por la OCDE.

Dentro del programa regular del Comité, el principal asunto tratado fue el relativo a los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil por daños nucleares, y concretamente el estado de ratificación e implementación de los Protocolos de

2004 de enmienda de dichos Convenios. Si bien los Estados miembros realizan avances en la adaptación de sus legislaciones nacionales a dichos Protocolos, aún siguen poniéndose de manifiesto algunas dificultades existentes en relación con la cobertura por parte del mercado de seguros de determinados riesgos contemplados en el Protocolo de París de 2004, especialmente el aumento del periodo de reclamación de los daños personales de 10 a 30 años y, en algunos casos, los daños medioambientales.

Adicionalmente se celebró una reunión de las Partes Contratantes de los Convenios de París y de Bruselas para alcanzar un acuerdo respecto de su «Exposición de motivos».

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

- Conferencia General.

La Conferencia General anual de este Organismo, que fue la 54.^a, tuvo lugar del 20 al 24 de septiembre de 2010, con la asistencia de, aproximadamente, 1.300 delegados de los 151 Estados miembros que participaron. Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores. Formarán parte de la Junta por un año los 13 Estados miembros designados por la Junta saliente (Argentina, Australia, Canadá, China, Francia, Alemania, India, Italia, Japón, Federación Rusa, Sudáfrica, Reino Unido y Estados Unidos), los 11 designados por dos años por la Conferencia General anterior (Perú, Venezuela, Dinamarca, Holanda, Azerbayán, Ucrania, Camerún, Kenia, Pakistán, Mongolia y Corea) y los 11 nombrados, por dos años, por esta Conferencia General (Bélgica, Brasil, República Checa, Chile, Ecuador, Jordania, Níger, Portugal, Singapur, Túnez y Emiratos Árabes).
- Medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica y del transporte y de gestión de desechos.
- Otros temas debatidos, cuyas resoluciones pueden ser encontradas en la página web del OIEA fueron:
 - Seguridad física nuclear–medidas de protección contra el terrorismo nuclear.
 - Fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo.
 - Fortalecimiento de las actividades del Organismo relacionadas con la ciencia, la tecnología y las aplicaciones nucleares.
 - Fortalecimiento de la eficacia y aumento de la eficiencia del sistema de salvaguardias y aplicación del modelo de Protocolo adicional.
 - Aplicación del acuerdo de salvaguardias entre el Organismo y la República Popular Democrática de Corea en relación con el TNP.
 - Aplicación de las salvaguardias del OIEA en el Oriente Medio.
 - Capacidades nucleares de Israel.



Asimismo, se presentó el Informe anual de 2009, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2011 de 264.709.075 €, más 61.781.694 \$ (puesto que el presupuesto del OIEA se aprueba parte en euros y parte en dólares), en el que a España le corresponde el 3,142% del total (8.316.362 €, más 1.945.446 \$) y se estableció una cifra objetivo de 86 M\$ para las contribuciones voluntarias al Fondo de Cooperación Técnica para 2011, de las que a España le corresponden 2.156.689 €.

- Junta de Gobernadores.

Esta Junta es el órgano ejecutivo del Organismo y examina todas las cuestiones de importancia, incluyendo las peticiones de ingreso y el programa de actividades, el presupuesto y el informe anual. Está facultada para aprobar todos los acuerdos de salvaguardias, los proyectos importantes y las normas de seguridad.

Está compuesta por 13 miembros designados por la propia Junta (criterio de desarrollo alcanzado en tecnología nuclear) y por otros 22 elegidos por la Conferencia General (criterio de representación geográfica equitativa), con un mandato de dos años, eligiendo 11 cada año. España terminó su mandato en la Junta en septiembre de 2010.

Dentro de las labores más habituales de la Junta también es de destacar la preparación del informe anual 2009 sobre las actividades del Organismo, la aprobación del informe sobre tecnología nuclear 2010, el informe sobre seguridad física 2010, el Programa de Cooperación Técnica para 2011 y los Presupuestos para el año 2011.

Grupo de Suministradores Nucleares (GSN)

Este grupo tiene como objetivo el control del comercio internacional de materiales y tecnologías susceptibles de ser utilizadas en actividades de proliferación de armas nucleares y se reúne, tanto en forma de Plenario como de Grupo de trabajo. En él se establecen guías de actuación con objeto de fortalecer el régimen global de no proliferación y mejorar la aplicación de los controles de exportación, cuestión que en los últimos tiempos ha cobrado un gran protagonismo.

Durante 2010 el trabajo del GSN ha sido continuación del realizado en los años anteriores, centrándose, principalmente, en los debates en torno a los párrafos 6 y 7 de las directrices del GSN.

La revisión del párrafo 6 de las directrices (que se refiere a controles especiales sobre exportaciones sensibles, tales como las relativas al enriquecimiento de uranio y reprocesamiento de combustible nuclear), busca alcanzar un acuerdo sobre la exigencia del Protocolo Adicional a los Acuerdos de Salvaguardias, como condición o como factor a tener en consideración para el suministro de materiales y equipos de tecnología sensible.

Por lo que se refiere a la revisión del párrafo 7, se centra en la redefinición de las condiciones especiales que se han de aplicar a las exportaciones de tecnología, equipos o instalaciones vinculadas con el enriquecimiento de uranio.

Se espera que en el año 2011 se alcance un acuerdo en la redacción final de dichos párrafos.

Por otro lado se han creado distintos grupos de trabajo de revisión de las listas de artículos sometidos a control.

Fondos nucleares gestionados por el BERD

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

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

Este Fondo ha recibido contribuciones por valor de casi 800 M€ de 29 países (entre ellos, España, cuya contribución asciende a 5 M€) y de la UE.

Los proyectos más importantes que actualmente son financiados por ambos fondos son la construcción de un nuevo confinamiento para la unidad 4 y la conclusión de un almacén temporal de almacenamiento de combustible irradiado de las unidades 1, 2 y 3.

En todo caso, el coste final del proyecto será superior al previsto inicialmente, por lo que las futuras contribuciones de la Asamblea de donantes serán fundamentales.

Hasta ahora, la participación de la industria española a las actividades financiadas con cargo a este Fondo se limita a actividades de auditoría por parte de Empresarios Agrupados.

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

Fondo de Ignalina

Lituania contaba con dos reactores de diseño RBMK 1500 que, como resultado de las negociaciones entabladas para su entrada en la UE, se comprometió a cerrar en 2005 y 2008. Finalmen-



te, el reactor Ignalina 1 cerró en diciembre de 2004 y el de Ignalina 2, en diciembre de 2009.

En la actualidad, las contribuciones de los donantes ascienden a unos 725 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho en las asambleas de contribuyentes. Se estima, aunque no sin gran incertidumbre, que el fondo deberá alcanzar los 1.000 M€ para completar los trabajos.

Los principales proyectos en los que se continúa trabajando engloban la construcción de un almacén temporal del combustible gastado, una instalación de almacenamiento de residuos sólidos, un repositorio cercano a la superficie para residuos de baja y media actividad o la implementación de medidas de eficiencia energética.

Cabe destacar la adjudicación, en el año 2009, de un contrato a Iberdrola para la construcción de una planta de ciclo combinado por un valor estimado de unos 130 M€, cuyos trabajos se prolongarán durante los próximos años.

Fondo de Bohunice

La República Eslovaca se comprometió, en el marco de las negociaciones de acceso a la UE, al cierre de sus dos reactores de diseño VVER de Bohunice antes de 2008.

En la actualidad, el Fondo cuenta con contribuciones de hasta 380 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho en las asambleas de contribuyentes.

Dicho Fondo tiene por objeto asistir a Eslovaquia en el desmantelamiento de dichas unidades, financiar el desarrollo de una estrategia de desmantelamiento, sistemas de protección física y sistemas para compensar la reducción en la producción de electricidad y calor que el cierre de la planta ha ocasionado en la República Eslovaca.

Respecto de la participación española, es reseñable la asignación en el 2004 de la Unidad de Gestión del Proyecto para la central de Bohunice a un consorcio formado por las empresas españolas Iberdrola Ingeniería y Consultoría, Empresarios Agrupados y Soluziona, junto con la empresa francesa EDF. En 2010, el consorcio, formado en la actualidad solo por empresas españolas, se adjudicó la cuarta fase de la Unidad de Gestión del Proyecto para el desmantelamiento de la Central Nuclear de Bohunice V1, que consiste en la continuación y ampliación de los trabajos iniciados en 2004. El importe total del proyecto asciende a 23,8 M€, y su alcance incluye proporcionar la ingeniería necesaria y los recursos de gestión del proyecto para la planificación, ejecución, gestión, coordinación y seguimiento de todas las labores de apoyo al desmantelamiento de la Central.

Fondo de Kozloduy

Bulgaria cumplió su compromiso de cierre de los 4 reactores de diseño VVER 440-230 en el año 2006. A partir de entonces, el Fondo comenzaría a financiar tanto las actividades de desmantelamiento de dichos reactores como las actividades de eficiencia energética y sustitución de la pérdida de producción eléctrica nuclear en Bulgaria.



En la actualidad, las contribuciones de los donantes ascienden a unos 600 M€, de los cuales España ha aportado 1,5 M€ en 2002, pasando a ser miembro de pleno derecho en las asambleas de contribuyentes.

Respecto de la participación española, cabe resaltar la adjudicación en 2009 a un Consorcio formado por Iberdrola y la compañía belga Belgoprocess de un contrato para la construcción de una planta

pionera incineradora de residuos radiactivos por plasma por un total de 29,9 M€ y una duración estimada de 4 años.

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

5. SECTOR CARBÓN

5.1. SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1. Panorámica general del sector

Globalmente la producción de hulla más antracita (hard coal) en el 2010, se redujo un 13,9% con respecto al año 2009, debido principalmente al descenso del consumo de carbón para generación eléctrica. Aún con este descenso, la producción fue superior a la demanda, aumentando las existencias, parte de la producción se destinó a «Almacenamiento estratégico temporal» y otra parte quedó almacenada en las minas. La reducción fue mayor en la producción de antracita que en la hulla, puesto que HUNOSA mantuvo la producción planificada. En los

lignitos negros disminuyó la producción el 1,9% (Cuadro 5.1.1).

5.1.2. Demanda interior

La demanda total de carbones se redujo un 12,6% en 2010 sobre la del año anterior. En el sector eléctrico se redujo un 19,6%, correspondiendo al consumo de hulla y antracita de producción nacional un descenso del 68,9%, un 36,2% al de lignito negro y un 4% al de carbón importado. El consumo de carbones en coquerías y siderurgia aumentó un 25,5%, debido a la recuperación de actividad de este sector, que es el principal consumidor, después del de generación eléctrica. El consumo

CUADRO 5.1.1. BALANCE DE CARBÓN

	2009	2010	2010/09	2009	2010	2010/09
	(Miles de toneladas)			(Miles de tec)(1)		
			%			%
+ PRODUCCIÓN	9.448	8.434	-10,7	5.553	4.335	-21,9
Hulla	4.060	3.211	-20,9	2.620	1.845	-29,6
Antracita	2.894	2.777	-4,1	1.895	1.616	-14,7
Lignito negro	2.494	2.446	-1,9	1.038	873	-15,8
+ VARIACIÓN DE STOCKS (2)	-5.778	-2.778		-3.500	-1.517	
Hulla y antracita	-4.473	-2.395		-2.959	-1.353	
Lignito negro	-1.305	-384		-541	-164	
Lignito pardo						
+ IMPORTACIÓN	17.156	13.021	-24,1	14.436	10.969	-24,0
Hulla coquizable	2.055	2.777	35,1	1.978	2.659	34,4
Hulla no coquizable	14.980	10.041	-33,0	12.341	8.114	-34,3
Coque	121	204	68,4	116	195	67,9
- EXPORTACIÓN	1.573	1.858	18,2	1.416	1.697	19,8
Hulla y antracita	1.376	1.488	8,2	1.212	1.314	8,4
Coque	197	370	87,9	204	384	88,1
= CONSUMO INTERIOR BRUTO	19.253	16.819	-12,6	15.072	12.090	-19,8

(1) Toneladas equivalentes de carbón.

(2) Existencias iniciales-Existencias finales.

FUENTE: SEE (Secretaría de Estado de Energía).

SECTOR CARBÓN

CUADRO 5.1.2. SECTORIZACIÓN DEL CONSUMO DE CARBÓN (1)

	(Miles de toneladas) %			(Miles de tec) (1) %		
	2009	2010	2010/09	2009	2010	2010/09
1. Generación eléctrica	16.134	12.977	-19,6	11.931	8.437	-29,3
1.1 Compañías eléctricas	15.836	12.652	-20,1	11.772	8.284	-29,6
Hulla y antracita	3.222	1.001	-68,9	2.095	648	-69,1
Lignito negro	1.415	902	-36,2	589	386	-34,4
Carbón importado	11.199	10.749	-4,0	9.088	7.250	-20,2
1.2 Autoprodutores	298	325	9,4	159	153	-4,1
2. Transf. en coquerías y A.H.	2.363	2.653	12,3	2.481	2.654	6,9
3. Fábricas de cemento	35	40	14,6	30	35	15,5
4. Inyección en H.A.	289	677	134,5	271	583	115,3
5. Resto sectores y consumos propios	433	472	8,9	359	382	6,6
Total	19.253	16.819	-12,6	15.072	12.090	-19,8

(1) Sectorización estimada. Los datos definitivos son los publicados por EUROSTAT.
FUENTE: SEE.

del resto de sectores también ha crecido, aunque las cuantías son menos significativas que en los sectores anteriores (Cuadro 5.1.2).

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Desde el año 2009 las empresas eléctricas redujeron su demanda de carbón nacional, al perder éste competitividad en generación eléctrica, frente a las producciones mediante gas natural o carbón importado. El almacenamiento de carbón nacional en los parques de centrales se elevó desde los 7,4 Mt a finales de 2008 hasta los 9,8 Mt a finales de 2009. También se incrementó el almacenamiento de carbón importado desde los 2 Mt a 2,9 Mt en dicho período. Ante esta situación, el

Gobierno encomendó, a finales de julio de 2009, a HUNOSA la compra y almacenamiento de la producción de carbón nacional, creando un «Almacenamiento estratégico temporal de carbón». A finales de 2010, las existencias de carbón nacional han bajado ligeramente hasta 9,7 Mt, de las que 4,3 Mt están en las propias minas, y las existencias de carbón importado han bajado hasta 1,8 Mt.

La media estimada de PCS de este carbón es de 4.753 kcal/kg y se ha pagado a 1,3693 céntimos de euro por termia, o 65,08 euro/tonelada. El valor total del carbón almacenado es de 190,54 millones de euros. A efectos del cálculo unitario de ayuda, para determinar el ingreso por ventas, se tomará toda la producción de todo el año, aunque no esté vendida.

En el año 2010 el precio medio del carbón que percibe ayudas abonado por las centrales eléctricas y por el gestor del almacenamiento estratégico

temporal fue de 42,96 euros/t con un PCS medio de 3.998 kcal/kg. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico superior fue de 1,1251. Este precio supone una disminución del 18,5% sobre el precio de 2009, expresado el precio sobre toneladas vendidas y de una disminución del 11,52% si el precio se expresa en céntimos de euro por termia, puesto que el PCS medio disminuyó desde 4.341 kcal/kg del año 2009 a 3.998 kcal/kg en el año 2010.

Este descenso de precio se debe al cambio de estructura de las ventas de carbones, históricamente sobre una venta de 10 Mt, de los que 7 Mt correspondía a hullas y antracitas y el 3 Mt a lignitos negros, mientras que en el año 2010 se han vendido alrededor de 2 Mt entre ambos. En 2010 el precio de las hullas y antracitas alcanza 59,3 €/t con un PCS de 4.710 kcal/kg y el precio de lignito negro sobre 45,2 €/t con un PCS de 3.402 kcal/kg. De los 4,3 Mt que están sin vender en las minas solamente hay 0,033 Mt de lignitos, por lo que valorando lo almacenado al mismo precio de lo vendido, la media del precio sería de 56,56 €/t, el PCS medio sería de 4.455 kcal/kg y el precio por termia sería de 1,2692 céntimos de euros por termia.

Por tanto el valor de la producción de carbón por el que se pagaron ayudas, adquirido por centrales

eléctricas, almacenado en el Almacenamiento estratégico temporal y en las propias minas, valorado al precio de la venta real, fue de 476,88 millones de euros, inferior a los 498,62 millones de 2009.

El ingreso para las empresas mineras por entregas de carbón que percibió ayudas, a centrales eléctricas y al Almacenamiento estratégico temporal, fue de 104,94 millones de euros. Cuando se facturen los almacenamientos en minas percibirán el resto hasta los 476,88 M€ estimados. Si a esta cifra se suman, los 240,42M€ de ayudas al funcionamiento para empresas privadas y los 79,2 M€ para empresas públicas, resultarían unos ingresos de 796,54 M€, inferiores a los 817,12 M€ de ingresos del año 2009. Se estiman en otros 50 M€ los ingresos por ventas de carbón a usos domésticos. El sector, concretamente HUNOSA, ha percibido además desde S.E.P.I. otros 77,09 M€ destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa.

En el cuadro 5.1.3 se indica la evolución media de los ingresos para las empresas mineras, como suma de los precios cobrados por ventas a centrales y al Almacenamiento estratégico temporal, y de las ayudas, aplicadas a toda la producción.

CUADRO 5.1.3 EVOLUCIÓN MEDIA DE LOS INGRESOS PARA LAS EMPRESAS MINERAS

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
INGRESO P+A														
cts euro/termia	1,3797	1,47849	1,46647	1,49051	1,58066	1,56864	1,54451	1,59652	1,5655	1,73249	1,78183	1,93180	1,90990	1,9630
Precio		0,77531	0,73924	0,77531	0,82339	0,81137	0,78909	0,83769	0,90315	0,97132	1,00250	1,12710	1,27850	1,1312
Ayuda		0,70318	0,72722	0,72121	0,75728	0,75728	0,75542	0,75883	0,66235	0,76117	0,77933	0,7597	0,63147	0,8317

FUENTE: SEE.

Empleo en el sector

La plantilla propia estimada a final del año 2010 era de 4.594 trabajadores, frente a los 5.251 del año 2009 lo que origina una disminución de empleo del 12,5%. Esta aceleración en las disminuciones de plantillas propias se debe al mantenimiento de la política de prejubilaciones. En cuanto a la mano de obra de empresas contratadas, en 2009 era de 2.432 trabajadores, frente a 979 en diciembre de 2010, debido al descenso de actividad indicado (cuadro 5.1.4).

5.1.4. Comercio exterior

En el sector de la minería del carbón el saldo comercial en el año es netamente importador, puesto que prácticamente no existe exportación de carbón español, aunque se reexportan carbones importados (Cuadro 5.1.5).

En unidades físicas, el saldo neto acumulado del comercio exterior de hulla y de antracita, disminuye un 26,2%, pasando de 15,6 Mt a 11,3 Mt, debido al descenso de demanda para generación eléctrica. La reexportación alcanzó en 2008 la

cantidad de 1,8 Mt, 1,3 Mt en el año 2009 y 1,5 Mt en 2010. La mayor parte de las exportaciones se deben al aprovechamiento de fletes del transporte marítimo, que se despachan en España y siguen a Italia.

En cuanto a la distribución de la importación entre hulla y antracita, depende de los criterios de clasificación. Ciñéndose al criterio empleado en la estadística de comercio exterior, de que la antracita es el carbón con volátiles inferiores al 10%, prácticamente las importaciones de antracita disminuyen a la mitad de lo que reflejan las series históricas. No obstante algunas empresas eléctricas importadoras denominan antracitas a hullas con contenido en volátiles entre 15 y 10%. Se está tratando de que todas adopten en sus comunicaciones el criterio de EUROSTAT que denomina antracitas a carbones con menos del 10% de su contenido en volátiles.

En unidades monetarias la importación fue de 2.062,1 M€ en 2008, 1.474,8 M€ en 2009 y 1.142,7 M€ en 2010. No obstante el valor del carbón neto importado en 2008 fue de 1.889,5 M€, 1.352,423 M€ en 2009 y 1.039,5 M€ en 2010. El precio unitario medio CIF del carbón térmico se incrementó

CUADRO 5.1.4. MANO DE OBRA EMPLEADA EN MINERÍA

MINERALES	2007	2008	2009	2010	2010/09
Hulla	4.435	4.032	3.079	2.723	-11,6
Antracita	1.537	1.435	1.821	1.542	-15,3
Lignito negro	433	369	351	329	-6,3
Total carbón CECA	6.405	5.836	5.251	4.594	-12,5
Lignito pardo	311	0	0	0	
TOTAL	6.716	5.836	5.251	4.594	-12,5

FUENTE: SEE.

CUADRO 5.1.5. SALDO DEL COMERCIO EXTERIOR 2008-2010 (MILEST.)

MINERALES	2008	2009	2010	% 09/08	% 10/09
HULLA importada	20.010	16.271	11.971	-18,69%	-26,43%
HULLA exportada	1.649	1.253	1.150	-24,01%	-8,21%
HULLA neta	18.361	15.018	10.821	-18,21%	-27,95%
ANTRACITA importada	957	767	846	-19,85%	10,30%
ANTRACITA exportada	186	123	338	-33,87%	174,74%
ANTRACITA neta	771	644	508	-16,47%	-21,10%
TOTAL neto importado	19.132	15.662	11.329	-18,14%	-27,66%

FUENTE: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

desde un promedio de 60,58 €/t en 2007 a 87,47 €/t en 2008, disminuyó a 63,03 €/t en 2009 y en 2010 subió a 67,95 €/t.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2010 por las empresas eléctricas fue de 68,52 €/t en situación CIF, para un carbón de 5.981 kcal/kg, frente a 57,15 €/t para un carbón con PCS medio de 5.883 kcal/kg del año 2009. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español en el mismo año, fue de 165 €/t frente a 137,2 €/t del año 2009, reflejando el incremento de la demanda mundial de hulla coquizable.

5.2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

Tras los cierres de empresas y fusiones que han tenido lugar desde diciembre de 2007, quedan 17 empresas en 2010, de las que 6 tienen menos de 25 trabajadores, 3 tienen entre 25 y 50 empleados, 4 tienen entre 100 y 500 empleados y también 4 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción, 4 empresas con menos de 25 kt de capacidad anual produjeron el 0,7% de la producción total; 1 empresa con capacidad anual entre 25 y 50 kt produjo el 0,29% de la producción total; 2 empresas con capacidades anuales entre 50 y 100 kt produjeron el 1,64% de la producción; 3 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt producen el 6,80% de la producción y 7 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales producen el 90,55% de la producción.

Desde 1996 no hay disponibilidades presupuestarias para otorgar ayudas a la inversión, que por otra parte, el Reglamento (CE) 1407/2002, que está actualmente en vigor, sí autoriza ayudas a la inversión en su artículo 5.2, pero solamente a empresas que no perciban ayudas para cubrir las diferencias entre costes de producción e ingresos por ventas de carbón. Por tanto las estimaciones de inversión fundadas en el incremento de los activos totales de las empresas, indican que la inversión en proyectos de extracción de carbón alcanzó 100 millones de euros en 2010.

5.3. LA POLÍTICA CARBÓNERA EN EL AÑO 2010

El Reglamento (CE) 1407/2002 del Consejo de 23 de junio de 2002, regula las ayudas estatales a la industria del carbón. Se definen tres tipos de ayudas: ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos de empresas que cerraron hasta 2007 (ayudas a la reducción de actividad, Art. 4 del Reglamento), ayudas o bien para cubrir diferencias entre costes e ingresos en empresas que mantendrán una producción mínima que garantice el acceso a las reservas de carbón o bien ayudas a la inversión para empresas que nunca percibieron ayudas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, puesto que ambas ayudas son incompatibles entre sí, (ayudas para garantizar el acceso a reservas de carbón, Art. 5 del Reglamento) y por último ayudas para financiar costes excepcionales de cierres de unidades de producción (Art. 7 del Reglamento). Las ayudas se otorgan a empresas pero se aplican a cada unidad de producción de estas empresas.

El Reglamento se desarrolla mediante la Decisión de la Comisión de 17 de octubre por la que se establece un marco común para la comunicación de la información necesaria para la aplicación del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. En esta disposición se definen los costes de las unidades de producción y se detalla la información que requiere la Comisión para estudiar las ayudas.

Por último la U.E. publicó el Reglamento (CE) n.º 405/2003 relativo al control comunitario de las importaciones de hulla originaria en terceros paí-

ses. Mediante esta disposición se comunicará a la Comisión el carbón térmico y el siderúrgico importados y sus precios y características al objeto de que ese organismo fije los precios internacionales sobre los que se basarán las ayudas.

La Comisión Europea el 13 de julio de 2009 en su Decisión C(2009)5525 final aprobó las ayudas otorgadas por España a las empresas mineras de carbón, para cubrir la diferencia entre costes e ingresos, de acuerdo con el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002, en los años 2008, 2009 y 2010. Sumaban estas ayudas 433,5 M€ para 2008, 416,5 M€ para 2009 y 396,7 M€ para el año 2010.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2010 fueron las siguientes:

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

- ORDEN ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. (Corrección de errores B.O.E. de 7 de marzo).
- ORDEN ITC/802/2010, de 30 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se establecen las bases



reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002, del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. (B.O.E. 31.3.2010).

- ORDEN ITC/1434/2010, de 28 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón (B.O.E. 1.6.2010).
- Orden ITC/3298/2010, de 15 de diciembre, por la que se proroga para 2011 la aplicación de la Orden ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. (B.O.E. 21.12.2010) Resolución de 29 de diciembre de 2010, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio de 2011, destinadas a cubrir las pérdidas de la producción corriente de las unidades de producción. (B.O.E. 30.12.2010).

Disposición básica relativa a prejubilaciones para el período 2006-2012

- Real Decreto 808/2006, de 30 de junio, por el que se establece el régimen de ayudas por costes laborales mediante prejubilaciones, destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de racionalización y reestructuración de la actividad de las empresas mineras del carbón.
- Real Decreto 304/2010, de 15 de marzo, por el que se establece el régimen de ayudas a la cobertura de costes excepcionales en sustitución del suministro gratuito de carbón. (B.O.E. 14.5.2010).

Disposiciones sobre las cargas excepcionales de reestructuración de la minería del carbón

- Orden ITC/2002/2006, de 15 de junio, por la que se aprueban las bases reguladoras de las ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de empresas mineras del carbón, para los ejercicios 2006-2012.
- Orden ITC/2304/2007, de 25 de julio, por la que se modifica la Orden ITC/2002/2006, de 15 de junio por la que se aprueban las bases reguladoras de las ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de empresas mineras del carbón, para los ejercicios 2006-2012.

- Resolución de 10 de mayo de 2010, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y las ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de las empresas mineras de carbón, para el ejercicio 2010. (B.O.E. 14.5.2 010).
- Resolución de 11 de noviembre de 2010, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se realiza convocatoria de ayudas por costes laborales mediante bajas incentivadas y de ayudas destinadas a compensar los costes derivados del cierre de unidades de producción de las empresas mineras de carbón, en el ejercicio 2010. (B.O.E. 12.11.2010).

Disposición que regula la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2010

- ORDEN ITC/1347/2009, de 22 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1044/2007, de 12 de abril, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2007-2012.
- ORDEN ITC/2237/2009, de 31 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a pequeños proyec-

tos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2009-2012.

- Resolución de 8 de marzo de 2010, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2010. (B.O.E. 18.3.2010).

Disposición que regula el otorgamiento de ayudas a las infraestructuras de las comarcas mineras

- Real Decreto 1112/2007 de 24 de agosto, por el que se establece el régimen de ayudas al desarrollo de las infraestructuras en las comarcas mineras del carbón.

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2010 se han firmado con las Comunidades Autónomas convenios para la ejecución de 1.429 proyectos de infraestructura con un coste de 3.136,8 M€, de los que 222 proyectos se destinan a transportes y comunicaciones con un coste de 1.851,9 millones de euros (59% del total de gasto) y el resto se distribuye en proyectos de creación de suelo industrial, urbanismo, abastecimiento de aguas, mejora de



medio ambiente y creación de centros de formación.

Entre 1998 y 2010 inclusive se aprobaron 2.971 proyectos empresariales, de los que hoy están en vigor 1.951. La inversión comprometida es de 5.986,8 millones de euros. El empleo comprometido de 23.641 puestos de trabajo, de los que ya están en activo 19.370. La cuantía de la subvención comprometida a fin de 2010 era de 1.000,7 M€ y la pagada hasta finales de 2010 es de 562,5 M€. En el año 2010 se publicó por primera vez una convocatoria de mínimos, independiente de los proyectos normales, de la que existen en vigor 123 proyectos con 237 empleos, con una subvención comprometida de 33,5 M€, de los que se han pagado 8,7 M€. Estos datos están incluidos en los generales indicados anteriormente.

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

- Ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad: en 2010 se pagaron 320,8 M€ a las diecisiete empresas con actividad extractiva de carbón desde los Presupuestos Generales del Estado.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 319,4 M€ a trabajadores prejubilados y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en el año 2010 se han pagado 5,6 M€ correspondientes a cierres

de capacidad efectuados el 31 de diciembre de 2007.

Además S.E.P.I. ha pagado 80,83 M€ en el año 2010 para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA, otros 77,2 M€ para financiar costes sociales y 10,5 M€ para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Se presupuestaron en el Instituto 309,2 M€ para financiar pérdidas de explotación en 2011. Además se prevén 326,6 M€ para costes sociales y 6 M€ para costes técnicos. A su vez se prevé que S.E.P.I. deberá aportar 81,5 M€ para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA en 2011. Se prevén en el presupuesto del Instituto para 2011, 120 M€ para el desarrollo industrial alternativo de las Comarcas mineras del carbón, y otros 272,6 M€ para financiar infraestructuras.

Modificación de la regulación comunitaria a partir de enero de 2011

El Consejo de la UE, en su Decisión de 10 de diciembre de 2010 relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas (2010/787/UE), regula las ayudas a otorgar a estas empresas. Desaparece el concepto de producción mínima que asegure el acceso a reservas, y se especifica que toda unidad de producción cuyos costes sean superiores a los ingresos por ventas de carbón, reciba ayudas, pero con la obligación de cesar en su actividad antes de diciembre de 2018. Se mantiene el concepto de ayudas para cubrir costes excepcionales de cierre de unidades de producción.

6. SECTOR GAS



6.1 DEMANDA

El consumo de gas natural en 2010, excluyendo consumos propios y pérdidas, fue de 397689 GWh, lo que supone un descenso del 0,2% respecto al año 2009 (cuadro 6.1). Las demandas finales en la industria y en el sector doméstico-comercial han crecido significativamente, tras la fuerte caída del año anterior, sin embargo, ha bajado el consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado, por lo que en conjunto, la demanda primaria de gas natural se ha reducido ligeramente en 2010. La participación de esta energía en el balance de energía primaria fue del 23,5% en 2010, ligeramente inferior al peso del año anterior.

El consumo de gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural está a extinguir, sustituido por gas natural. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distri-

buido en un 16,2% en el mercado doméstico-comercial y un 36,8% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

El consumo en los sectores doméstico, comercial y de servicios ha aumentado en 2010 un 15%, en parte por mayor actividad económica y también debido a las condiciones climáticas medias más severas.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2009 se estima en 181046 GWh, un 45,5% del total, de los que el 27,8% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales convencionales. En el último año, el mercado de gas para generación en centrales del Régimen Ordinario ha bajado un

CUADRO 6.1 DEMANDA DE GAS (GWh) (1)

	2009	2010	Estructura %	% 2010/09
Doméstico-comercial	55.945	64.328	16,2	15,0
– Gas natural	55.497	64.279	16,2	15,8
– Gas manufacturado (2)	448	49	0,0	-89,1
Industrial	133.185	146.232	36,8	9,8
Materia prima	4.874	6.131	1,5	25,8
Cogeneración (3)	47.890	50.348	12,7	5,1
Generación eléctrica convencional	157.226	130.699	32,9	-16,9
Total gas natural	398.673	397.689	100,0	-0,2
Total gas natural y manufacturado	399.121	397.738	100,0	-0,3
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	1.840	1.843		0,2

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural.

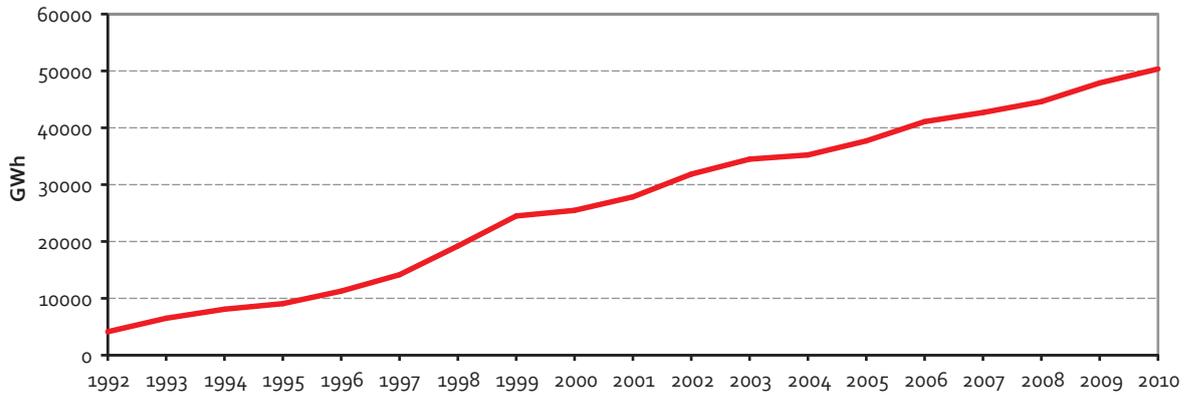
(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas.

FUENTE: SEE.



GRAFICO 6.1. ESTIMACIÓN DEL GAS NATURAL EMPLEADO EN GENERACIÓN ELÉCTRICA POR COGENERACIÓN (EXCLUYENDO EL EMPLEADO EN LA PARTE TÉRMICA)



FUENTE: SEE.

16,9%, a pesar de la entrada en servicio de nuevos grupos de ciclo combinado, debido al cambio de la estructura de generación, con fuerte crecimiento de las energías renovables. Sin embargo, en 2010 continúa aumentando, 5,1% en el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.

6.2 OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2010, son las siguientes:

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



Empresas distribuidoras

Son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo. Las empresas distribuidoras que actualmente tienen instalaciones en el mercado español son las siguientes:

- Tolosa Gasa, S.A.
- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Energía Distribución Cantabria SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla León, S.A.
- Gas Natural Navarra, S.A.
- Gas Natural Rioja, S.A.U.
- Gas Natural Castilla La Mancha, S.A.
- Gas Energía Distribución Murcia, S.D.G. S.A.
- Gas Galicia, S.D.G., S.A.
- Gas Natural Andalucía, S.A.
- Gas Natural Cegas, S.A.
- Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.
- Gas Aragón, S.A.
- Distribuidora Regional del Gas, S.A.
- Endesa Gas Distribución, S.A.
- Gesa Gas, S.A.U.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.
- Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.
- Gas Directo, S.A.
- Gasificadora Regional Canaria, S.A.
- Distribuidora Sureuropea de Gas, S.A.U.
- Transmanchega de Gas, S.A.U.
- Madrileña Red de Gas, S.A.

Empresas comercializadoras

Son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, en los términos esta-

blecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, posteriormente desarrollados en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto adquieren el gas natural para su venta a los consumidores o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, establece los requisitos necesarios para ejercer la actividad de comercialización.

La Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio, modifica a la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y sustituye la autorización administrativa previa para el ejercicio de la actividad de comercialización por la presentación por parte de los sujetos que deseen ejercer la actividad de una declaración responsable de cumplimiento de los requisitos establecidos.

Asimismo, la citada Ley 25/2009, elimina el registro de empresas comercializadoras de gas natural.

Las empresas comercializadoras, en el año 2010, son las siguientes:

- Iberdrola, S.A.
- Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.
- Cepsa Gas Comercializadora S.A.
- BP Gas Europe, S.A.U.
- Shell España, S.A.
- Unión Fenosa Comercial, S.L.

- Carboex, S.A.
- Gas Natural Comercializadora, S.A.
- Gas Natural Servicios SDG, S.A.
- GDF Suez Comercializadora, S.A.
- Endesa Energía, S.A.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
- Repsol Comercializadora de Gas, S.A.
- GDF Suez Energía España, S.A.U.
- Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A.
- Hidrocantábrico Energía S.A.U.
- Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Molgas Energía, S.A.
- Nexus Energía, S.A.
- Liquid Natural Gaz, S.L.
- Investigación Criogenia y Gas, S.A.
- ENERGYA VM Gestión de Energía S.L.
- Multiservicios Tecnológicos, S.A.
- Comercializadora Ibérica de Gas y Energía Eléctrica, S.A.U.
- E.ON Energía, S.L.
- Sonatrach Gas Comercializadora, S.A.U.
- E.ON Generación, S.L.
- EDF Trading Limited
- Galp Energía España, S.A.U.
- EGL Energía Iberia, S.L.
- Sampol Ingeniería y Obras, S.A.
- RWE Supply & Trading Iberia, S.L.U.
- Gas Natural SUR, SDG, S.A.
- Iberdrola Generación, S.A.U.
- Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.
- Madrileña Suministro de Gas, S.L.
- Madrileña Suministro de Gas SUR, S.L.
- HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- ENOI SPA

- Servigas S.XXI, S.A.
- Villar Mir Energía, S.L.U.
- E.ON Energy Trading S.E.
- Morgan Stanley Capital Group España, S.L.
- Fertiberia, S.A.
- RWE Supply & Trading GmbH
- Fortia Energía, S.L.
- HC Energía Gas, S.L.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista

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

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

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modificó la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, reforzó la independencia de las funciones del Gestor Técnico, obligando a separar las actividades que realiza como gestor del sistema de aquéllas que desempeña como transportista. Para ello, el Ges-



tor Técnico ha creado una unidad orgánica específica encargada de la gestión técnica del sistema.

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

Operadores al por mayor de GLP

Los operadores al por mayor son aquellas sociedades mercantiles que realicen las actividades de almacenamiento, mezcla y envasado, transporte y comercialización al por mayor, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los operadores al por mayor de GLP a 31 de diciembre de 2010 eran:

- REPSOL BUTANO, S.A.
- CEPESA GAS LICUADO, S.A.
- ATLAS, S.A.
- DISA GAS, S.A.U.
- BP OIL ESPAÑA, S.A.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.
- PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.U.
- COMPAÑÍA DE GAS LICUADO ZARAGOZA, S.A.
- LPG PROPANO IBERIA, S.L.U.

Comercializadores al por menor de GLP a granel

Los comercializadores al por menor de GLP a granel son aquellas sociedades mercantiles que reali-

cen las actividades de almacenamiento, mezcla, transporte y comercialización al por menor de GLP a granel, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 46 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los comercializadores al por menor de GLP a granel a 31 de diciembre de 2010 eran:

- REPSOL BUTANO, S.A.
- CEPESA GAS LICUADO, S.A.
- ATLAS, S.A.
- DISA GAS, S.A.U.
- VITOGAS ESPAÑA, S.A.
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.
- PRIMAGAS ENERGÍA, S.A.U.
- GASINDUR, S.L.
- NATURGAS ENERGÍA DISTRIBUCIÓN, S.A.U.
- CH GAS, S.L.
- VIRTUS ENERGÍA, S.A.

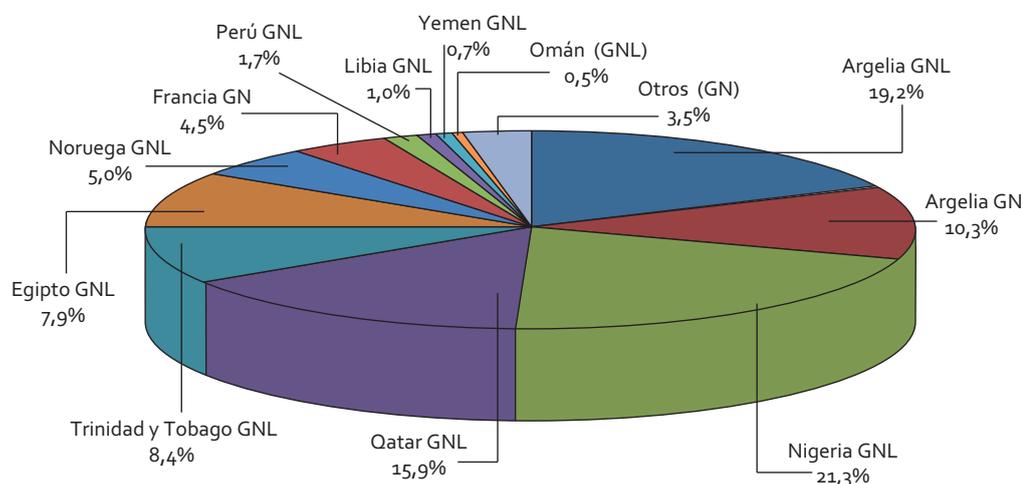
Procedencia de los abastecimientos

En el año 2010 el total de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produce a través de importaciones e intercambios al ser muy baja la producción nacional. Las importaciones durante el año 2010 ascendieron a 413.964 GWh lo que supone un incremento del 0,4 % respecto al año 2009, en línea con la evolución de la demanda (Gráfico 6.2).

Un 76 % de dichos aprovisionamientos llega en forma de gas natural licuado (GNL) a las plantas de regasificación disponibles en el sistema, lo que permite una gran diversificación de aprovisionamientos. El 24% restante se importa en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones inter-



GRÁFICO 6.2. PROCEDENCIA DE LOS ABASTECIMIENTOS DE GAS EN 2010



nacionales de Larrau, Tarifa y Badajoz, no habiéndose registrado importaciones por Tuy.

En lo que respecta a la distribución por orígenes, las cifras muestran la consolidación del objetivo de diversificación de suministros: quince orígenes diferentes con cuotas de participación muy repartidas.

El origen de los cargamentos de GNL por países mantiene una estructura similar a la del año 2009. Nigeria ha recuperado su peso anterior en la cesta de aprovisionamientos tras solventar las dificultades de la fuerza mayor declarada en 2009. Qatar se ha posicionado como tercer país importador de gas al Sistema aportando el 16% del GNL, mientras que las descargas recibidas desde Omán y Egipto han descendido significativamente.

El GNL descargado se ha incrementado un 2% respecto al año anterior y, sin embargo, se han recep-

cionado 435 buques, 35 menos que en 2009, debido al aumento del tamaño medio de las descargas en las plantas del Sistema.

En cuanto a las importaciones de GN, destaca la reducción en la entrada de gas por la conexión de Larrau (22% menos que en 2009) y el incremento en la conexión con Portugal en Badajoz (35% más que en 2009). La entrada de gas argelino en la conexión internacional de Tarifa se mantiene prácticamente constante respecto a 2009. Argelia sigue siendo el principal suministrador aunque su cuota desciende al 29%.

En 2010 han aumentado significativamente las exportaciones de gas a Portugal a través de

Tuy y Badajoz, en gran parte ligadas al suministro para ciclos combinados de dicho país. El total de las exportaciones en 2010 ha alcanzado la cifra de 12.576 GWh, lo que supone un aumento del 8,8% respecto a 2009.

Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación y Exploración

Durante el año 2010 la actividad de investigación y exploración de hidrocarburos ha seguido desa-

rollándose con similares características a la del año anterior. Las empresas siguieron interesadas en la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos en nuestro país, animadas por la subida progresiva del precio del barril de petróleo, a lo largo de todo el año, y por el agotamiento de los yacimientos tradicionales.

CUADRO 6.2. OTORGAMIENTO DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

ÁMBITO	DENOMINACIÓN	SOLICITANTE	UBICACIÓN	SUPERFICIE (ha)
A.G.E	HORQUILLA	PETROLEUM	Cádiz y offshore	96.488,00
	CALDERÍN		Cádiz y offshore	96.488,00
CC.AA.	TURBÓN	RIPSA	Huesca	56.889,00
	AINSA		Huesca	37.926,00
	CARLOTA	PYRENEES ENERGY SPAIN S.A.	Huesca	25.284,00
	PLÁCIDO		Huesca	37.926,00
	BOÑAR-CISTIerna	CBM RECURSOS ENERGETICOS S.L.	León	37.848,00

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.3. PERMISOS SOLICITADOS EN 2010, EN EL ÁMBITO DE LA A.G.E. Y DE LAS CC.AA. (*)

ÁMBITO	DENOMINACIÓN	SOLICITANTE	UBICACIÓN	SUPERFICIE (ha)
A.G.E	LUENA	RIPSA	Cantabria y Burgos	74.628,00
	GÉMINIS	FRONTERA ENERGY	Vizcaya y offshore	47.940,42
	LIBRA		Álava y Burgos	37.893,11
	URRACA	PETRICHOR EUSKADI	Álava y Burgos	94.815,00
	EBRO B		Burgos y La Rioja	94.815,00
	EBRO C	SHESA UNIÓN FENOSA GAS OIL&GAS SKILLS	Burgos y La Rioja	63.210,00
	EBRO D		La Rioja y Álava	94.815,00
	EBRO E		La Rioja, Álava y Navarra	101.136,00
CC.AA.	SEDANO	RIPSA	Burgos	34765,50
	ARQUETU	OIL&GAS CAPITAL	Cantabria	24876,00
	ULISES 2	OIL&GAS CAPITAL	Jaén	40812,00
	ULISES 3			27208,00
	ALBERO	STORENGY ESPAÑA	Cádiz y Sevilla	89596,00
	PENELOPE	OIL&GAS CAPITAL	Sevilla	27208,00
	BIESCAS	RIPSA	Huesca	75852,00
GUADALQUIVIR	PORTLAND GAS ESP S.L.	Sevilla	13.728,00	

(*) Se indican los permisos de investigación solicitados en 2010 y anunciados en BOE. Renuncia de un permiso de investigación: Iris (pendiente de publicación en BOE). FUENTE: SEE.

SECTOR GAS

Una parte importante de los permisos solicitados y otorgados, están relacionados con yacimientos no convencionales de gas (fundamentalmente del tipo «shale gas»). Hay que reseñar el notable interés de este tipo de yacimientos que han modificado significativamente el panorama energético en países como Estados Unidos o Canadá, donde la investigación llevada a cabo durante décadas, ha permitido contar con importantes reservas adicionales de gas.

En cuanto a la evolución del dominio minero competencia de la Administración General del Estado durante el año 2010, se han otorgado 192.976 ha de nuevos permisos.

En el Cuadro 6.4 se recoge la relación de permisos de investigación vigentes, concedidos por la Administración General del Estado.

CUADRO 6.4. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN VIGENTES (AGE)

EMPRESAS	PERMISOS	FECHA PUBLICACIÓN B.O.E	SUPERFICIE (ha)
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL JUNCAL	28/03/1998	13604,00
RIPSA	CANARIAS-1	23/01/2002	45204,00
WOODSIDE	CANARIAS-2		75340,00
RWE	CANARIAS-3		37670,00
	CANARIAS-4		45204,00
	CANARIAS-5		52738,00
	CANARIAS-6		90408,00
	CANARIAS-7		90408,00
	CANARIAS-8		89544,00
	CANARIAS-9		89544,00
		10/04/2003	
RIPSA	LUBINA-1	21/02/2002	65190,00
	LUBINA-2		68449,50
		31/03/2008	
UNION FENOSA	CAMEROS-2	01/08/1995	3539,76
TETHYS OILS SP		27/11/2002	
SHESA		06/06/2006	
OIL & GAS SKILLS		28/11/2007	
		06/06/2008	
		06/04/2009	
RIPSA	BALLENA-1	08/11/2003	99504,00
	BALLENA-2		93285,00
	BALLENA-3		93285,00
	BALLENA-4		93285,00
	BALLENA-5		99504,00
		24/10/2007	

EMPRESAS	PERMISOS	FECHA PUBLICACIÓN B.O.E	SUPERFICIE (ha)
	SIROCO-A	19/02/2004	41352,00
RIPSA	SIROCO-B		82704,00
PETROLEUM	SIROCO-C		82704,00
		27/04/2006	
		24/10/2007	
		16/11/2007	
SHESA	ANGOSTO-1	19/12/2006	26119,80
CAMBRIA			
HEYCO E. ESPAÑA		28/11/2007	
UNION FENOSA	EBRO-A	19/12/2006	21744,24
TETHYS OILS SP			
SHESA			
OIL & GAS SKILLS		29/11/2007	
		06/06/2008	
SHESA	ENARA	19/12/2006	75852,00
SHESA	USOA	18/02/2008	72691,50
SHESA	MIRUA	18/02/2008	75240,00
SHESA	USAPAL	18/02/2008	74934,00
RIPSA	SIROCO-D	18/02/2008	13784,00
		20/08/2009	
RIPSA	FULMAR	29/01/2009	31095,00
SHESA			
INVEXTA	ARIES-1	29/01/2009	100650,00
	ARIES-2		100650,00
PETROLEUM	BEZANA	02/12/2009	87780,00
	BIGÚENZO		91654,50
PETROLEUM	CALDERÍN	23/11/2010	96488,00
	HORQUILLA		96488,00

FUENTE: SEE.



Respecto a la actividad en las Comunidades Autónomas, el Cuadro 6.5 se recogen los permisos vigentes otorgados por las Administraciones Autonómicas.

En referencia a la actividad de explotación, en el Cuadro 6.6, se indican las concesiones de explotación de hidrocarburos vigentes.

CUADRO 6.5. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN VIGENTES (CC.AA.)

EMPRESAS	PERMISOS	PUBLICACIÓN	SUPERFICIE	CC.AA.
CPS	HUERMECES	28/01/2002	12078,00	Castilla y León
	VALDERREDIBLE		24065,00	
HERITAGE PETROLEUM PLC	MIERES	19/04/2002	37482,00	Asturias
SERICA ENERGÍA IBÉRICA S.L.U.	ABIEGO	24/11/2003	37926,00	Aragón
	PERALTILLA		25484,00	
	BARBASTRO		38126,00	
	BINEFAR		25684,00	
HIDROCARBUROS DEL CANTABRICO	LAVIANA	19/03/2004	12552,00	Asturias
	LIERES		12510,00	
	CAMPOMANES		12563,00	
CPS	BASCONCILLOS H	08/06/2004	19442,82	Castilla y León
ENAGAS	REUS	28/10/2005	25684,00	Cataluña
PETROLEUM VANCAST EXP.	VILLAVICIOSA	10/06/2008	43553,00	Asturias
GREENPARK ENERGY ESPAÑA	PISUERGA	13/05/2009	42.818	Castilla y León
PETROELUM OIL & GAS ESPAÑA	LES PINASSES	30/10/2009	12842,00	Cataluña
HUNOSA	MORCÍN-1	11/05/2010	12539,00	Asturias
CBM RECURSOS ENERGÉTICOS	BOÑAR-CISTIerna	19/05/2010	37926,00	Castilla y León
RIPSA	TURBÓN	23/07/2010	56889,00	Aragón
INDUSTRIAS MINERAS DE TERUEL	AÍNSA	27/12/2010	37926,00	Aragón
INDUSTRIAS MINERAS DE TERUEL	CARLOTA	27/12/2010	25284,00	Aragón
INDUSTRIAS MINERAS DE TERUEL	PLÁCIDO	27/12/2010	37926,00	Aragón

FUENTE: SEE.

SECTOR GAS

CUADRO 6.6. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS VIGENTES

EMPRESAS	CONCESIONES	B.O.E.	VIGENCIA/	SUPERFICIE (ha)	OBSERVACIONES
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	LORA	31/01/1967 (27/11/2006) 25/11/2008	31/01/1967 30/01/2017	10619,28	Cesión participación
RIPSA PETROLEUM CNWL CIEPSA	CASABLANCA	27/12/1978 17/03/2009	28/12/1978 27/12/2008 27/12/2018	7036,00	4786 Ha. a Unitización con MONTANAZO D y 266,76 Ha. a Unitización con ANGULA. 1.ª Prórroga
PETROLEUM RIPSA CIEPSA CNWL CNWL	MONTANAZO D	04/01/1980 02/12/2009	05/01/1980 04/01/2010 04/01/2020	3259,50	1110 Ha. a Unitización con CASABLANCA 1.º Prórroga
RIPSA MURPHY	GAVIOTA I	14/07/1983 29/12/2007	15/07/1983 14/07/2013	6965,00 2736,00	Superficie original Gav I y II Superficie-almacenamiento Parte c. almacenamiento
RIPSA CNWL	ANGULA	03/12/1985	04/12/1985 03/12/2015	3129,00	177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	14/09/1988	15/09/1988 14/09/2018	6257,84	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-1	14/09/1988	15/09/1988 14/09/2018	8434,50	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	14/07/1989	15/07/1989 14/07/2019	3128,92	
NUELGAS	LAS BARRERAS	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	13604,00	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	3264,96	
NUELGAS	EL RUEDO-1	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	14877,00	
NUELGAS	EL RUEDO-2	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	14050,50	
NUELGAS	EL RUEDO-3	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	13224,00	
RIPSA MURPHY	ALBATROS	23/09/1993 30/01/2003	24/09/1993 23/09/2023	3233,88	Renuncia parcial y cesión participación
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	28/07/1994 26/05/2005 15/01/2008 (10/03/08)	29/07/1994 28/07/2024	8162,40	Cesión participación Cesión participación Corrección errores

CUADRO 6.6. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS VIGENTES

EMPRESAS	CONCESIONES	B.O.E.	VIGENCIA/	SUPERFICIE (ha)	OBSERVACIONES
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	28/07/1994	29/07/1994	14964,40	
		26/05/2005	28/07/2024		Cesión participación
		15/01/2008 (10/03/08)			Cesión participación Corrección errores
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	28/07/1994	29/07/1994	7890,32	
		26/05/2005	28/07/2024		Cesión participación
		15/01/2008 (10/03/08)			Cesión participación Corrección errores
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	30/05/1995	31/05/1995 30/05/2025	8842,60	
RIPSA	POSEIDON NORTE	07/12/1995	08/12/1995 07/12/2025	10751,52	
		13/08/2005			Renuncia parcial
RIPSA	POSEIDON SUR	07/12/1995	08/12/1995 07/12/2025	3583,84	
		13/08/2005			Renuncia parcial
RIPSA CNWL CIEPSA PETROLEUM	RODABALLO	19/09/1996	20/09/1996 03/12/2015	4954,44	

FUENTE: SEE.

Producción interior de Gas

En el año 2010 se produjeron 62.525.671 Nm³ (53.146.8 Tep), constituyendo un punto de inflexión a la tendencia descendente de los últi-

mos años. Durante 2010, Las Barredas no tuvo producción, produciéndose gas en los yacimientos Poseidón, El Romeral, y El Ruedo. La mayor producción corresponde a Poseidón, como se refleja en el Cuadro 6.7.

CUADRO 6.7. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS EN 2010

CAMPOS	Metros cúbicos- Nm ³	PRODUCCIÓN		
		Termias Th.	T.E.P.	% (*)
POSEIDÓN	48.442.501	460.203.760	41.176,1	77,48%
EL RUEDO	2.068.401	19.008.605	1.758,1	3,31%
LAS BARRERAS	0	0	0,0	0,00%
EL ROMERAL	12.014.769	109.334.398	10.212,6	19,22%
TOTAL	62.525.671	588.546.763	53.146,8	100,00%

(*) Respecto a las cantidades en T.E.P. (toneladas equivalentes de petróleo)

FUENTE: SEE.

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

6.3. RÉGIMEN ECONÓMICO DE GASES Y PRODUCTOS ASIMILADOS

Tarifa de último recurso de gas natural

La Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, estableció los principios del mecanismo de precios máximos para el gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización en todo el territorio nacional. Dichos principios fueron desarrollados posteriormente mediante la publicación el 7 de septiembre de 2001 del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado para el sector del gas natural.

Este Real Decreto cumplía el mandato incluido en el artículo 8.º del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas de intensificación de la competencia en los mercados de bienes y servicios, en el que se establecía la necesidad de elaborar un sistema económico integrado para el sector del gas natural lo que incluía el modelo para el cálculo de tarifas y peajes de acceso de terceros a las instalaciones, un sistema para determinar la retribución de las inversiones y por último, un procedimiento de reparto de los ingresos totales entre los diferentes agentes que actúan en el sistema gasista. Se buscaba con esta disposición un triple objetivo: alcanzar un desarrollo adecuado de las infraestructuras gasistas mediante un sistema de retribuciones que garantizase una remuneración

suficiente a las inversiones realizadas, diseñar un sistema de tarifas basado en costes reales imputando a cada consumidor los gastos incurridos y por último establecer los principios básicos de un sistema de acceso de terceros a la red cuya aplicación se rigiera por los principios de objetividad, transparencia y no discriminación.

El Real Decreto terminó con la diferenciación por usos de las tarifas (industriales y doméstico-comerciales) que fue remplazada por una clasificación en función de la presión de suministro y el volumen de consumo. Se eliminó la fórmula de cálculo de tarifas industriales en función del coste de las energías alternativas y se sustituyó por un procedimiento basado en el coste de las actividades reguladas, aplicándose también una fórmula para calcular el coste de la materia prima (Cmp) que anteriormente se empleaba exclusivamente en la revisión de las tarifas del mercado doméstico-comercial. El plazo de revisión de dichas tarifas industriales pasó de mensual a trimestral, por último, se reemplazó la unidad de medida que tradicionalmente se empleaba hasta la fecha, la termia, por el kWh. Anualmente este Real Decreto se materializa en órdenes ministeriales, que desde el año 2002 determinan las tarifas, los peajes de acceso de tercero a las instalaciones y las retribuciones asociadas a las actividades reguladas.

Posteriormente, la Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad, determinó que las tarifas y peajes pasasen a ser únicos, en lugar de máximos, eliminando por lo tanto la posibilidad de que se realizasen descuentos por parte de los distribuidores. Esta modificación se llevó a cabo mediante la modificación



de los artículos 93 y 94 de la ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH), por otra parte, el artículo 13.º habilitó a la Comisión Nacional de la energía para resolver las liquidaciones de gas, modificando el punto 3.º del apartado Tercero de la disposición adicional undécima de la LSH.

El 3 de julio de 2007, con la publicación en el Boletín Oficial del Estado de la Ley 12/2007, de 2 de julio, se suprimió, con efectos a partir del 1 de enero de 2008, la tarifa regulada y se creó la tarifa de último recurso que es aplicada por los comercializadores de último recurso. La Ley facultó al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para su fijación, puntualizando que se ha de construir de forma aditiva, incorporando el coste de la materia prima, los peajes que sean necesarios, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro. En la disposición transitoria quinta de la Ley se estableció el calendario de la aplicación efectiva de esta tarifa.

Mediante el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, se nombraron las empresas comercializadoras que acometerían esta función, especificando el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa de último recurso. El Consejo de Ministros, en su reunión de 3 de abril de 2009 y a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, adoptó el Acuerdo que modificó el calendario al que hace referencia la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, limitando a partir del 1 de julio de 2009 el derecho

a acogerse a la tarifa de último recurso a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 50.000 kWh/año, por lo que de hecho se suprimían las tarifas TUR.3 y TUR.4.

El 8 de abril de 2009 se publicó la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. Se definieron tres tipos diferentes de productos a subastar: gas de base, definido como una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente, con una determinada flexibilidad a determinar, gas de invierno, definido como cantidades preestablecidas de gas a entregar en determinados meses, y por último, gas modulado, definido como cantidades de gas a entregar a petición de los comercializadores de último recurso dentro de unos umbrales predeterminados. Para los tres productos, el punto de entrega es el «AOC», punto virtual de la red de transporte.

La Orden determinó los derechos y obligaciones de los participantes en la subasta, tanto compradores como vendedores y se delegó en una resolución de la Secretaría de Estado de Energía el procedimiento de desarrollo de la subasta, mientras que en el artículo 13 otorgó a la Comisión Nacional de Energía la función de supervisión del proceso, y en la disposición adicional primera asignó al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (OMEL), a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U., la función de organización de diversas subastas del sistema gasista: para la adquisición de gas para la fijación de la tarifa de último recurso, para la adquisición del

gas de operación y por último, para la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo.

El 23 de junio de 2009 se publicó la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural que definió las fórmulas para la imputación del coste de los peajes y del gas natural en la elaboración de la tarifa de último recurso. Este último se calculado como promedio del precio resultante de las subastas de gas y ciertas referencias internacionales. Para el gas de base se tomó una fórmula referenciada al crudo Brent, mientras que para el gas de invierno se consideraron las cotizaciones de los «Hub» internacionales Henry Hub y NBP. La fórmula incluía también una prima para cubrir el riesgo de cantidad y contemplaba la revisión trimestral del término variable de la tarifa en el caso de que el coste de la materia prima experimentase incrementos al alza o a la baja superiores al 2%.

Modificaciones introducidas desde el 1 de enero de 2010

El 5 de febrero se publicó el Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. En su artículo primero se establece que a todos los efectos los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso se considerarán consumidores en el mercado liberalizado y mientras que a todos que tengan derecho a acogerse le serán de aplicación los preceptos relativos al suministro a tarifa establecidos en el título III del Real Decreto 1434/2002, de 27

de diciembre. El artículo 2 definió los derechos y obligaciones de los suministradores de último recurso: obligación de suministro para todos los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa, aplicando el precio que fije el Ministerio y que tendrá carácter de máximo y mínimo sin posibilidad de descuentos. Adicionalmente este comercializador tiene la obligación de suministrar durante un mes a los consumidores sin contrato de suministro.

El artículo 3, así como la disposición adicional única incluyen medidas para el fomento de la competencia, como son:

- Obligación de que los distribuidores publiquen en su página web el listado de empresas distribuidoras.
- Obligación de que los comercializadores publiquen en su página web los precios aplicables a los consumidores suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar.
- Mandato a la Oficina de Cambio de Suministrador para que en el plazo de tres meses elabore un procedimiento de contratación electrónica.

Por último, en la disposición final primera se modifica el Real Decreto 1434/2002 recogiendo la posibilidad de que el consumidor pueda dar la confirmación a la contratación mediante medios electrónicos o telefónicos.

Relacionado con lo anterior, en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3520/2009, se dispone que la tarifa a aplicar durante el primer mes



por el comercializador de último recurso a los consumidores que no dispongan de contrato de suministro será la TUR.1, liquidándoseles el peaje 3.1 con independencia de su volumen de consumo.

Al igual que en el año 2009, se mantuvo en vigor el procedimiento de subasta para la fijación de la tarifa de último recurso y mediante la resolución de 7 de mayo de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, se establecieron determinados aspectos de la subasta para la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso para el período comprendido entre el 1 de julio de 2010 y el 30 de junio de 2011, en concreto las cantidades a subastar de gas de base y gas de invierno, como novedad el suministro de gas de base se dividió en dos períodos: uno de julio a diciembre de 2010 y un segundo de enero a junio de 2011, con dos subastas diferentes. Consecuentemente fue necesario modificar la Orden ITC/1660/2009 que establecía la metodología de la tarifa al objeto de ajustar el coeficiente α que recoge la proporción de gas de invierno sobre el total del gas subastado, ya que al dividir el período de suministro de gas de base el porcentaje en cada período es diferente, concretamente para periodo entre julio y diciembre el coeficiente pasó a ser 0,35 y para el período de enero a junio de 0,5.

El 2 de junio se estableció por resolución del Director General de Política Energética y Minas el precio de salida de la subasta para el suministro a partir del 1 de julio, que tuvo lugar el 16 de junio y que finalizó con un precio de 21,67 €/MWh para el gas de base (con entrega entre el 1 de julio al 31 de diciembre) y de 24, 44 €/MWh para el de invierno.

La subasta de gas de base con entrega en el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2011 se celebró el 26 de octubre y cerró con un precio de 21,30 €/kWh.

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

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

- Peaje de regasificación que inicialmente incluía 10 días de almacenamiento operativo de gas natural licuado, posteriormente reducidos a 5 días en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, y que desde el 1 de abril de 2009 han sido eliminados completamente.
- Peaje de transporte y distribución, de tipo «postal», es decir independiente de la distancia recorrida y que incluía inicialmente cinco días de almacenamiento operativo en la red de transporte. Se descompone en un término de entrada «reserva de capacidad» que se aplica al caudal diario contratado en el punto de entrada y un término de «salida» (término de conducción) que se aplica al caudal contratado en el punto de salida y al volumen de gas vehiculado. El Real Decreto 1716/2004, en la disposición final primera redujo este almacenamiento a dos días, y finalmente, en el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, se limitó este derecho a 0,5 días.

- Canon de almacenamiento subterráneo, que incluye un término fijo mensual aplicado al volumen reservado y un término variable aplicable al volumen de gas inyectado o extraído mes, en ambos casos los peajes se aplican a los volúmenes de gas medido en unidades de energía. La resolución de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad, en su artículo 6 determinó que el gas inyectado o extraído a contraflujo quedaba exento del pago del correspondiente canon de inyección o extracción.
- Canon de almacenamiento de gas licuado (GNL), aplicable diariamente al gas almacenado, medido en unidades de energía. Como se ha mencionado anteriormente desde el 1 de enero de 2009, este canon se aplica a todo el GNL almacenado.

Con carácter anual, se han ido actualizando los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las estimaciones anuales de retribuciones y las previsiones de crecimiento del mercado. Igualmente, en función de las necesidades del mercado se han ido incorporando peajes nuevos. Así, en la Orden ITC/103/2005, de 28 de enero, se estableció un nuevo peaje para la descarga y la puesta en frío de buques, mientras que en el año 2006, mediante la Orden ITC/4100/2005, se crearon tres nuevos peajes:

- Peaje interrumpible: ante la inmediata desaparición de la tarifa regulada interrumpible se

definieron dos peajes denominados «A» y «B», con una duración máxima de la interrupción que podía decretar el Gestor Técnico del Sistema tasada en un máximo de 5 y 10 días respectivamente.

- Peajes aplicables a los contratos de duración inferior a un año, que consisten básicamente en los peajes ordinarios a los que se aplica un coeficiente al término de caudal en función de la duración de los mismos.
- Peaje de tránsito internacional, que se determina mediante la aplicación al peaje de transporte y distribución de una tabla de coeficientes en función de los puntos de entrada y salida, con el objetivo de primar el tránsito desde puntos de entrada y salida próximos, de manera que se incentive un uso eficiente de la red.
- Peajes 2.bis. Cuando entró por primera vez en aplicación en el año 2002 el sistema de peajes establecido en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, se comprobó que los clientes industriales suministrados a presiones inferiores a 4 bar veían incrementado su coste de transporte en más de un 30% al aplicárseles los peajes del grupo «3». Se decidió, que mientras no fuera posible para estos clientes la conexión a redes de suministro de presión superiores, se les aplicaría el peaje del grupo 2 (presiones de suministro entre 4 y 60 bar). En los años siguientes se pudo comprobar que no se había realizado ninguna conexión nueva, y con el objeto de poner fin a esta discriminación positiva que rompía con el esquema de peajes por presiones de suministro se estableció un nuevo peaje, deno-



minado «2.bis», que iría convergiendo progresivamente a los peajes del grupo «3», en el año 2010.

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

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

- **Peajes para los usuarios de gas como materia prima para la fabricación de fertilizantes,** con una duración limitada hasta el 2010 y con dos valores diferentes: uno para el caso de que la entrada se realizara mediante gasoducto y otro para el caso de que la entrada se realizase mediante una planta de regasificación.
- **Peaje de descarga de buques:** diferente por planta, con el objetivo de incentivar el uso de las plantas de Galicia y Bilbao y descongestionar las situadas en el arco mediterráneo. El peaje no supuso un encarecimiento adicional del sistema, ya que se produjo simultáneamente una rebaja en el peaje de regasificación.
- **Peaje 3.5:** El problema de los consumidores industriales suministrados a presiones iguales o inferiores a cuatro bares que se mencionó con anterioridad ya se abordó en el año 2006 con la creación de un peaje 2.bis que progresivamente

iría convergiendo al peaje del «Grupo 3» que correspondía por la presión de suministro.

Sin embargo en el Ministerio se era consciente de que los peajes del «Grupo 3» en su origen no habían sido configurados para usos industriales, de tal forma que los cuatro escalones creados no alcanzaban los volúmenes de consumo habitual de los consumidores industriales.

En el año 2007 se decidió incorporar un escalón más a los peajes del «Grupo 3», el 3.5, aplicable a los clientes con consumos anuales superiores a 10 GWh, y donde, a diferencia del resto de los escalones del «Grupo 3», el término fijo es función del caudal contratado. Este peaje se constituye como una alternativa a los peajes 2.bis, al incorporar una rebaja sustancial respecto al escalón más barato del «Grupo 3». Una nota diferenciadora adicional de este peaje es que admite la posibilidad de descuentos en el caso de consumos realizados durante el horario nocturno.

El 29 de diciembre de 2007 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, que estableció los peajes en vigor a partir del 1 de enero de 2008, que incluyó, con carácter general, un incremento del 6% de los mismos como consecuencia de las nuevas necesidades retributivas derivadas de la puesta en servicio de nuevas instalaciones de transporte y regasificación y de las menores recaudaciones por peajes y tarifas en los años 2006 y 2007 al no cumplirse las expectativas de demanda. Los peajes interrumpibles se incrementaron en un 10% al comprobarse que su demanda excedía con creces a la oferta y que la baja probabilidad de interrupción los convertía de hecho en un peaje firme.

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

Los peajes aplicables en el año 2010 se publicaron mediante la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre. Como novedades hay que citar:

- Inclusión de Medgaz como punto de entrada en la matriz de descuentos del peaje de transporte y distribución aplicable al gas con destino a la exportación, con un coeficiente de 1 para todas las salidas menos en el caso de la conexión con Portugal en Extremadura que tiene un coeficiente de 0,833.
- Modificación del descuento aplicable al peaje interrumpible, habida cuenta de las nulas interrupciones realizadas en los últimos 4 años y el elevado coste que supone este peaje (que se estima en 36 millones de €). Se optó por reemplazar el peaje específico de esta modalidad de acceso por un descuento sobre el término de conducción del peaje firme equivalente, el descuento se materializa mediante la aplicación de un coeficiente de 0,7 para la interrumpibilidad tipo «A» (5 días/años máximos de interrupción)

y de 0,5 para la de tipo «B» (10 días/año máximos de interrupción). Con este nuevo peaje se espera incrementar la recaudación en 12 millones de €.

- Peajes 2.bis. Estos peajes de acceso son aplicables a los consumidores industriales suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar que en el año 2002 estaban acogidos a las antiguas tarifas industriales. Al objeto de que evitarles un sobrecoste repentino en el precio del gas como consecuencia de la aplicación de los peajes del Grupo 3, se decidió en su momento que se les aplicasen los peajes del Grupo 2 (para suministros a presiones entre 4 y 60 bar). En el año 2006 se crearon los peajes 2.bis aplicables específicamente a estos consumidores que tenían como objetivo que en 9 años progresivamente convergieran con los del Grupo 3.

De acuerdo a este esquema, los peajes 2.bis han sido incrementados sucesivamente más que el resto, hasta el punto que en la Orden ITC/3520/2009 se suprimieron los escalones 2.4, 2.5 y 2.6, al resultar más económico para estos consumidores los peajes equivalentes del Grupo 3.

- Peajes de descarga de buques. Para ayudar a reordenar la descarga de buques, al objeto de incrementar la descarga de GNL en determinadas plantas, en el año 2010 se procedió a hacer cero el peaje de la planta de Mugaridos y se redujo a la mitad el de las planta de Barcelona y Bilbao.

Como consecuencia del aumento de la retribución de las actividades reguladas, la caída de la deman-



da como consecuencia de la crisis económica y la previsión de déficit del 2009, en el año 2010 se procedió a un incremento medio del 2% en todos los peajes, con la excepción de los términos de conducción de los escalones 3.1 y 3.2 en los que se redujeron los términos fijos un 0,48% y un 0,63% respectivamente, mientras que los términos variables disminuían un 2,84 y un 3,69%.

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

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

El sistema económico integrado retribuye con cargo a la recaudación de peajes y cánones las actividades reguladas de transporte y distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo, así como las retribuciones de la Comisión Nacional de Energía y del Gestor Técnico del Sistema.

La retribución de las empresas distribuidoras se determina en función del volumen de gas circulado en cada red y el número de clientes suministrados. La retribución de partida en el año 2002 fue calculada inicialmente en función del volumen de inversiones realizadas por las compañías. Esta

cifra es actualizada anualmente de acuerdo con una fórmula que tiene en consideración el número de nuevos clientes captados y las ventas realizadas. Para las nuevas distribuciones, la retribución inicial se determina mediante la aplicación de las retribuciones unitarias por cliente y kWh de gas suministrado a la previsión de clientes y ventas durante el primer año, con una posterior revisión en el caso de que las cifras reales difieran de las previsiones.

Con la desaparición del suministro regulado a tarifa y su substitución por la tarifa de último recurso dejó de ser de aplicación la retribución que por este concepto recibían las empresas transportistas y distribuidoras.

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

La retribución de las empresas transportistas se compone de la suma de las retribuciones individualizadas de cada una de sus instalaciones. Para las instalaciones que ya estaban operativas en el momento de la aplicación inicial del Real Decreto 949/2001, la remuneración inicial se fijó de acuerdo a su valoración contable actualizada, incluyendo una amortización lineal, los gastos operativos y los costes financieros.

En el caso de nuevas instalaciones autorizadas de forma directa, el valor reconocido de la inversión se calculaba mediante la aplicación de unas tablas de valores unitarios estándar de inversión. A partir de dicho valor se deducía la retribución en concep-

to de amortización empleando las vidas estándar publicadas en la propia Orden mientras que la retribución financiera se determinaba aplicando como tipo de interés la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial del 1,5%. La retribución financiera todos los años se calculaba sobre el valor de la inversión calculado inicialmente. Por último la retribución a los costes de explotación se calculaba por la aplicación de unas tablas de valores unitarios.

Tanto para las instalaciones con puesta en servicio anterior al 2002, como para las posteriores a dicho año y anteriores a las fechas que se indican en los apartados siguientes, la retribución inicial se actualizaba anualmente de acuerdo con la evolución del parámetro coeficiente $(1+fi*IPH)$, siendo fi el factor de eficiencia que hasta la fecha ha sido siempre igual a 0,85 y IPH es la semisuma del IPC y del IPRI.

Cuando un activo alcanzaba el final de la vida útil establecida en la Orden pero continuaba operativo se procedía a retraer la amortización de su cifra de retribución anual y se reducía a la mitad la retribución financiera.

Para instalaciones autorizadas por el procedimiento de concurrencia, la retribución se calculaba de acuerdo con las condiciones de adjudicación del concurso. Hay que hacer notar que el procedimiento de concurso no se ha utilizado en la práctica.

En el caso de gasoductos, elementos de regulación y medida e instalaciones de almacenamiento, las retribuciones calculadas por el procedimiento

anterior son agrupadas por compañía y publicadas en la propia orden. En el caso de las plantas de regasificación, su retribución se descomponía en una cantidad fija y una retribución variable que era función del volumen de gas descargado.

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

Retribución a las plantas de regasificación a partir del año 2007

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

Otra importante novedad, es que de acuerdo a la nueva Orden la valoración de los elementos de la planta se realiza de acuerdo a valores auditados, con el tope máximo de los valores unitarios, si el valor auditado es inferior al que resulta de la apli-



cación de los valores unitarios, el primero se incrementará en el 50% de la diferencia entre ambos. Igualmente importante es la eliminación del reparto de la retribución fija y variable, que conllevaba importantes pérdidas de ingresos a las plantas que no alcanzaban el 75% del grado de utilización. En el nuevo sistema, esto se ha reemplazado por los conceptos de costes fijos y variables de explotación, que está más acorde con la realidad de las plantas, estableciendo el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que en un plazo de seis meses proponga unos costes unitarios de explotación estándar.

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

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

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

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

Retribución a los almacenamientos subterráneos a partir del año 2007

La Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, en desarrollo del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, estableció un sistema para el cálculo de la retribución de las actividades reguladas del sector gasista, que no hacía explícito el mecanismo de retribución para los almacenamientos subterráneos, lo que ha podido suponer una barrera para el desarrollo de estas instalaciones.

Durante el año 2006 se procedió a analizar el sistema existente, llegándose a la conclusión de que era necesario establecer un mecanismo de retribución transparente y acorde con los niveles de riesgo asumidos por los promotores, con el objeto de fomentar las inversiones en esta actividad.

El objetivo anterior se materializó en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, que propuso, al igual que en el caso de las plantas de regasificación, un sistema de retribución en base al valor neto de la instalación, junto con una retribución

financiera en función del tipo de interés de las Obligaciones del Estado a 10 años más 350 puntos básicos. La retribución reconocida al titular del almacenamiento incluye las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a la concesión de la explotación del almacenamiento y se podrá solicitar la retribución de las inversiones en investigación llevadas a cabo durante los cinco años antes al otorgamiento de la concesión de explotación, con un tope del 50% del valor de la inversión dedicada a las instalaciones de explotación. En relación a los valores de explotación unitarios fijos y variables, éstos, a diferencia de las plantas de regasificación, serán establecidos de forma particular para cada almacenamiento mediante una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

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

Mediante el Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre, se convirtió parte de las concesiones de explotación de hidrocarburos Gaviota I y Gaviota

II, situadas frente a las costas de la provincia de Vizcaya, en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos. Estableciendo que la retribución del almacenamiento, que tiene carácter de básico, se determinará mediante Orden Ministerial, previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos. Con carácter provisional se fijó una retribución en concepto de costes fijos y variables a aplicar desde la entrada en vigor de la Ley 12/2007 y hasta la aplicación de la Orden correspondiente.

La Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, en su disposición adicional séptima, reconoce con carácter definitivo determinadas inversiones afectas a la actividad de almacenamiento subterráneo. Asimismo, se reconoce como ingreso liquidable el procedente de la venta de los productos condensados producidos en el almacenamiento subterráneo «Gaviota», menos un 10% que permanecerá en manos de los titulares como un incentivo a la operación eficiente de las instalaciones. Se incluye el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que realice una propuesta de costes de explotación fijos y variables de los almacenamientos de «Serrablo» y «Gaviota», y por último se determina la cantidad a aportar por los titulares de los almacenamientos en concepto de dotación para la desmantelación de las instalaciones.

Retribución a las instalaciones de transporte con puesta en servicio posterior al 1 de enero de 2008

El 4 de marzo de 2008 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 326/2008, de 29



de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Tal como se menciona en el propio preámbulo su objetivo es *proceder a la adaptación de la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, reforzando además la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos existentes, para estas actividades reguladas, en los Estados europeos de nuestro entorno.*

Las innovaciones planteadas siguen la línea de las modificaciones a la retribución de la actividad de regasificación que se introdujeron con la publicación de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, aunque con algunas diferencias:

- Valoración de los activos de acuerdo al valor real auditado más el 50% de la diferencia entre dicho valor y el valor que resulta de la aplicación de los valores unitarios, diferencia que puede ser tanto negativa como positiva.
- La retribución anual se compone de amortización, retribución financiera y costes de explotación.
- Retribución financiera al valor neto anual, aplicando como tipo de interés la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 375 puntos básicos.
- Actualización de la amortización anual y del valor neto para el cálculo de la retribución financiera por aplicación del coeficiente

$(1+TA)$, siendo «TA» la tasa de actualización igual a 2,5%.

- Cuando un activo alcanza el final de su vida útil regulatoria pero permanece en servicio se le elimina la retribución financiera y la amortización y se le reconoce un *coste de extensión de vida útil (COEV)*, igual al 50% de la suma de la amortización más el 50% de la última retribución financiera.
- Se admite la posibilidad de reconocimiento de *retribuciones singulares*, definidas como aquellas *cuya presión de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas difieran y superen los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas.*

La retribución por amortización y retribución financiera se devenga desde el 1 de enero del año siguiente a la fecha de puesta en servicio, mientras que el coste de explotación se retribuye desde la propia fecha de puesta en servicio. Se reconoce el derecho a recibir una retribución a cuenta calculada mediante la aplicación de los valores unitarios en vigor.

Otros aspectos retributivos regulados en el año 2010

En la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural se incluyó

en su disposición adicional segunda un mandato a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta de requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre inversiones de infraestructuras que sean objeto de retribución regulada,

En esta misma Orden (posteriormente corregido en la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre) se introdujo una modificación en la forma de calcular el factor IPH (semisuma de IPC e IPRI) que se emplea en la actualización anual de las retribuciones a la distribución y a las instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008. Se suprimió el procedimiento de estimación de IPC e IPRI y se adoptó el criterio de tomar como parámetros definitivos a aplicar para el cálculo de la retribución anual, los valores correspondientes a octubre del año anterior, sin realizar revisiones posteriores.

La Orden ITC/3354/2010 incluyó en su Anexo IV las retribuciones reguladas para el año 2011, con un incremento del 1,36% respecto a las retribuciones publicadas para el año 2010.

Gases licuados del petróleo

Gases licuados del petróleo envasados

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

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

CUADRO 6.8. RETRIBUCIONES REGULADAS (€)

Año	2010	2011	%
	ITC/3520/2009	ITC/3354/2010	
Distribución	1.322.704.684	1.481.257.170	11,99
Transporte	754.026.728	736.607.709	-2,31
Plantas de Regasificación	388.558.211	381.652.545	-1,78
Almacenamiento subterráneo	23.989.245	22.960.795	-4,29
Retribución a cuenta instalaciones transporte	129.247.221	31.746.398	-75,44
TOTAL	2.618.526.089	2.654.224.617	1,36

FUENTE: SEE.



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

La Orden de 6 de octubre de 2000, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo en su modalidad de envasado, introdujo la utilización de un promedio anual para el cálculo de los precios del GLP envasado, que se pasaron a actualizarse semestralmente.

Este sistema se mantuvo en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo.

En el año 2005 se publicó la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, que incrementó en un 11,3% los costes de comer-

cialización, pasando de los 0,317624 €/kg establecidos en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, a 0,353643 €/kg. En la misma Orden se redujo el plazo de revisión de los precios, pasando de ser semestral (en abril y octubre) a trimestral (el primer día del mes de enero, abril, julio y octubre) y se disminuyó el número de meses que intervienen en la fórmula del cálculo del coste de adquisición internacional de la materia prima, que pasó de 12 a 6 meses.

El punto tercero de la Orden citada determina que los costes de comercialización se podrán actualizar anualmente mediante Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de junio de 2006 se publicó la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, que incrementó dichos costes un 3,70% respecto de los vigentes.

La Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, modifica los costes de comercialización que intervienen en la fórmula de fijación de precios, que pasan de 0,366728 a 0,376630 €/kg. Asimismo, modifica la fórmula de cálculo, que pasa a emplear para el cál-

culo de las cotizaciones de los productos una media de tres meses en lugar de la de seis y se modifican las referencias de las cotizaciones del Mar del Norte que pasan de tomarse del Platts LPGASWIRE a tomarse del ARGUS NORTH SEA INDEX.

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

El 28 de junio de 2008, se publicó la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, que mantiene la fórmula establecida en la Orden de 2007, si bien actualiza los costes de comercialización vigentes, que aumentan un 4,20%.

La Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, por la que se determinan los precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, suspende para el cuarto trimestre de 2008, la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo, establecida en la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, para proteger a los consumidores de la alta variabilidad de las cotizaciones internacionales de la materia prima y del flete.

Asimismo, dicha Orden iguala el precio del GLP envasado que se comercializa en establecimientos

comerciales y estaciones de servicio (que desde la entrada en vigor del antes mencionado Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre tenían un descuento mínimo de un 5 % sobre los precios fijados) al distribuido a domicilio.

Finalmente la Orden ITC/776/2009, de 30 de marzo, modifica la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados. Como novedad, en dicha orden, se incluye un procedimiento para la actualización anual de los costes de comercialización.

Gases licuados del petróleo por canalización

El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, dispone que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gases licuados de petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas.

El sistema de determinación de los precios máximos de venta del GLP por canalización vigente es el establecido en la Orden de 16 de julio de 1998, por la que se actualizan los costes de comerciali-



zación del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, y se liberalizan determinados suministros.

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

La disposición adicional única de la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, estableció la fórmula para el cálculo de los términos de la cotización internacional y del flete. Igualmente se actualizaron los costes de comercialización, tanto del suministro para usuarios finales como para el suministro a empresas distribuidoras, que pasaron a valer 0,292594 y 0,173905 €/kg respectivamente. Hay que recordar que estos parámetros permanecían invariables desde la publicación de la Orden de julio de 1998 (0,28728 €/kg y 0,1696056 €/kg respectivamente). El término fijo mensual de 128,6166 €/mes aplicado a los usuarios finales ha permanecido invariable.

El 17 de noviembre de 2008, se publicó la Orden ITC/3292/2008, de 14 de noviembre, por la que se modifica el sistema de determinación automática

de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización. Mediante dicha Orden se modifica el peso final del flete en el precio regulado y se establece una fórmula para la revisión anual de los costes de comercialización. Asimismo, se actualiza el valor de dichos costes de comercialización, tanto el término fijo como el variable, aumentando un 16,75% respecto a los establecidos en la mencionada Orden de 2007. Los costes de comercialización se revisaron en julio de 2009 (revisión de -0,67%) y de 2010 (1,38%).

Evolución de los precios de los hidrocarburos gaseosos

Gas natural

Evolución de la tarifa de gas natural de último recurso

Aunque la tarifa de último recurso formalmente empezó a ser de aplicación desde el 1 de enero 2008, hasta el 1 de julio de dicho año se aplicó un régimen provisional durante el cual el suministro continuó siendo realizado por parte de las empresas distribuidoras. Durante dicho período transitorio y después de él, hasta el 12 de octubre se aplicó la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, mientras que a partir de dicha fecha fue de aplicación la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre.

Durante el año 2010 y hasta junio de 2011 el precio evolucionado al alza de forma acusada, con las excepciones de las revisiones de los meses de enero y octubre de 2010 donde se han producido des-



censos del 1%. De tal forma que el precio medio TUR.1 en enero 2011 es un 13% superior al de enero de 2010, en el caso de la TUR.2, este incremento es del 15%.

Hay que hacer notar que los precios anteriores son precios finales y por lo tanto incluyen el IVA, razón por la que se han visto afectados por el alza de 2% en el tipo general que tuvo lugar el 1 de julio de 2010.

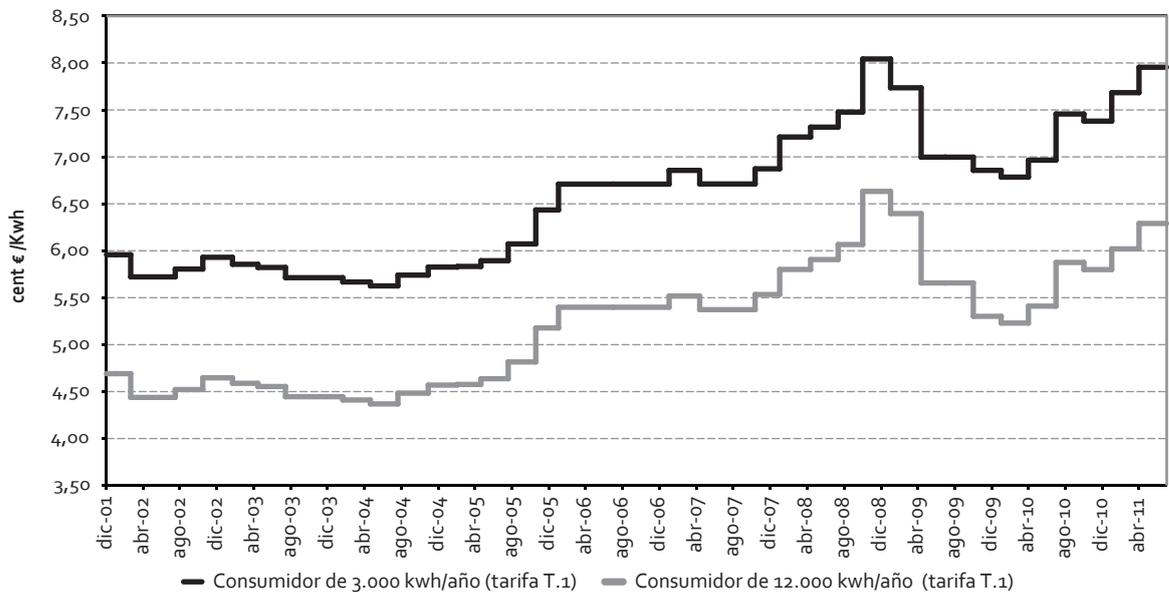
En el cuadro 6.9 y gráfico 6.3, se indican los precios medios calculados para un consumidor tipo

de la tarifa T.1 de 3.000 kWh/año y de 12.000 kWh/año en la tarifa T.2

La evolución de tarifas para consumidores tipo domésticos-comerciales e industriales, se indican en los cuadros 6.10 y 6.11.

En los gráficos 6.4 y 6.5 se comparan los precios medios de venta (todos los impuestos incluidos, excepto el IVA) practicados en diferentes países europeos para diferentes consumidores en 2010.

GRÁFICO 6.3. PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA (USO DOMÉSTICO-COMERCIAL, PRESIÓN SUMINISTRO <= 4 BAR, MERCADO REGULADO)



EL PRECIO INCLUYE IVA.
FUENTE Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

CUADRO 6.9. REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA DAL PÚBLICO TARIFAS T.1 Y T.2

	Precio medio TUR.1 (c€/kWh)	Precio medio TUR.2 (cts/kWh)	Variación T.1 %	Variación T.2 %
01-ene-08	7,2116	5,8012	4,93	4,83
12-abr-08	7,3168	5,9064	1,46	1,81
12-jul-08	7,4767	6,0663	2,18	2,71
01-oct-08	8,0428	6,6323	7,57	9,33
01-ene-09	7,7359	6,3960	-3,82	-3,56
12-abr-09	6,9971	5,6573	-9,55	-11,55
01-jul-09	6,8565	5,3019	-2,01	-6,28
01-oct-09	6,8565	5,3019	0,00	0,00
01-ene-10	6,7845	5,2299	-1,05	-1,36
01-abr-10	6,9649	5,4103	2,66	3,45
01-jul-10	7,4569	5,8755	7,06	8,60
01-oct-10	7,3808	5,7994	-1,02	-1,29
01-ene-11	7,6839	6,0200	4,11	3,80
01-abr-11	7,9548	6,2909	3,52	4,50

Precios medios calculados para un consumidor tipo de la tarifa T.1 de 3.000 kWh/año y de 12.000 kWh/año en la tarifa T.2. Desde el 1 de julio de 2008 los precios mostrados corresponden a la tarifa de último recurso (TUR 1 y TUR 2 respectivamente).

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

CUADRO 6.10 PRECIO MEDIO REGULADO EN C€/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICO-COMERCIALES A PRESIÓN MENOR O IGUAL A 4 BAR

AÑO	D1 EUROSTAT 2325 kWh/año	D2 EUROSTAT 4650 kWh/año	D2-b EUROSTAT 9303 kWh/año	D3 EUROSTAT 23250 kWh/año	D3-b EUROSTAT 34889 kWh/año	D4 EUROSTAT (TF 2.1) 290834 kWh/año	D4 EUROSTAT (TF.3.4) 290834 kWh/año
1997	2,5827	1,3842	1,2644	1,1986	1,1454	1,1433	2,6309
1998	2,4779	1,2664	1,1453	1,0837	1,0348	1,0344	2,5872
1999	2,4704	1,2589	1,1378	1,0804	1,0355	1,0352	2,4704
2000	3,0433	1,8318	1,7106	1,6550	1,6120	1,6117	2,9191
2001	3,0953	1,8838	1,7626	1,7070	1,6640	1,6637	3,1070
2002	2,8781	1,7035	1,6090	1,5087	1,4433	1,4367	2,5961
2003	2,9052	1,7499	1,6607	1,5547	1,4866	1,4790	2,5670
2004	2,7999	1,6725	1,5854	1,4779	1,4116	1,4043	2,5086
2005	3,0852	1,9517	1,8642	1,7572	1,6906	1,6832	2,7818
2006	3,8051	2,5494	2,4524	2,3353	2,2614	2,2532	3,2649
2007	6,1346	5,5049	4,8553	4,4329	4,3388	2,2478	3,2773
2008	6,7528	6,0921	5,4054	4,9628	4,8643	—	3,7294

Nota: La media en 2007 de la tarifa d4 eurostat (tf 2.1) Es del primer semestre del año, ya que posteriormente se eliminó la tarifa.

SECTOR GAS

NUEVA METODOLOGÍA. BANDAS DE CONSUMO ANUAL (Continuación)

AÑO	< 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	20 - 200 GJ /año (5.556 - 55.556 kWh/año)	> 200 GJ/año (55.556 kWh/año)
2007	5,9947	5,0116	4,0986
2008	6,4118	5,2943	4,5068
2009	6,1305	4,9435	4,0776
2010	5,8444	4,5895	4,0809

FUENTE Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

CUADRO 6.11. PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR

Tarifa:	I1 EUROSTAT (TAR 2.1 ESPAÑA)	I2 EUROSTAT (TAR 2.2 ESPAÑA)	I3-1 EUROSTAT (TAR 2.3 ESPAÑA)	I4-1 EUROSTAT (TAR 1.1 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.2 ESPAÑA)	I5 EUROSTAT (TAR 1.3 ESPAÑA)
Consumo anual (Kwh/año)	116.278	1.162.779	11.627.787	116.277.871	348.833.612	1.162.778.708
días de consumo	200	200	200	250	330	330
1997	2,5827	1,3842	1,2644	1,1986	1,1454	1,1433
1998	2,4779	1,2664	1,1453	1,0837	1,0348	1,0344
1999	2,4704	1,2589	1,1378	1,0804	1,0355	1,0352
2000	3,0433	1,8318	1,7106	1,6550	1,6120	1,6117
2001	3,0953	1,8838	1,7626	1,7070	1,6640	1,6637
2002	2,8781	1,7035	1,6090	1,5087	1,4433	1,4367
2003	2,9052	1,7499	1,6607	1,5547	1,4866	1,4790
2004	2,7999	1,6725	1,5854	1,4779	1,4116	1,4043
2005	3,0852	1,9517	1,8642	1,7572	1,6906	1,6832
2006	3,8051	2,5494	2,4524	2,3353	2,2614	2,2532

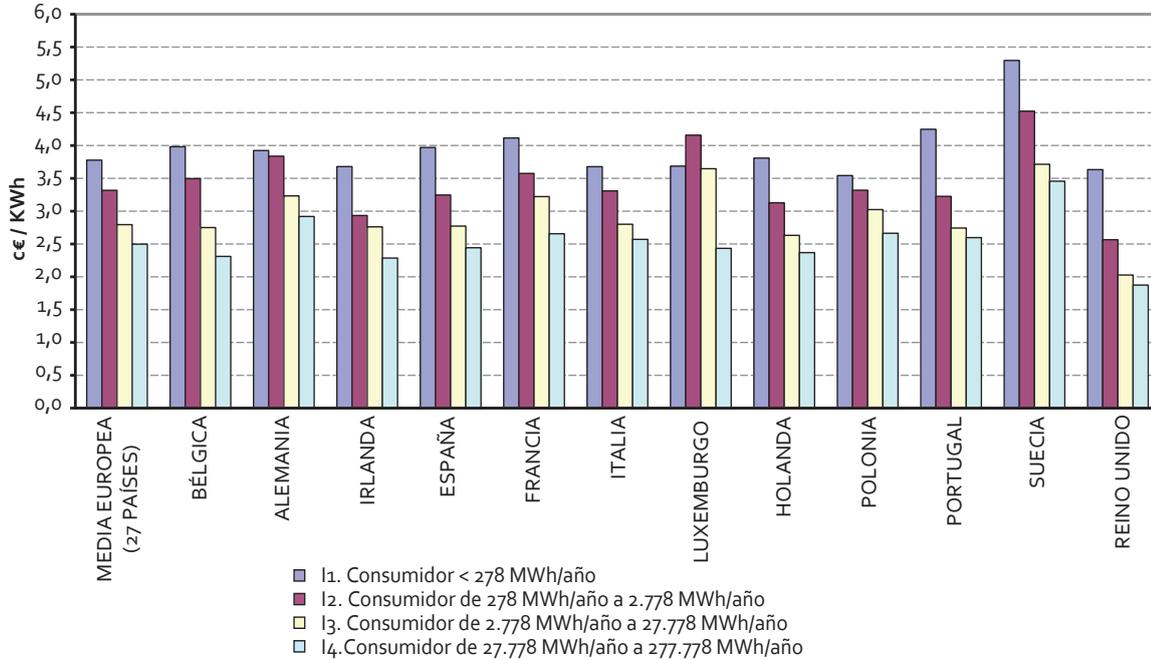
NUEVA METODOLOGÍA. BANDAS DE CONSUMO ANUAL

AÑO	< 1.000 GJ/año (278 MWh/año)	1.000 - 10.000 GJ/ año (278 - 2.778 MWh/año)	10.000 - 100.000 GJ/ año (2,8 - 27,8 GWh/ año)	100.000 - 1.000.000 GJ/año (27,8 - 277,8 GWh/año)	1.000.000 -4.000.000 GJ/año (277,8 - 1.111,1 GWh/año)	> 4.000.000 GJ/año (> 1.111,1 GWh/año)
2007	3,1838	2,6312	2,5466	2,4109	1,9926	1,9717
2008	3,5570	3,4870	3,0015	2,8039	2,5605	2,4833
2009	4,5721	3,3764	2,9215	2,5175	2,3072	2,1021
2010	4,0321	3,4142	2,8416	2,4832	2,3243	2,0178

Nota: El valor del año 2007 corresponde exclusivamente al valor del segundo semestre.
FUENTE Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

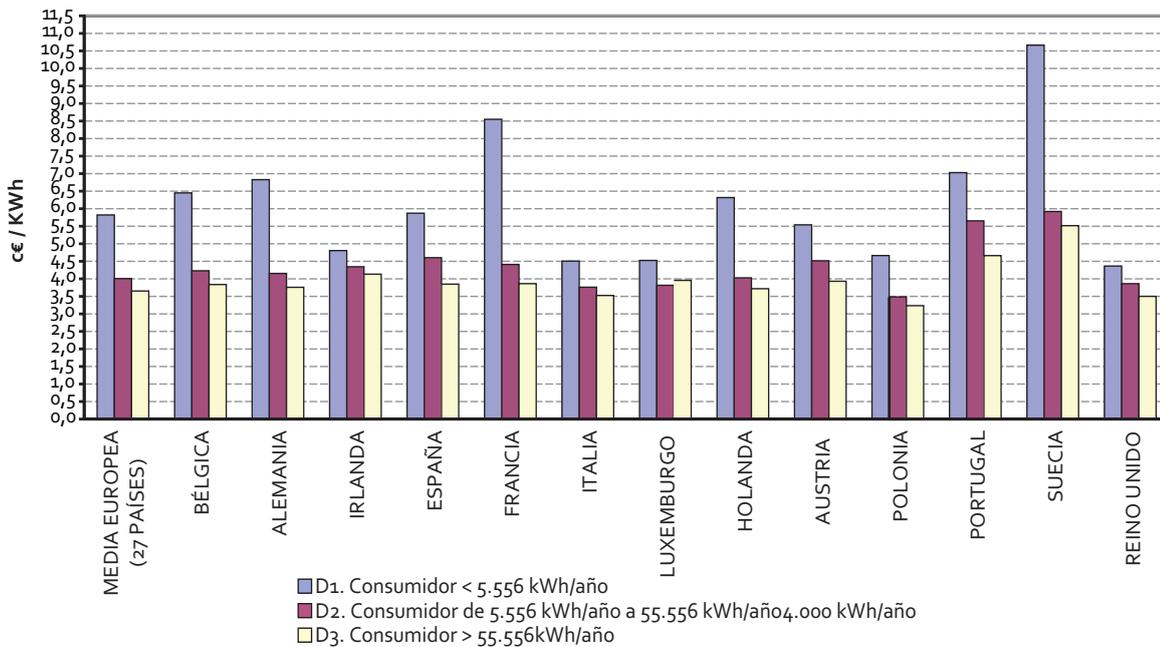


GRÁFICO 6.4. PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2010



FUENTE: Eurostat.

GRÁFICO 6.5. PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS AÑO 2010



FUENTE: Eurostat.

Gases licuados del petróleo envasados

El año 2008 comenzó con subida de la botella, que se acrecentó en la revisión de abril, pero que bajó al aplicar la Orden ITC/1858/2008 para el precio de julio, manteniéndose en octubre por la aplicación de la Orden ITC/2707/2008.

En 2009 solo hubo un precio alto, que fue el del primer trimestre. Posteriormente cayó muy fuertemente manteniéndose casi constante. Desde 2010 ha tenido lugar un alza continua que se ha visto atenuada por aplicación de la fórmula de la ITC/1858/2008. En esta fórmula, las fuertes oscilaciones registradas en C_n (materia prima y flete en €/Kg) se han acompañado por variaciones menores de P_n (precio sin impuestos aplicado cada trimestre), que según la fórmula vigente, se acumulan para posibles subidas futuras. Cuando ha habido variaciones negativas de C_n como en octubre de 2010 y julio de 2011, se han visto contrarrestadas por el incremento ($P_n - P_{n-1}$).

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra en el cuadro 6.12 y gráfico 6.6.

CUADRO 6.12. EVOLUCION PRECIO MAXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG (IMPUESTOS INCLUIDOS)

AÑO	€/BOTELLA	ÍNDICE
1994	5,79	100,00
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16
2007	11,81	204,06
2008	13,64	235,66
2009	11,28	194,89
2010	12,00	207,33

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

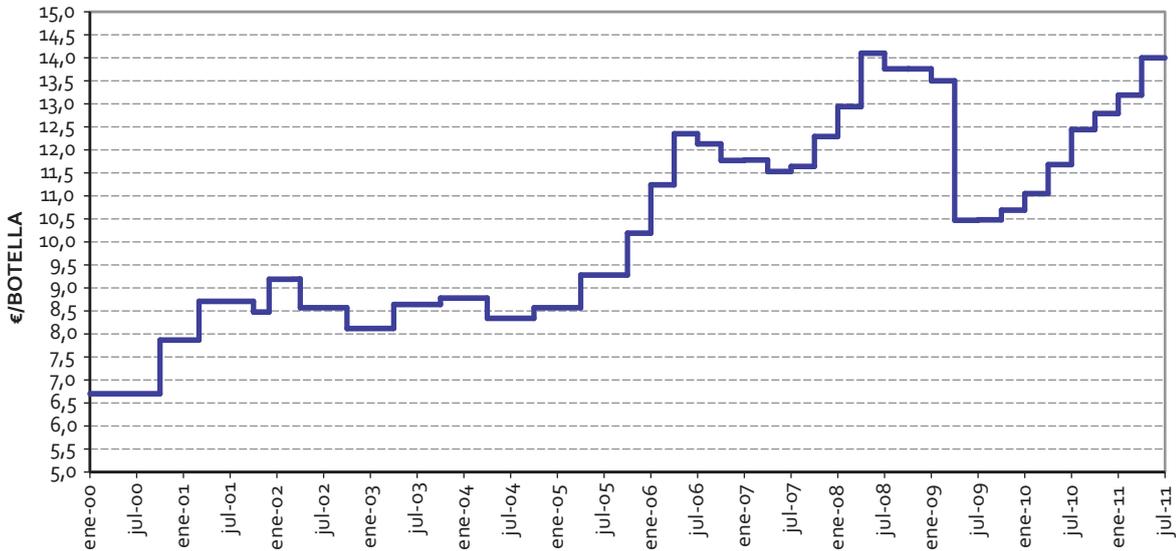
En el cuadro 6.13 se muestra el precio de los GLP envasados en los países europeos más próximos. El precio en España es notablemente más bajo que los de nuestro entorno.

CUADRO 6.13. COMPARACIÓN PRECIOS EUROPEOS GLP ENVASADO. DATOS ESPAÑA ENERO 2011 Y RESTO PAÍSES NOVIEMBRE 2010

	ENVASE Kg	PVP €/Botella	PVP €/Kg	ÍNDICES PVP		IVA	Prec. €/Bot. sin IVA	€/Kg sin IVA	Prec. sin IVA €/Kg	
				Botella	Kg					
ESPAÑA	12,5	0,8 BUT/0,2 PRO	13,19	1,06	100	100	18%	11,18	0,8945	100
PORTUGAL (1)	13,0		24,00	1,85	182	175	21%	19,83	1,5257	171
FRANCIA	13,0	BUTANO	26,50	2,04	201	193	19,60%	22,16	1,7044	191
BELGICA	12,5		23,88	1,91	181	181	21%	19,74	1,5788	177
R. UNIDO (1)	15,0	PROPANO	39,70	2,65	301	251	5,0%	37,81	2,5206	282

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

GRÁFICO 6.6
PRECIO MÁXIMO DE VENTA AL PÚBLICO DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

Gases licuados del petróleo por canalización

Durante los primeros meses de 2008 el precio bajó hasta abril, para incrementarse después hasta julio, y posteriormente descender continuamente hasta diciembre. Finalizó el año con precio mínimo anual. En 2009, exceptuando febrero, bajo durante el primer semestre, y subió durante el segundo. En 2010 y durante los 3 primeros meses el término variable (sin impuestos) se mantuvo aproximadamente entre 85 y 90 c€/Kg. En el último trimestre creció considerablemente hasta los 106,42 de diciembre y del máximo histórico de 110,03 de enero de 2011.

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público entre diferentes años se muestra el cuadro 6.14.

CUADRO 6.14. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES (CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO)

AÑO	CONSUMIDOR TIPO 500 kg/año	
	c€/KWh	ÍNDICE
1994	3,63	100,00
1995	3,93	108,14
1996	4,05	111,50
1997	4,27	117,53
1998	3,96	109,02
1999	4,31	118,75
2000	5,60	154,28
2001	5,37	147,84
2002	4,53	124,81
2003	5,05	139,07
2004	5,28	145,54
2005	5,83	160,72
2006	6,52	179,64
2007	6,62	182,48
2008	7,46	205,43
2009	5,88	162,01
2010	7,51	206,92

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos. SEE.

6.4. NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2010 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Orden ITC/3365/2010, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2011 (BOE 30/12/2010).
- Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas (BOE 29/12/2010).
- Resolución de 11 de noviembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de Actuación Invernal para la operación del sistema gasista (BOE 16/11/2010).
- Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las redes de transporte de energía eléctrica y gas natural (BOE 12/11/2010).
- Corrección de errores de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE 11/08/2010).
- Resolución de 30 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución de 25 de julio de 2006, por la que se regulan las condiciones de asignación y el procedimiento de aplicación de la interrumpibilidad en el sistema gasista (BOE 06/08/2010).
- Corrección de errores de la Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural (BOE 31/07/2010).
- Orden ITC/1890/2010, de 13 de julio, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros y las retribuciones reguladas en el sistema del gas natural (BOE 15/07/2010).
- Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (BOE 15/06/2010). Establece el procedimiento de cálculo del precio del gas natural consumido por los grupos de generación en el sistema eléctrico insular balear.
- Orden ITC/1506/2010, de 8 de junio, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 11/06/2010).
- Orden ITC/1306/2010, de 11 de mayo, por la que se determina la retribución para el año 2010 de la sociedad «Madrileña Red de Gas, S.A.» asociada a la actividad de distribución de gas natural realizada en determinados municipios de la Comunidad de Madrid (BOE 20/05/2010).



- Resolución de 6 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica en la web del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio el índice de gasificación de las Comunidades Autónomas.
- Resolución de 3 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (BOE 12/05/2010).
- Orden ITC/1053/2010, de 19 de abril, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2010, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan (BOE 29/04/2010).
- Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos (BOE 26/03/2010).
- Resolución de 22 de marzo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los formatos oficiales de análisis de inversión y mercado en las solicitudes de retribución específica de instalaciones de distribución para el año 2010.
- Resolución de 1 de marzo de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 14 de marzo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se precisan determinados aspectos relativos a la gestión de los almacenamientos subterráneos de la red básica y se establecen las reglas para la subasta de su capacidad (BOE 05/03/2010).
- Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio (BOE 18/03/2010).
- Real Decreto 104/2010, de 5 de febrero, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural (BOE 26/02/2010).
- Resolución de 22 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el



período comprendido entre el 1 de abril de 2010 y 31 de marzo de 2011 (BOE 29/01/2010).

En lo que respecta a la normativa a nivel Europeo hay que destacar la publicación del:

- Reglamento (UE) N.º 994/2010 del parlamento europeo y del Consejo de 20 de octubre de 2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga la Directiva 2004/67/EC.

7. SECTOR PETRÓLEO



7.1 DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo los consumos propios de refinerías y pérdidas, alcanzó los 65,5 millones de toneladas en 2010, lo cual supone un descenso del 2,9% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (1)
(UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

	2009	2010	%2010/09
GLP	1.840	1.851	0,6
GASOLINAS	5.872	5.421	-7,7
QUEROSEÑOS	5.133	5.247	2,2
GASÓLEOS:	32.468	31.867	-1,9
• Gasóleo A+B	28.477	27.814	-2,3
• Gasóleo C	2.513	2.580	2,7
• Otros	1.477	1.473	-0,3
FUEL OIL	11.154	10.415	-6,6
COQUE DE PETRÓLEO	3.046	4.260	39,9
NAFTAS	2.033	2.173	6,8
OTROS PRODUCTOS	5.896	4.254	-27,8
TOTAL	67.443	65.488	-2,9

(1) No incluye consumos propios de refinerías y pérdidas.

FUENTE: SEE.

Esta evolución se ha debido, fundamentalmente, al descenso de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de algunas materias primas, aunque también se ha visto reducido el consumo en generación eléctrica. Expresada en toneladas equivalentes de petróleo, la demanda final de productos petrolíferos en el transporte se ha reducido globalmente el 2,5%, mientras el consumo en usos finales de la industria se ha incrementado ligeramente, 0,9%, especialmente en combustibles, aunque también en algunas mate-

rias primas petroquímicas. En el sector residencial y terciario, aumentó también la demanda de estos productos, el 1%, debido a la mayor actividad económica y a la severidad climática del año.

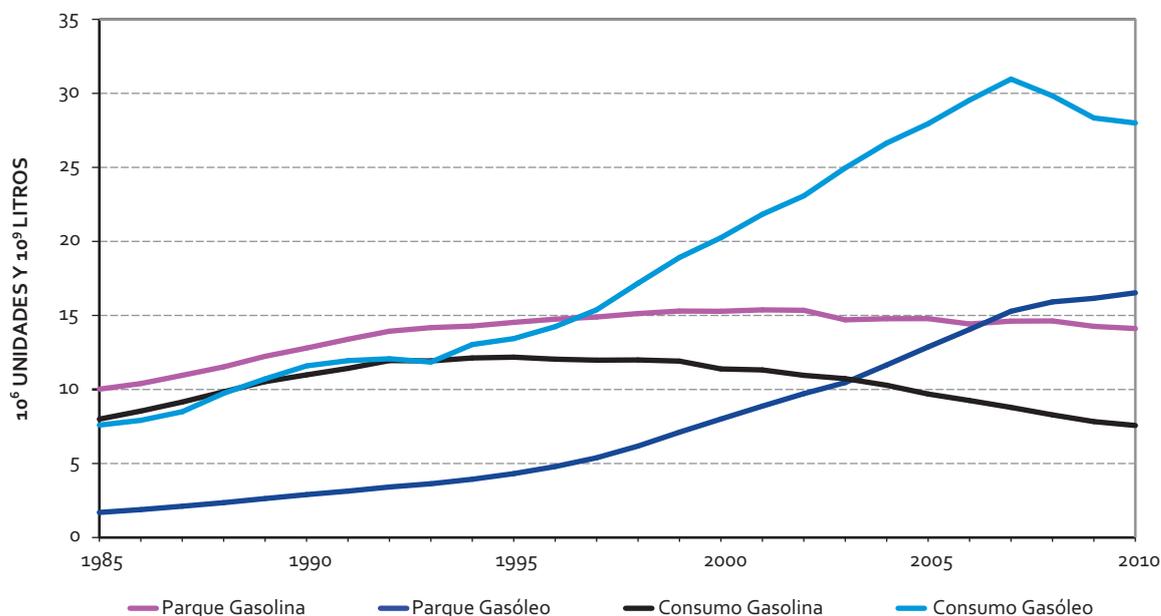
Por productos, destaca el descenso de la demanda de gasóleo de automoción, expresada en toneladas, 2,3% en 2010, derivado de la menor actividad del transporte de mercancías y del menor crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido un aumento del 2,2% en el año, siendo el único carburante que ha registrado aumento de demanda.

En gasolinas, la demanda ha continuado contrayéndose de forma acelerada, debido al ligero descenso del parque de estos vehículos por la dieselización de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 7,7% en 2010. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2010, aumentó el 2,3% el parque de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina bajó el 1%, continuando el efecto indicado de la dieselización del parque de turismos.

En el Gráfico 7.1 se representa la evolución de los parques de automóviles de gasolina y gasóleo en España desde 1985 y los consumos de estos combustibles. Se observa la regularidad del crecimiento de estas magnitudes hasta 1992, el estancamiento en gasolina a partir de ese año y el fuerte aumento del consumo de gasóleo auto a partir de 1993, como consecuencia de la evolución económica y del sesgo del parque citado y cuya desaceleración en los últimos años puede observarse en dicho gráfico.



GRÁFICO 7.1. PARQUE Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES



FUENTE: SEE y DGT.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, bajó la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en 2010 en los sistemas extrapeninsulares debido al descenso de la demanda, mientras en el sistema peninsular es ya poco significativo en el Régimen Ordinario. La cogeneración con productos petrolíferos también ha bajado significativamente. En conjunto, la generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, 5,3%, en la estructura de generación total nacional.

El consumo total estimado de fuelóleos, incluyendo combustibles de navegación marítima, pero sin incluir los consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 10,4 millones de toneladas, con un descenso del 6,6%, debido al menor consumo en generación eléctrica, dado que en usos finales es ya poco significativo. El consumo de coque de petróleo aumentó un

39,9%, recuperando los niveles anteriores a 2008. El consumo de naftas ha subido significativamente mientras el agregado de otros productos ha bajado.

7.2. OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Hidrocarburos Líquidos en España

Operadores al por mayor

De acuerdo con la normativa vigente, son operadores al por mayor aquellos sujetos que comercialicen productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Los operadores al por mayor a 31 de diciembre de 2010 eran:



- CEPSA
- REPSOL PETROLEO, S.A.
- BP OIL ESPAÑA, S.A.
- PETROLEOS DEL NORTE, S.A.(PETRONOR)
- GALP DISTRIBUCIÓN OIL ESPAÑA, S.A.U
- GALP ENERGÍA ESPAÑA, S.A.
- PETROLIFERA DUCAR, S.L.
- TOTAL ESPAÑA, S.A.
- SHELL ESPAÑA, S.A.
- CHEVRON ESPAÑA, S.A.
- REPSOL COMERCIAL DE PRODUCTOS PETROLIFEROS S.A.
- SOCIEDAT CATALANA DE PETROLIS S.A. (PETROCAT)
- ESERGUI, S.A.
- NOROIL, S.A.
- TAMOIL ESPAÑA, S.A.
- KUWAIT PETROLEUM (ESPAÑA), S.A.
- SARAS ENERGIA, S.A.
- MEROIL, S.A.
- DISA RED DE SERVICIOS PETROLIFEROS, S.A.
- Transportes y Servicios de Minería, S.A. (TRASEMISA, S.A.)
- FORESTAL DEL ATLANTICO, S.A.
- Petrolífera Mare Nostrum, A.I.E. (PETROMAR)
- DYNEFF ESPAÑA, S. L.U.
- PETROMIRALLES 3, S.L.
- STOCKS DEL VALLÉS, S.A.
- SIERRA CAMEROS, S.A.
- BIONOR BERANTEVILLA, S.L.U.
- VIA OPERADOR PETROLÍFERO, S.L.
- BIONET EUROPA, S.L.
- GRUPO ECOLÓGICO NATURAL, S.L. (GEN)
- GALP SERVIEXPRESS, S.L.
- DISA PENINSULA, S.L.U
- DISA RETAIL ATLANTICO, S.L.U.
- BIODIESEL CAPARROSO, S.L.
- DISTRIBUCIONES PETROLÍFERAS BERASTEGUI MURUZABAL HERMANOS, S.L.
- ECOCARBURANTES ESPAÑOLES, S.A.
- PETROAZUL, S.L.
- BIOCABURANTES CASTILLA Y LEÓN, S.A.
- PETROLIFERA CANARIA, S.A.
- OPERADORES DE CASTILLA Y LEON, A.I.E.
- PETRO-NOVA OIL, S.A.
- BIODIESEL CASTILLA LA MANCHA, S.L.
- DISTRIBUCION INDUSTRIAL DERIVADOS DEL GASOLEO, S.L.
- BIOCABURANTES ALMADEN, S.L.
- BIOCOMBUSTIBLES DE CUENCA, S.A.
- TINERFEÑA DE LUBRICANTES, S.L.
- PETROLEOS COSTA DORADA, S.L.
- BECCO FUELS, S.L.
- RECUPERALIA NUEVAS ENERGIAS, S.L.
- ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DEL PIRINEO, S.A
- LINARES BIODIESEL TECHNOLOGY, S.L.U.
- CAMPA IBERIA, S.A.
- CARBURANTS AXOIL, S.L.
- BIOCOM ENERGIA, S.L.
- BIOCABURANTES CASTILLA-LA MANCHA, S.L.
- ENERGES, S.L.
- RONDA OESTE, S.L.
- EBCOM PARK GANDIA, S.L.
- BIOENERGETICA EXTREMEÑA 2020, S.L.
- BIOCOMBUSTIBLES Y ENERGIAS RENOVABLES DE CASTILLA-LA MANCHA (BERCAM)
- ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DEL GUADALQUIVIR, S.A.
- ECOPRODUCTOS DE CASTILLA-LA MANCHA, S.A.
- BIOETANOL DE LA MANCHA, S.L.
- INFINITA RENOVABLES, S.A.
- MERCURIA ENERGÍA, S.L.

- COMBUSTIBLES ECOLÓGICOS DEL MEDITERRÁNEO, S.A.
 - IMPORTADORA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS DE CANARIAS, S.L
 - BIOCARBUROS DEL ALMANZORA, S.A.
 - OPERADORA PETROLÍFERA DINOIL, S.A.
 - BIOCARBURANTES DE CASTILLA, S.A.
 - BIOCARBURANTES DE GALICIA, S.L.
 - ENERGÍA GALLEGA ALTERNATIVA, S.L.U.
 - COMBUSTIBLES ECOLÓGICOS BIOTEL, S.L.
 - ENTABAN BIOCOMBUSTIBLES DE GALICIA, S.A.
 - BIOCOMBUSTIBLES DE ZIERBANA, S.A.
 - ALBABIO ANDALUCÍA, S.L.
 - BIO-OILS HUELVA, S.L.
 - BIODIESEL ARAGÓN, S.L.
 - HISPAENERGY PUERTOLLANO, S.L.
 - ABENGOA BIOENERGÍA SAN ROQUE, S.A.
 - COMBUNET, S.L.
 - BIOETANOL GALICIA, S.A.
 - BIODIESEL BILBAO, S.L.
 - RECYOIL ZONA CENTRO, S.L.
 - BONAREA ENERGÍA, S.L.U.
 - NIDERA AGROCOMERCIAL, S.A.
 - BIOMAR OIL, S.L.
 - PETROLOGIS CANARIAS, S.L.
 - GREEN FUEL EXTREMADURA, S.A.
 - HYSPEENERGY DEL CERRATO, S.A.
 - BIOCOM PISUERGA, S.A.
 - INICIATIVAS BIOENERGÉTICAS, S.L.
 - SOCIEDAD COOPERATIVA GENERAL AGROPECUARIA ACOR
 - F.J.SÁNCHEZ SUCESORES, S.A.
 - GESTIÓN DE RECURSOS Y SOLUCIONES EMPRESARIALES, S.L. (SOLARTIA)
 - ACEITES DEL SUR-COOSUR, S.A.
 - PETROMIRALLES 9, S.L.
 - BIOSUR TRANSFORMACIÓN, S.L.U.
 - GM FUEL SERVICE, S.L.
 - BIONORTE, S.A.
 - BOMINFLOT, S.A.
 - BIOCOMBUSTIBLES DE CASTILLA Y LEÓN, S.A.
 - VECTOR DE HIDROCARBUROS, S.A.
 - BIOVIGO ENERGY, S.L.
 - 9403 OPEROIL, S.L.
 - WILMAR IBERIA, S.L.
 - BIOGAL CENTRO ENERGÉTICO, S.A.
 - TENERIFE DE GASOLINERAS, S.A.
 - PETROSIGMA, S.A.
 - OPERADORA PETROLÍFERA PREMIUM, S.L.
 - TRISSET ASESOR, S.L.
 - DISA SUMINISTROS Y TRADING, S.L.U.
 - GISAE. GESTIO INTEGRAL SERVEIS I ASSESORAMENT DE EMPRESES, S.L.
 - VALCARCE ATLÁNTICA, S.A.
 - PETRÓLEOS PENINSULARES, S.A.
 - OIL B, S.R.L.
 - HISPANIA PETROL, S.L.
 - VALLIRANA LOGÍSTICA DE HIDROCARBUROS, S.L.
 - SIMON GRUP TRADE, S.A.
 - OPE & EUROPETROL OIL, S.L.
 - BIODIESEL DE ANDALUCÍA 2004, S.A.
 - LEXIN CORPORATION 21, S.L.
 - LOUIS DREYFUS COMMODITIES ESPAÑA, S.A.
- Filiales de refinerías:*
- Filiales de REPSOL PETROLEO, S.A.:
 - Repsol Directo, S.A.
 - Filiales de B.P. OIL ESPAÑA, S.A.:
 - MARKOIL, S.A.



- Filiales de CEPSA S.A:
- HIJOS DE J. MONTOYA LOPEZ, S.A.
- CEPSA COMERCIAL ESTE, S.A. (antes DIPE-TROL, S.A.)
- ARAGON OIL, S.A.
- ENERGETICOS DE LA MANCHA, S.A.
- ENERGETICOS ANDALUCIA, S.L.
- OTECLIMA, S.L.
- BASEIRIA PALMA OIL, S.A.
- BASEIRIA OIL VALLE DEL EBRO, S.A.
- ENERGETICOS ALMERIA, S.A.
- CEPSA COMERCIAL CENTRO, S.A.
- ATLAS, S.A. COMBUSTIBLES Y LUBRIFICANTES
- COMPAÑIA ESPAÑOLA DE PETROLEOS ATLANTICO, S.A.
- GASOLEOS DE CORDOBA, S.L.
- CEDIPSA, COMPAÑIA ESPAÑOLA DISTRIBUIDORA DE PETROLEOS, S.A.
- PRODUCTOS ASFALTICOS, S.A.
- CEPSA AVIACION, S.A.
- CEPSA COMERCIAL NOROESTE, S.L.
- CEPSA ESTACIONES DE SERVICIO, S.A.
- GAROIL, S.A.
- DERIVADOS ENERGÉTICOS PARA EL TRANSPORTE Y LA INDUSTRIA, S. A. (DETISA)
- GASÓLEOS GUARA, S.L.
- SOCOVAR, S.L.
- CMD AEROPUERTOS CANARIOS, S.L.
- EXPRESOIL DISTRIBUIDORA DE GASÓLEO, S.L.
- CEPSA COMERCIAL NORTE, S.L.
- PETRÓLEOS DE CANARIAS, S.A.
- DERIPETRO, S.L.
- CEPSA MARINE FUELS, S.A.
- BURGOSPETROL, S.L.
- CEPSA QUÍMICA, S.A.
- PETROPESCA, S.L.

Distribuidores al por menor de productos petrolíferos

La actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos comprende, según establece el artículo 43 de la Ley 34/1998, el suministro de combustibles y carburantes a vehículos en instalaciones habilitadas al efecto, el suministro a instalaciones fijas para el consumo en la propia instalación, el suministro de queroseno con destino a la aviación, el suministro de combustibles a embarcaciones y cualquier otro suministro que tenga por finalidad el consumo de estos productos.

La actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos puede ser ejercida libremente por cualquier persona física o jurídica.

Comercio exterior

El total de importaciones en el conjunto de 2010, se elevaron a 52,5 millones de toneladas (Mt), un 0,3% más que en el año 2009. Las importaciones procedentes de la OPEP supusieron un 60% del total. Las importaciones procedentes de África alcanzaron el 35,8% del total y fue la principal zona de procedencia. Como país individual, el principal suministrador fue Irán con un 14,6% del total.

Respecto al comercio exterior de productos petrolíferos, en 2010 el saldo físico fue importador alcanzando los 12,7 Mt, lo que supone el 20,3% del consumo interior bruto. En el año bajaron las importaciones de productos un 7,7% y aumenta-

SECTOR PETRÓLEO

CUADRO 7.2. PROCEDENCIA DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA (MILES DE TONELADAS.)

	2009	Estructura %	2010	Estructura %	Tasa de variación %2010/09
Oriente Medio	15.058	28,8	16.559	31,6	10,0
Arabia Saudí	5.807		6.571		
Irán	6.270		7.671		
Irak	2.250		1.905		
Otros	731		412		
Africa	17.387	33,2	18.778	35,8	8,0
Argelia	1.081		1.010		
Libia	5.041		6.826		
Nigeria	5.398		5.579		
Otros	5.867		5.363		
Europa	10.381	19,9	7.944	15,1	-23,5
Reino Unido	1.193		405		
Rusia	8.201		6.585		
Otros	987		954		
América	8.649	16,5	7.625	14,5	-11,8
Méjico	5.657		5.928		
Venezuela	2.680		789		
Otros	312		908		
Resto	822	1,6	1.555	3,0	
Total	52.297		52.461		0,3

FUENTE: SEE.

ron las exportaciones un 4,4%. El principal producto importado son gasóleos, de los que se importaron 10,8 Mt, más de un tercio del consumo final.

Producción interior de Hidrocarburos

En el año 2010 la producción interior de crudo fue de 121.760Tm (903.192,1Bbl), frente a las 106.816Tm (791.847Bbl) de 2009. Se rompe la tendencia decreciente en la producción interior de hidrocarburos de los últimos años. Esta producción representa menos del 0,2% del consu-

mo nacional. Los campos productores siguen siendo: Lora (Burgos), Casablanca-Montanazo (Casablanca), Rodaballo y Angula-Casablanca (Boquerón), situados estos tres últimos en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma «Casablanca» frente a las costas de Tarragona.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2010 se indica en el cuadro 7.3.

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

CUADRO 7.3. PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO CRUDO EN 2010

CAMPOS	PRODUCCIÓN		
	Bbl	Tm	% (*)
LORA	31.728,8	4.523,0	3,71
UNITIZACIÓN CASABLANCA-MONTANAZO D	456.677,5	62.990,0	51,73
RODABALLO	117.059,8	15.124,0	12,42
UNITIZACIÓN ANGULA-CASABLANCA	297.726,0	39.123,0	32,13
TOTAL	903.192,1	121.760,0	100,00

FUENTE: SEE.

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino

Refinerías

España cuenta con diez refinerías, nueve en la Península y una en las Islas Canarias, que pertenecen a tres grupos empresariales:

- Repsol YPF - refinerías de Bilbao, Coruña, Puertollano, Cartagena, Tarragona y Asesa.
- Cepsa - refinerías en Huelva, Algeciras y Tenerife.
- BP España - refinería de Castellón.

De estas refinerías, Asesa se dedica exclusivamente a la producción de asfaltos. Todas ellas, excepto la de Puertollano, están situadas en el litoral, y todas las de la península están conectadas a la red de oleoductos de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH).

Durante 2010, las refinerías españolas procesaron en total 58.154 kt de crudo, un 0,7 % más que en

2009, con una utilización media de su capacidad de refino del 82,4%.

Las nuevas infraestructuras de refino autorizadas durante el año 2010 han sido:

Realización de la adenda al Proyecto de Ampliación de la Refinería de Cartagena (Resolución DGPEM de 15.04.10)

Tiene por objeto la realización de diseños adicionales, para completar y optimizar los diseños originales presentados, derivados de estudios de mayor nivel de detalle, de optimización operativa, de aseguramiento de la operación en situaciones de máxima exigencia, etc. Las modificaciones principales son la eliminación de la Unidad Desulfuradora de Nafta Ligera y de la Unidad de Isomerización. Igualmente se amplía la Unidad PSA existente y se instala una Nueva Unidad de Sosas Gastadas. Por otra parte se reduce la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en tanques nuevos a la tercera parte, pasando de 464.500 m³ originales a 155.114 m³ actuales. Por último se modifican varios servicios auxiliares.

Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos petrolíferos

Se consideran infraestructuras críticas el conjunto de refinerías y la red logística de CLH. En la figura se muestra la situación geográfica de las refinerías españolas, de la red de oleoductos y de los parques de almacenamiento:

SECTOR PETRÓLEO

El sistema logístico integrado en CLH es el más relevante sistema de transporte y distribución de productos petrolíferos en España y lo componen: la red de oleoductos, 38 instalaciones de almacenamiento, 28 instalaciones aeroportuarias y 2 buques tanque:

Oleoductos. La red de oleoductos de CLH conecta 8 refinерías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo, y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 4.007 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.

Instalaciones de almacenamiento. Está integrada por 38 instalaciones para todo tipo de productos petrolíferos, con una capacidad de almacenamiento de 7,5 millones de metros cúbicos.

Buques de transporte. Son 2 buques tanque utilizados para el transporte de combustible a las instalaciones de las Islas Baleares, o a instalaciones de la península no conectadas a la red de oleoductos. Tienen una capacidad de 48.121 toneladas de peso muerto.

Infraestructura aviación. Consiste en 28 instalaciones aeroportuarias situadas en aeropuertos españoles de la Península Ibérica e Islas Baleares, para prestar el servicio de suministro de carburante de aviación a aeronaves.

La capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos del resto de empresas durante 2010 ha sido:

Empresas (a 31 /12/ 2008)	Miles de m ³
DISA	188,860
FORESTAL DEL ATLÁNTICO	255,000
DECAL	858,300
TERMINALES PORTUARIOS	535,798
TERQUIMSA	227,496
LBC TANK TERMINALS SANTANDER	8,900
PETROLÍFERA DUCAR	119,530
PETROLOGIS CANARIAS	73,400
TERMINALES CANARIOS	201,859
ESERGUI	219,600
GALP ENERGIA ESPAÑA	139,043
EUROENERGO	333,176
SARAS ENERGÍA	133,000
GALP DISTRIBUCIÓN OIL ESPAÑA	56,000
FORESA	32,400
MEROIL	636,621
AEGEAN BUNKERING LAS PALMAS	61,780
CHEVRON ESPAÑA	54,816
ATLAS	80,437
PETROCAN	192,789
FELGUERA -IHI	110,000
SECICAR	64,484
BIOGAL	0,160
GASTEKO	0,850
LOGISTICA JUNTOS	0,200
GOIL RENT PARK	8,565
RECEPTORA DE LÍQUIDOS	192,196
SIMONOIL	0,060
PETRÓLEOS ASTURIANOS	240,938
ECOCENTROS 2000	0,150

FUENTE: CNE.

Las nuevas infraestructuras de transporte y almacenamiento autorizadas durante el año 2009 han sido:

- Ampliación de capacidad de almacenamiento de fuel en la Terminal de Palos de la Frontera



(Huelva), de Decal España, s.a. (Resolución DGPEM de 04.02.10). El objeto del proyecto es la instalación de dos nuevos tanques, que incrementarán la capacidad de almacenamiento de la terminal en 55.000 m³ (35.000 m³ y 20.000 m³ respectivamente).

- Ampliación de la Terminal de Almacenamiento en el Puerto de la Bahía de Algeciras (Cádiz), de Alpetrol Terminal, S.A. (Resolución DGPEM de 23.04.10). El objeto del proyecto es la ampliación de la capacidad nominal de almacenamiento de la Terminal en 82.000 m³ adicionales, mediante la instalación de cinco nuevos tanques de almacenamiento.

7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Evolución de precios

La evolución en 2010 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo 1 de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 aumentó 16,0 céntimos de euro por litro en 2010 respecto al año anterior (15,9%) pasando de 100,3 cts/l en 2009 a 116,3 cts/l en 2010. Por su parte, el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se encareció 16,3 cts/litro (17,9%) pasando de 91,2 cts/l en 2009 a 107,5 cts/l en 2010.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos de líneas adjuntos que

el precio de la gasolina en España es el más bajo de los representados.

Respecto al gasóleo de automoción, de los países que aparecen en el gráfico, sólo Luxemburgo ha tenido durante 2010 un precio inferior al de España. El precio desusadamente alto del Reino Unido se debe a que este producto soporta en este país una accisa igual que la de la gasolina.

El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE. Los saltos de Grecia se deben a que este país sube considerablemente el impuesto al inicio de la temporada cálida, primeros de mayo, y lo vuelve a bajar al comienzo de la fría, primeros de octubre. Se puede apreciar que España se encuentra entre los países de menor precio. En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran en una posición intermedia.

Los gráficos de precios de venta al público repiten el patrón citado para las cotizaciones internacionales: mantenimiento hasta septiembre y a partir de ahí una clara subida.

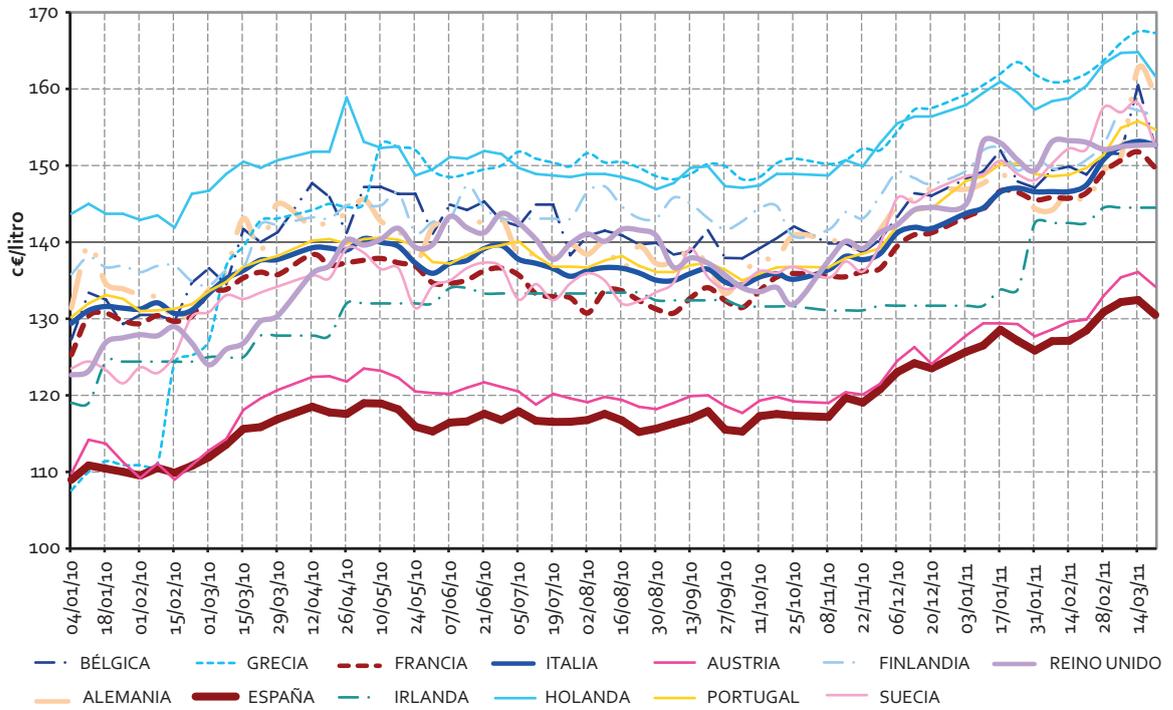
Los carburantes de nuevas características (gasóleo con aditivación especial, gasolina con aditivación especial, biodiésel, bioetanol, etc.) no se incluyen en los gráficos porque su consumo todavía no alcanza cifras relevantes.

Por último, en cuanto a posición de los precios medios anuales en la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos que, de los países que aparecen en ellos, los precios en España de la gasolina sin plomo y del gasóleo de automoción sólo están por encima de Bulgaria, Polonia y Rumanía.

SECTOR PETRÓLEO

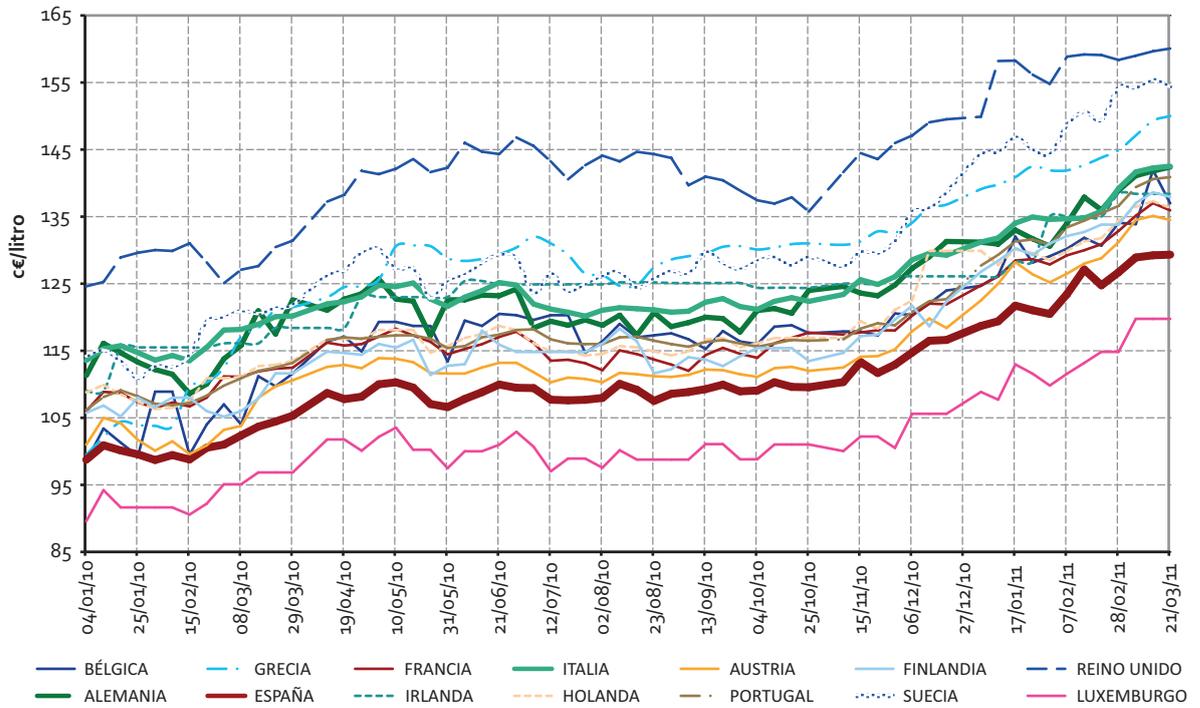


GRÁFICO 7.2. PRECIOS VENTA AL PÚBLICO EN LA U.E. GASOLINA SIN PLOMO (I.O. 95)



FUENTE: SEE.

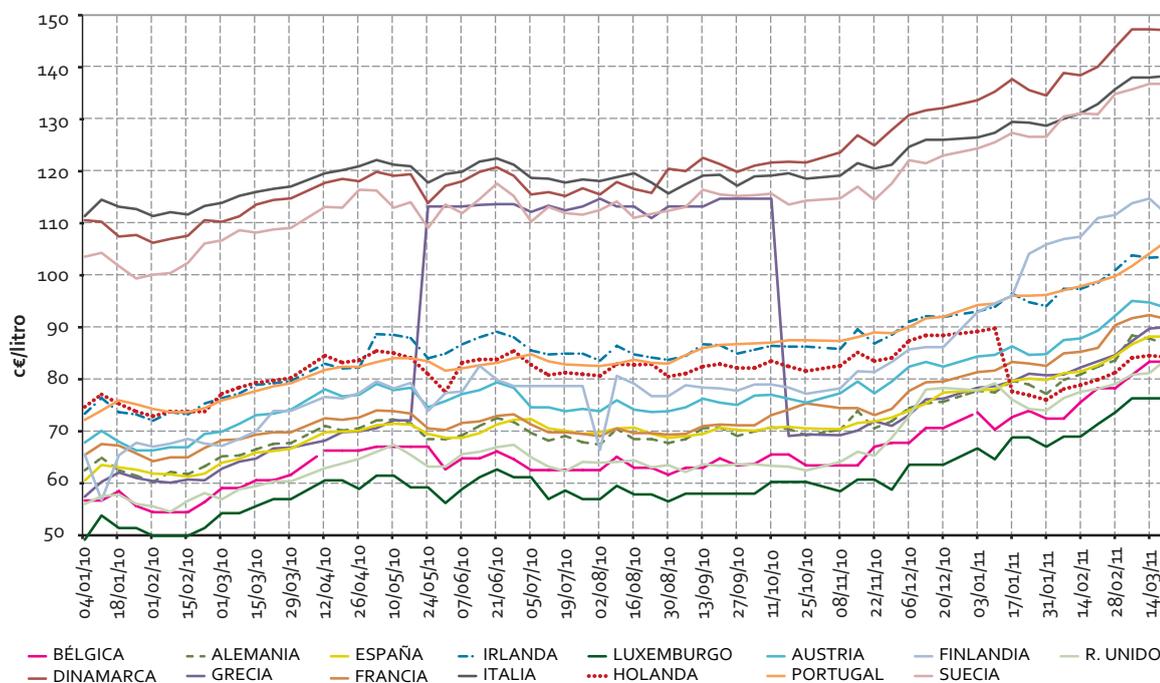
GRÁFICO 7.3. PRECIOS GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

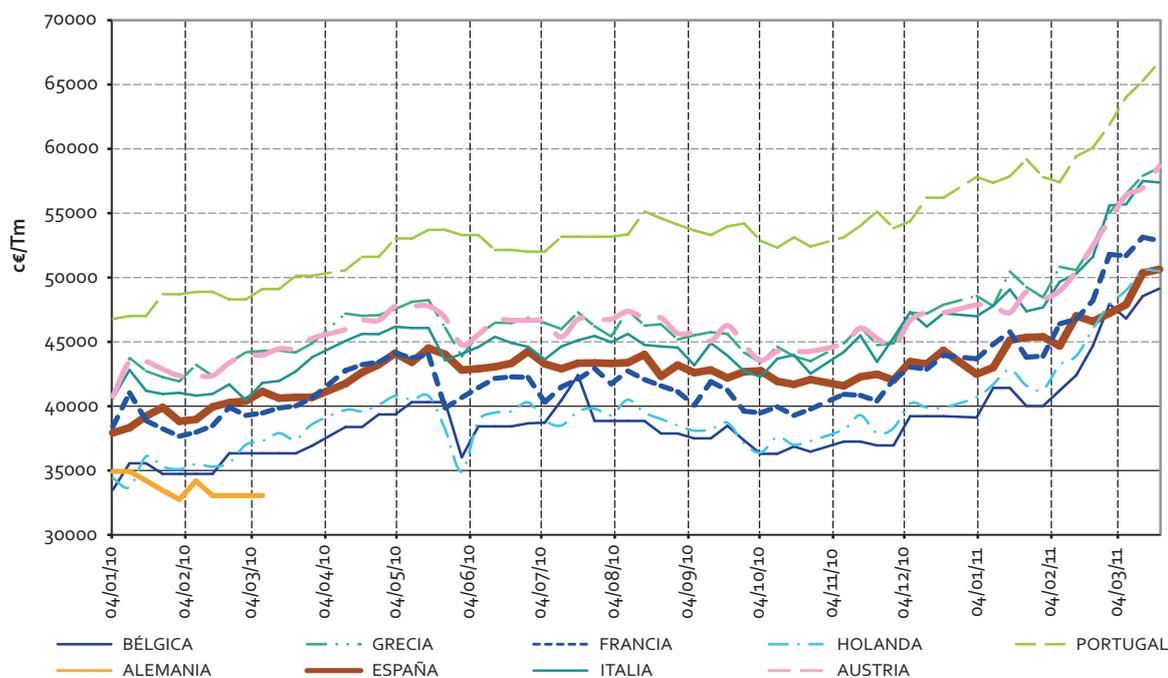


GRÁFICO 7.4. PRECIOS GASÓLEO CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.5. PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (LOS PRECIOS REPRESENTADOS INCLUYEN EL IMPUESTO ESPECIAL, PERO NO EL IVA)

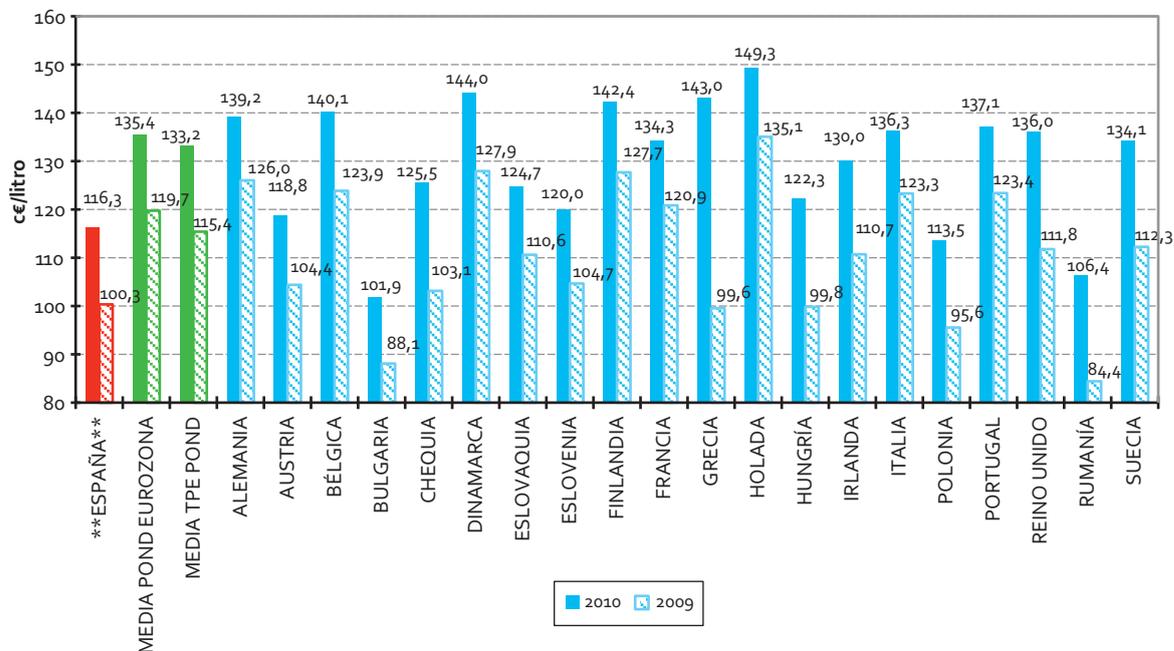


FUENTE: SEE.

SECTOR PETRÓLEO



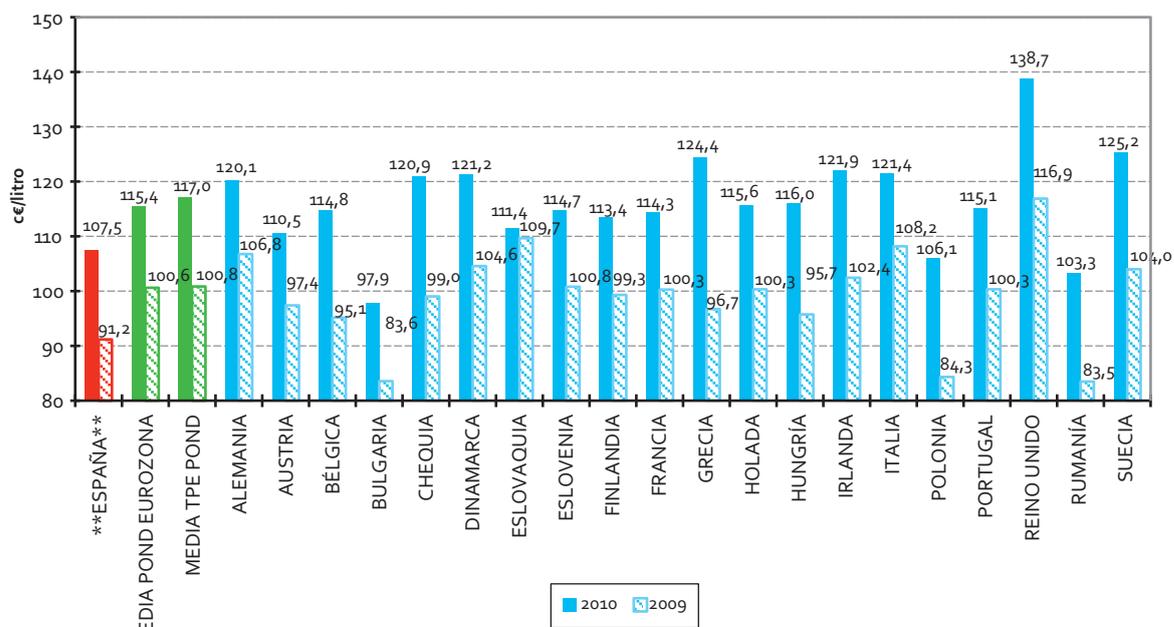
GRÁFICO 7.6. PVP DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE



Nota: se han omitido, por razones de espacio, los precios de Chipre, Estonia, Lituania, Luxemburgo, Letonia y Malta. Estos precios se pueden consultar en http://ec.europa.eu/energy/oil/bulletin/index_en.htm.

FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.7. PVP DEL GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA UE



Nota: se han omitido, por razones de espacio, los precios de Chipre, Estonia, Lituania, Luxemburgo, Letonia y Malta. Estos precios se pueden consultar en http://ec.europa.eu/energy/oil/bulletin/index_en.htm.

FUENTE: SEE.



7.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

La normativa publicada durante el año 2010 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente:

- *ORDEN ITC/3510/2009, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2010.*

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, establece en sus artículos 25 y 26 que, por Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se establecerán las cuotas unitarias por grupo de productos que, por tonelada métrica o metro cúbico vendido o consumido, habrán de satisfacer a la Corporación los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos, así como las cuotas que, en función de su participación en el mercado, habrán de satisfacer anualmente a la Corporación los sujetos obligados a mantener existencias mínimas de seguridad de gases licuados del petróleo y de gas natural, y a diversificar el suministro de gas natural

Estas cuotas tienen como finalidad financiar los costes previstos por CORES, especialmente los que generen la constitución, almacenamiento y conservación de las existencias estratégicas de cada grupo de productos petrolíferos, las actividades de CORES relativas a los gases licuados del

petróleo y al gas natural, así como el coste de las demás actividades de la Corporación, e igualmente los de constitución y mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad correspondientes a los sujetos obligados a los que se refieren los párrafos b) y c) de los artículos 7 y 8 del Real Decreto 1716/2004.

- *Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.*

Modifica, entre otras disposiciones, el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas de carburantes y combustibles petrolíferos, aprobado por el Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, adaptándolo a la Ley 25/2009, de 22 de diciembre. En concreto se suprime la autorización administrativa existente para el desarrollo de la actividad de operador al por mayor de productos petrolíferos por la comunicación al MITYC del inicio o cese de dicha actividad, acompañando a la comunicación una declaración responsable sobre el cumplimiento de las condiciones para el ejercicio de la actividad que se establezcan reglamentariamente. Se suprime igualmente el Registro de operadores al por mayor de productos petrolíferos que se sustituye por un listado que la Comisión Nacional de Energía publicará en su página web incluyendo aquellas sociedades que hayan comunicado al MITYC el ejercicio de esta actividad.

- *Resolución de 3 de mayo de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos en cumplimiento de lo establecido en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector de hidrocarburos a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de 22 de diciembre, de modificación de diversas Leyes para su adaptación a la Ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio.*

Constituye el objeto de esta resolución establecer los modelos de declaración responsable y de comunicación previa que deben realizarse en relación al ejercicio de las actividades del sector de hidrocarburos contempladas en el Real Decreto 197/2010, de 26 de febrero, según lo dispuesto en el artículo 2 de la citada Ley 25/2009, de 22 de diciembre.

- *Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.*

La aprobación de la Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, supo-

ne una modificación de las especificaciones de gasolinas y gasóleos de automoción establecidas en la Directiva 98/70/CE teniendo en cuenta los requisitos técnicos de los motores y la adición de biocarburantes a dichos combustibles, así como la modificación de la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior.

El Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, transpone la Directiva 2009/30/CE en lo que se refiere a las especificaciones de gasolinas y gasóleos, modifica aspectos relativos al uso de biocarburantes e introduce modificaciones en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior.

- *Real Decreto 1738/2010, de 23 de diciembre, por el que se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013.*

El objeto de este real decreto es establecer los objetivos anuales obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte para los años 2011, 2012 y 2013, en contenido energético, en relación al contenido energético en gasolinas, en gasóleos y en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



8.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Resultados de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética, 2004-2012 (E4)

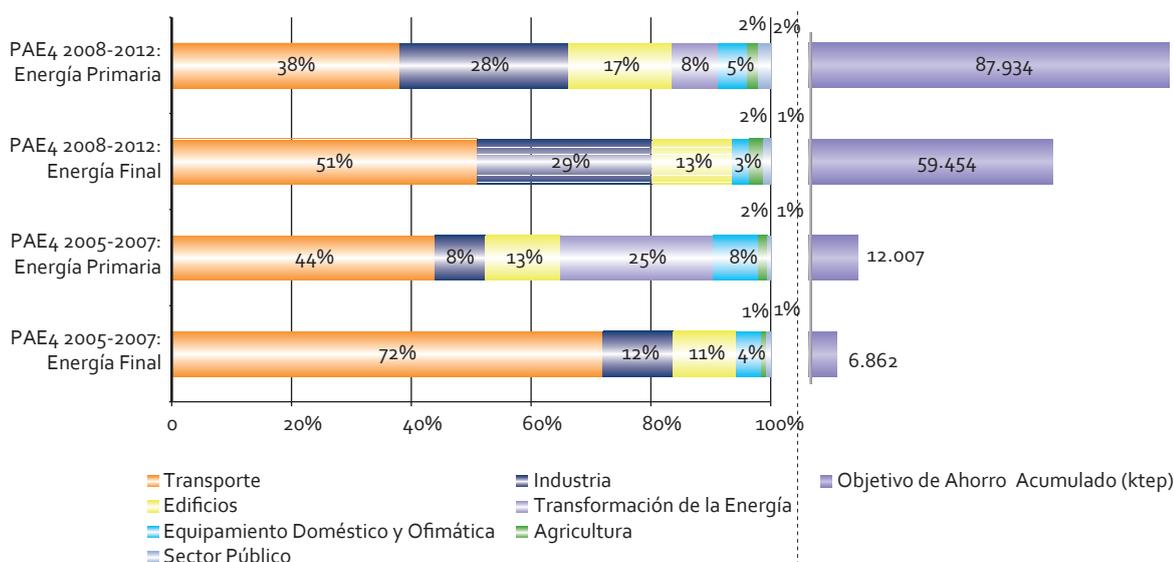
La *Estrategia Española de Eficiencia Energética, 2004-2012, (E4)*, aprobada por el Gobierno el 28 de noviembre de 2003, constituye el marco nacional de referencia en materia de política de ahorro y eficiencia energética. Esta Estrategia se instrumentaliza a través de dos Planes de Acción de horizontes respectivos 2005-2007 y 2008-2012, conteniendo cada uno de ellos una serie de medidas y objetivos de ahorro energético y medioambientales dirigidos a los sectores de uso final, si bien el segundo de los Planes ha supuesto una revisión al alza de los objetivos iniciales de la Estrategia. La ejecución de los mencionados planes, cuenta con un conjunto de medidas de diversa tipología, de carácter legislativo y normativo, de tipo formativo e informativo, de promoción, y

de ayuda a la inversión, con un claro predominio de las de último tipo. A su vez, las medidas contempladas se estructuran según sectores y ejes estratégicos, destacando los sectores difusos, entre ellos, el sector transporte, la edificación y el equipamiento, donde se concentran las mayores expectativas de ahorro energético, así como el mayor apoyo financiero, según se muestra en el Gráfico 8.1.

Este mayor impulso a los sectores difusos representa un avance respecto al anterior Plan de Acción 2005-2007, con lo cual se pretende dar respuesta acorde a las exigencias en materia de medio ambiente, incorporadas en la *Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (ECCCYEL)*.

El Plan de Acción, 2005-2007, gestionado en buena parte conjuntamente con las Comunidades Autónomas ha finalizado con un cumplimiento

GRÁFICO 8.1. OBJETIVOS DE AHORRO ENERGÉTICO DE LOS PLANES DE ACCIÓN: GLOBAL Y SECTORIZADOS



satisfactorio respecto a sus previsiones iniciales. El aprendizaje adquirido con este primer Plan ha posibilitado un avance en la comprensión del sector de la eficiencia energética, de las dificultades asociadas, y de los potenciales a explotar, lo que representa un gran valor añadido de cara a la ejecución del Plan de Acción 2008-2012, actualmente vigente, así como de las futuras políticas a implementar en esta área. Asimismo, el carácter pionero de este Plan y la experiencia adquirida con el mismo, convierten a España en una referencia a nivel comunitario en el ámbito de los planes de eficiencia.

El Plan de Acción 2008-2012 se corresponde con el primer Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (NEEAP) remitido por el Estado español a la Comisión Europea en respuesta a los requerimientos de la *Directiva 2006/32/EC, sobre Eficiencia en el Uso Final de la Energía y los Servicios Energéticos*, yendo un paso más respecto a los objetivos de ahorro fijado por la misma, no sólo en términos cuantitativos, sino también en cuanto al plazo correspondiente. Así, el Plan de Acción 2008-2012 espera superar, a su término, el objetivo de ahorro del 9% en 2016 establecido por la Directiva, esto es, con cuatro años de antelación. Estas expectativas se espera que se mantengan, contribuyendo al cumplimiento en 2020 del objetivo de ahorro del 20%, señalado por el Plan de Acción de Eficiencia Energética de la UE. Esto se verá reforzado con la implementación del nuevo Plan de Acción 2010-2011, actualmente en proceso de elaboración. Este nuevo Plan constituye el segundo Plan Nacional (NEEAP) requerido por la Directiva 2006/32/CE. Con él, se dará continuidad a los anteriores Planes de Ahorro y Eficiencia, con-

tribuyendo al mantenimiento y mejora de la buena senda ya iniciada en la dirección hacia una política energética más sostenible, donde el ahorro y eficiencia energética constituyen, sin duda alguna, uno de los pilares clave.

El presupuesto total disponible en 2010 para la realización del ejercicio correspondiente a dicho año asciende a 356,2 M€. Más del 80% de este importe es aportado por el IDAE, cuyo presupuesto proviene principalmente de las tarifas del gas y de la electricidad, aportaciones reguladas de acuerdo a las Órdenes Ministeriales *Orden ITC/3519/2009* y *Orden ITC/3520/2009*, de 28 de diciembre, y transferidas al IDAE por parte de la CNE, según lo dispuesto en la *Orden ITC/1053/2010*, de 19 de abril.

Dentro del presupuesto gestionado por el IDAE se contemplan *actuaciones directas*, así como la ejecución de las propias medidas del Plan de Acción 2008-2012, llevadas a cabo mediante convenios con las Comunidades Autónomas. Dichos convenios presentan carácter plurianual para el periodo 2008-2012. Los recursos destinados a la financiación de dichos convenios ascienden en 2010 a 248 M€, distribuyéndose en conformidad a las cuantías y criterios de reparto sectorial y territorial aprobados por la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia Energética. Dichos Convenios exigen la realización de un número mínimo de medidas prioritarias, considerando como tales aquellas que supongan un mayor ahorro energético, de manera preferente, las que permitan conseguir ahorros de electricidad y de energía térmica.



Como balance al 2010, se puede afirmar que el estado de avance de los Convenios suscritos con las Comunidades Autónomas en relación a los distintos ejercicios de los Planes de Acción de la E4 es favorable. La experiencia acumulada derivada de la ejecución en los ejercicios precedentes permite constatar una mejora continua en la eficacia y grado de ejecución de los compromisos adquiridos por las Comunidades en los Convenios firmados con el IDAE, tal y como se muestra en el Cuadro 8.1. La aportación asociada a los Convenios se complementa con la dotación presupuestaria de las Comunidades Autónomas, lo que en el ejercicio del 2010 conduce a un presupuesto total de 319,6 M€ para la realización de las actuaciones correspondientes.

CUADRO 8.1. ASIGNACIÓN PRESUPUESTARIA DEL IDAE – CCAA EN LA E4

	Acumulado 2006-2007	2008	2009	2010
Asignación IDAE (M€) a actuaciones IDAE- CCAA	399,7	257,9	252,1	248,1

El año 2010 presenta la particularidad de coincidir con el cierre completo del Plan de Acción 2005-2007, cuyo balance global ha resultado favorable, y con el ecuador del Plan de Acción 2008-2012. Los resultados disponibles de este último Plan permiten concluir el efecto positivo de la experiencia derivada del primero, con un grado medio de ejecución superior. Atendiendo a la distribución sectorial de los fondos asignados, indicada en el Cuadro 8.2, destaca el sector edificación, quien en 2010 absorbe más de un tercio de los fondos públicos disponibles; en un siguiente orden de magnitud, le siguen los sectores del equipamien-

to, transporte e industria, con más del 15% de los fondos cada uno.

CUADRO 8.2. DISTRIBUCIÓN DE LOS RECURSOS PÚBLICOS ASIGNADOS EN 2010 SEGÚN SECTORES

Sector	Fondos IDAE (€)	%
Agricultura y Pesca	7.273.337	2,9
Edificación	96.765.666	39,0
Equipamiento Residencial y Ofimática	45.694.992	18,4
Industria	39.466.771	15,9
Servicios Públicos	12.676.274	5,1
Transformación de la Energía	2.650.034	1,1
Transportes	43.615.935	17,6
TOTAL	248.143.009	100,0

En cuanto a la ejecución práctica, destaca el sector Servicios Públicos con una evolución muy favorable en el conjunto del territorio nacional, por encima de las expectativas previstas, gracias al éxito de medidas como la *Renovación de Instalaciones de Alumbrado Público Exterior*, que cuenta con una amplia aceptación por parte de todas las Comunidades Autónomas.

En general, el análisis detallado de la aplicación sectorial de los fondos disponibles permite destacar una constante que se repite en la ejecución de los distintos ejercicios que integran los Planes de Acción: la existencia de un conjunto de seis medidas receptoras de más del 75% del total de las ayudas disponibles. Estas medidas, presentadas en el Gráfico 8.2, son: el Plan Renove de Electrodomésticos –que en término medio representa más del 30% del total de los fondos IDAE aplicados a nivel territorial–; el programa de ayudas públicas en el sector industrial; los programas orientados a la mejora de la eficiencia energética

de las instalaciones térmicas; los programas de ayudas a la renovación de las instalaciones existentes de alumbrado público exterior; los programas de ayudas públicas para la rehabilitación de la envolvente térmica de los edificios existentes; y los programas de ayudas, dirigidos a las Entidades Locales, para la redacción de *Planes de Movilidad Urbana Sostenibles (PMUS)*.

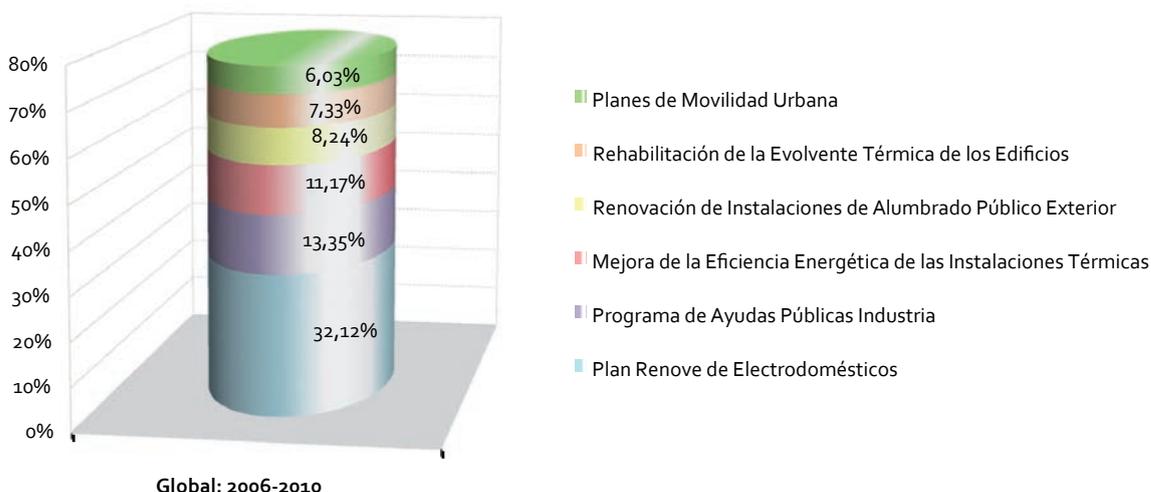
El Plan Renove, desde su puesta en marcha en 2006 ha posibilitado una sustitución superior a tres millones de electrodomésticos convencionales por otros de calificación energética superior, lo que representa, a finales del 2010, un ahorro en términos de energía eléctrica de 2.238 GWh, cifra equivalente al consumo eléctrico del 4% de los hogares españoles.

En adición a lo anterior, cabe destacar el sector transporte, donde se registra una intensa actividad a lo largo de los distintos ejercicios de los Planes de Acción. Prueba de ello son las numerosas actuaciones dirigidas a la movilidad sostenible,

renovación de vehículos por otros más eficientes, así como a la conducción eficiente, que tienen lugar a nivel de las distintas Comunidades Autónomas. Ello, desde sus inicios, ha posibilitado la implementación de numerosos *Planes de Movilidad Urbana*, tanto efectiva como en fase de proyecto, en distintos municipios españoles, que en la actualidad se aproximan a 500. A ello se suma la puesta en marcha de un conjunto superior a 200 sistemas públicos de bicicletas, igualmente distribuidas en un amplio número de municipios. En lo referente a la *renovación de vehículos*, se ha alcanzado una sustitución total próxima a 9.000 vehículos, tanto turismos como industriales, con predominio de los primeros. Asimismo, destaca la impartición cada vez más numerosa de cursos de *conducción eficiente* orientada a turismos y vehículos industriales de transporte en carretera, que en la actualidad representan un volumen total acumulado de cerca de 400.000 alumnos.

En complemento a las actuaciones desarrolladas conjuntamente con las Comunidades Autónomas,

GRÁFICO 8.2. MEDIDAS DE LOS PLANES DE ACCIÓN (E4) CON MAYOR VOLUMEN DE RECURSOS





se encuentran otras actuaciones gestionadas de manera directa por el IDAE, e igualmente vinculadas a los Planes de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia, (E4). Estas actuaciones se corresponden con planes y programas de alcance nacional, dirigidos a sectores de uso final, encontrándose buena parte de los mismos integrados en el Plan de Activación. De éstos, cabe destacar el Proyecto MOVELE, el Programa de Ayudas a Proyectos Estratégicos, los Programas de Bombillas y el impulso al mercado de servicios energéticos.

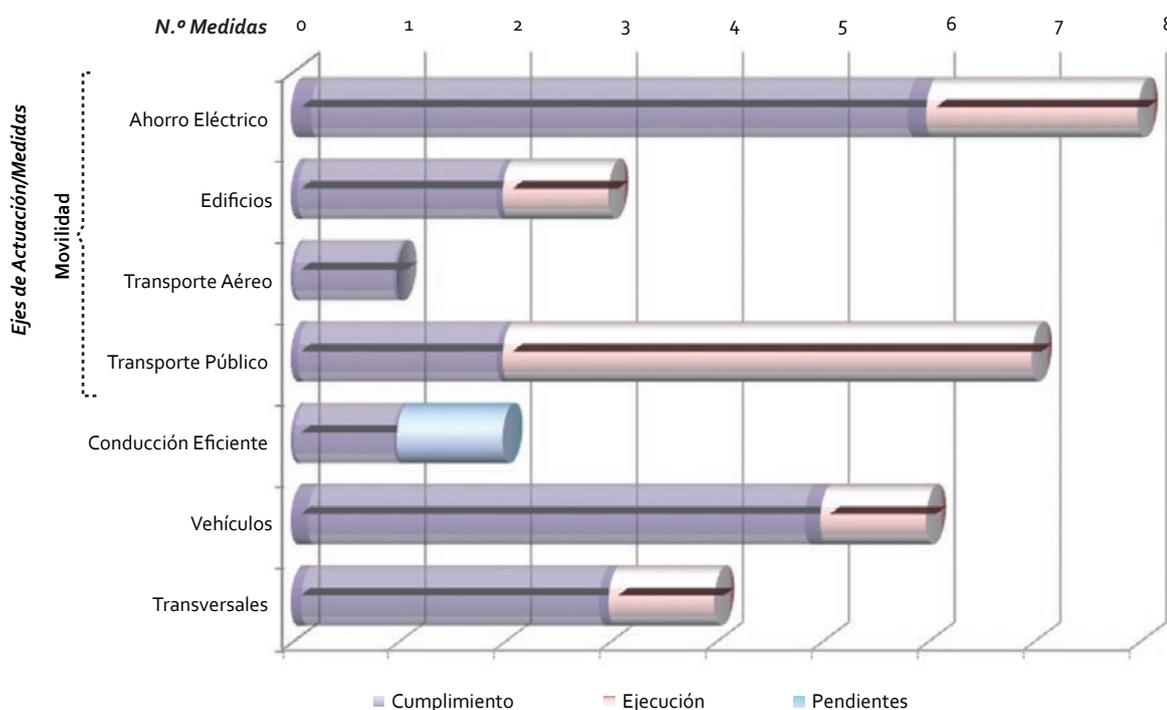
Plan de Activación del Ahorro y Eficiencia Energética, 2008-2011

El Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011 se encuentra en un avanza-

do estado de ejecución, contando con la mayoría de las medidas cumplimentadas, tal y como se refleja en el Gráfico 8.3, lo que se traduce en la práctica consecución de los objetivos energéticos esperados en el horizonte de 2011 con un año de antelación.

Este Plan, integrado en el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2012 de la E4, fue aprobado por Consejo de Ministros el 1 de agosto de 2008, con el fin de reforzar el cumplimiento de los objetivos nacionales establecidos en materia de ahorro y eficiencia energética. Para ello, se aprobó un paquete de 31 medidas estructuradas en cuatro ejes de actuación, con especial hincapié en el transporte y movilidad. El IDAE se encuentra presente en la mayor parte de las medidas.

GRÁFICO 8.3. ESTADO DE AVANCE DE LAS MEDIDAS DEL PLAN DE ACTIVACIÓN, 2008-2011



Atendiendo a la naturaleza programática de las medidas más relevantes con implicación del IDAE, cabe señalar las medidas transversales dentro de las cuales se sitúan el impulso a los proyectos estratégicos y al mercado de servicios energéticos, cobrando esto último un gran protagonismo en 2010. Así, el *Plan de Activación de la Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado –Plan 330 ESEs–*, aprobado en Consejo de Ministros del 11 de diciembre de 2009, se ve prolongado con la aprobación, en Consejo de Ministros del 16 de julio de 2010, del *Plan de Impulso a la Contratación de Servicios Energéticos –Plan 2000 ESEs–*. Ambos Planes tienen por destinatarios aquellos edificios identificados como *Centros Consumidores de Energía (CCE)*, entendiéndose por éstos aquéllos con potencial reseñable de ahorro energético y/o potencialidad de aprovechamiento de energías renovables, en los que por sus condiciones resulta aconsejable y rentable aplicar medidas de fomento del ahorro, de eficiencia energética y de incorporación de energías renovables mediante la participación de una Empresa de Servicios Energéticos (ESE). Estos Planes comparten un mismo objetivo: la reducción del consumo energético en un 20% en el horizonte del 2016 en los CCE. El primer plan se dirige a 330 CCE de la AGE, y el segundo se extiende a otros 670 centros de la AGE y 1.000 de las administraciones autonómicas y local, con lo que se completaría la cobertura de 2.000 edificios públicos.

El IDAE gestiona la ejecución de estos Planes. El importe total de las ayudas asociadas a los mismos asciende en el Plan 330 ESEs a 56,7 M€, en concepto de apoyo económico a la preparación de ofertas y de subvenciones a las inversiones aco-

metidas por las ESEs, incrementándose el apoyo a las inversiones a 80 M€ realizadas en el marco del sub programa de la Administración Autonómica y Local del Plan 2000 ESEs.

A lo largo del año 2010, en lo referente al Plan 330 ESEs ha finalizado el proceso de selección de los centros correspondientes a los distintos ministerios, así como los diagnósticos energéticos correspondientes a un tercio de los mismos, iniciándose el proceso de contratación correspondiente.

Respecto al Plan 2000 ESEs, se ha completado la selección de los centros participantes en los sub programas de las administraciones autonómica y local y de la AGE, alcanzando respectivamente a 474 y 259 centros con los que se cubre el objetivo de inversión prevista. En lo relativo a la contratación de servicios energéticos por parte de las administraciones autonómicas y locales, ésta se hará en colaboración con las Comunidades Autónomas, bajo la coordinación del IDAE, y en el marco de los convenios marco de colaboración plurianuales suscritos con cada una de ellas para la ejecución de las medidas contenidas en el Plan de Acción 2008-2012.

Igualmente, en el marco de las actuaciones dirigidas a potenciar el mercado de servicios energéticos, se encuentran los proyectos piloto de reforma del alumbrado público en los municipios de Alcorcón y Soto del Real en Madrid y de Teruel en Aragón, con los cuales el IDAE ha firmado convenios de colaboración para la realización de auditorías previas, cuyo coste es financiado por el IDAE. El importe total máximo de las ayudas asociadas a estas actuaciones asciende a 4 M€.



La ejecución de *Proyectos Estratégicos* en el ámbito del ahorro y eficiencia energética se ve potenciada dentro del Plan de Activación, con la duplicación de la dotación presupuestaria asignada inicialmente a este tipo de proyectos. Con el fin de facilitar su desarrollo, en 2010 se aprueba una nueva convocatoria en continuidad a las efectuadas en los dos años precedentes. Esta convocatoria, publicada en el BOE de 12 de marzo de 2010, se dota de un presupuesto máximo equivalente a 120 M€, en modalidad de subvención a fondo perdido. Tras el cierre y resolución de esta convocatoria, se ha procedido finalmente a la selección de un total de 48 proyectos, receptores de la práctica totalidad, 98,75%, de la financiación disponible de 118,5 M€, lo que avala el éxito de esta iniciativa, con un interés creciente en comparación con las convocatorias precedentes. Los proyectos beneficiados cuentan con diferentes propuestas de mejora de eficiencia en los sectores de la edificación, industria, servicios y transporte, concentrándose la mayoría en la industria y el transporte, que conjuntamente representan más del 80% de las propuestas y de las ayudas asignadas.

En el área del transporte y movilidad, entre las actuaciones más destacadas del Plan de Activación, se encuentra la promoción del vehículo eléctrico mediante el *Proyecto Piloto MOVELE*. Este proyecto, presenta un enfoque integral, que aúna aspectos ligados al estímulo de la demanda y al desarrollo de las infraestructuras de recarga, teniendo así por objetivos la incorporación en 2010 de 2.000 nuevos vehículos eléctricos en entorno urbano y la instalación de 546 puntos de recarga. Con relación al segundo objetivo, el proyecto, inicialmente se dirige a tres ciudades –Bar-

celona, Madrid y Sevilla– con las cuales se han suscrito convenios de colaboración con una dotación presupuestaria superior a 1 M€ como paso previo e imprescindible para la introducción de la movilidad eléctrica. Respecto al primer objetivo, se ha asignado un presupuesto de 8 M€, canalizado a través de comercios y concesionarios adheridos al Programa de Ayudas creado a tal efecto, en forma de ayudas públicas a la adquisición de vehículos. A lo largo del 2010 se obtiene una amplia participación con 200 concesionarios adscritos, que en conjunto reciben un volumen de solicitudes de compra que se han resuelto satisfactoriamente en la mayoría de los casos.

En abril de 2010 la *Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España 2010-2014*, con el objetivo de proseguir el camino ya emprendido en la dirección de reforzar un cambio en la movilidad y en el modelo nacional de transporte. Esta Estrategia pretende introducir un máximo de 250.000 vehículos eléctricos o enchufables en España en 2014, cifra que se eleva a 1.000.000 al considerar los vehículos híbridos. La citada Estrategia se estructura en programas recogidos en dos Planes de Acción de horizontes temporales 2010-2012 y 2013-2014. El primero de estos Planes, *el Plan de Acción de Impulso al Vehículo Eléctrico (PAVE), 2010-2012*, tiene como objetivo principal la puesta en circulación de 70.000 vehículos eléctricos e híbridos enchufables a finales del 2012, contando para ello con un presupuesto de 590 M€. El IDAE tiene un papel destacado en la puesta en marcha y seguimiento del PAVE, 2010-2012, en concreto, en la ejecución de medidas tales como la elaboración del *Mapa de Flotas de los Vehículos Eléctricos*, y el desarrollo de herra-

mientas de promoción de este tipo de vehículos en entorno urbano, mediante actuaciones como la elaboración y difusión de una *Guía de Buenas Prácticas* y la creación de un *Sello de Movilidad Eléctrica*.

En el área de la edificación, es importante señalar el avance incorporado por el Plan de Activación que complementa el marco de actuaciones ya existente. En 2010 continúan los trabajos preparatorios relativos a la adecuación de la exigencia de los edificios de la Administración General del Estado a una elevada calificación energética, aspecto recogido en el borrador de real decreto, que regulará la Certificación Energética de Edificios Existentes.

En el ámbito del ahorro eléctrico, la situación de las medidas contempladas por el Plan se caracteriza por un elevado grado de avance a finales del 2010. La mayoría de las medidas cuenta con la implicación del IDAE. Entre éstas, cabe destacar el *Programa de Reparto de Lámparas de Bajo Consumo (LBC)*, el cual constituye una iniciativa de reparto de bombillas eficientes a gran escala, sin precedentes similares a nivel internacional. El Programa, gestionado por el IDAE, arranca en 2009, con el objetivo de distribuir gratuitamente bombillas a los hogares durante el periodo 2009-2010, mediante cupones de regalo incluidos en la factura eléctrica. El Programa finaliza en diciembre de 2010 con una distribución superior a 42 millones de cupones. El canje efectuado es de 14 millones, lo que representa una cifra equivalente al 34% de los hogares. Este resultado se considera muy satisfactorio, dado el carácter ejemplarizante de esta medida y su contribución a la adopción de

alternativas eficientes a las bombillas incandescentes, cuya comercialización finalizará en septiembre de 2012.

Otra iniciativa similar a la anterior es el lanzamiento en 2009 del *Programa 2x1 de Reparto de Lámparas de Bajo Consumo (LBC)*, consistente en la venta de un paquete de dos bombillas de bajo consumo a través de 12.000 puntos de venta distribuidos a nivel nacional. En conjunto, ello representa un potencial de venta de 1,2 millones de paquetes a disposición de todos los consumidores domésticos. El programa, gestionado por el IDAE, se ha desarrollado de forma satisfactoria, alcanzando, tras su finalización a finales de 2010, una cobertura acorde a lo esperado.

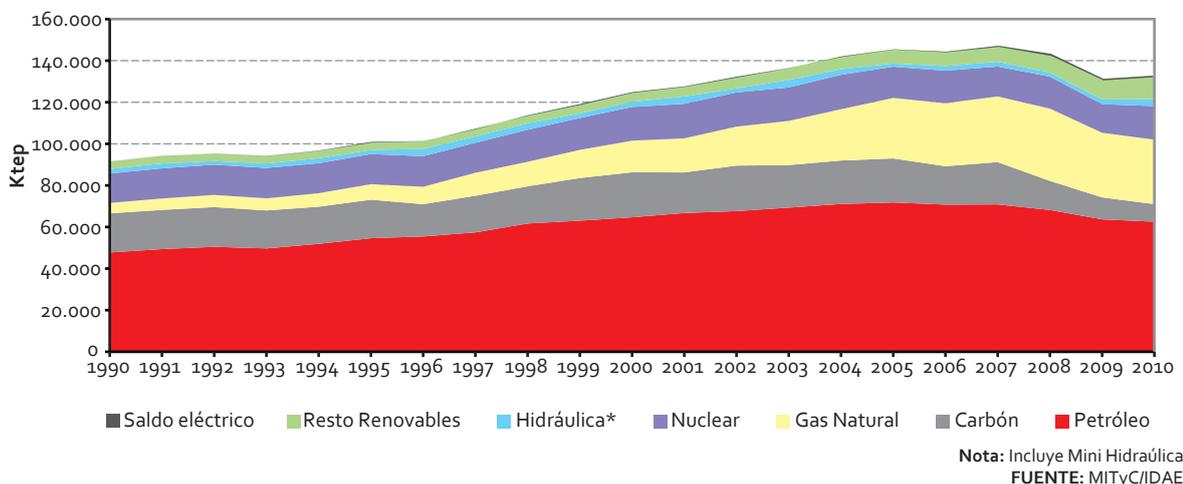
En adición a lo anterior, dentro de este paquete de medidas dirigido al ahorro eléctrico destaca el aprovechamiento de la energía eléctrica procedente de la frenada de los trenes mediante freno regenerativo. Como requisito a la plena realización de esta medida, se efectuó el oportuno desarrollo reglamentario mediante la Disposición Final Primera del Real Decreto 1011/2009. Actualmente se cuenta con algunas iniciativas operativas, encontrándose en proceso de tramitación su aplicabilidad a mayor escala.

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

La estructura de la demanda nacional de energía primaria, véase el Gráfico 8.4, se ha venido transformando en las últimas décadas, si bien, este cambio resulta más evidente, a partir de la segun-



GRÁFICO 8.4. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR FUENTES



da mitad de los años 90, en que fuentes energéticas como las energías renovables y el gas natural han entrado con fuerza en escena, ganando terreno frente al carbón y petróleo, tradicionalmente más dominantes en nuestra cesta energética, lo que ha incidido en una mayor diversificación del abastecimiento energético. Esto ha sido posible en gran parte, por las actuaciones recogidas en las distintas *Planificaciones de los Sectores del Gas y Electricidad*, que han supuesto un mayor desarrollo de las infraestructuras energéticas necesarias para la integración de la nueva energía de origen renovable.

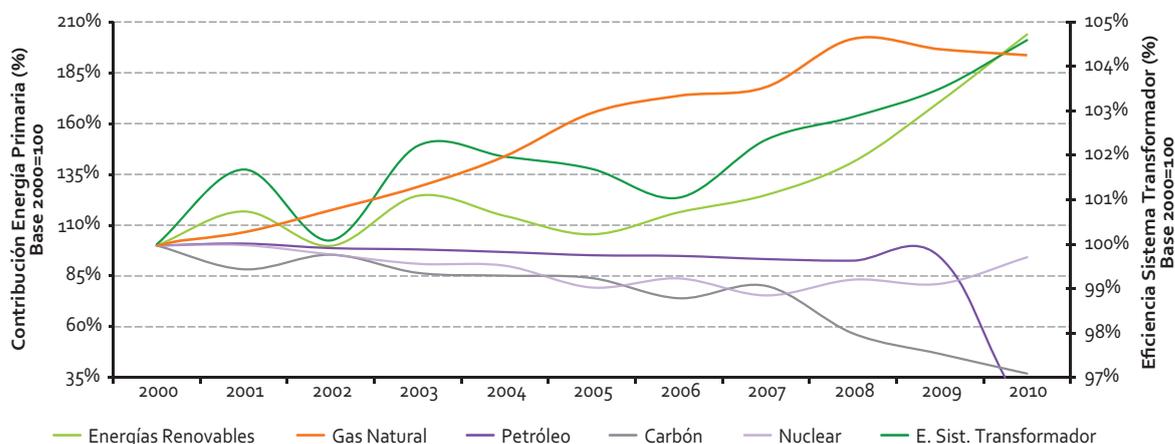
En el año 2010, el consumo de energía primaria en España ha sido de 132.123 ktep, lo que significa un leve incremento del 1,2% respecto a 2009, año en el que España registró una disminución record en la demanda del 7,97% respecto al año precedente. El periodo 2009-2010 representa una situación anómala causada por la crisis, lo que explica la fuerte caída en la demanda energética del año 2009 y la tímida recuperación pos-

terior del año 2010. No obstante, en lo esencial, se mantiene la tendencia global de moderación de la demanda iniciada con posterioridad al año 2004.

En esta coyuntura marcada por la crisis que supone una alteración en el ritmo de la evolución de la demanda y de su estructura según fuentes energéticas, es una constante excepcional la trayectoria de las energías renovables, que constituyen las únicas fuentes cuya demanda no decae, manteniendo incrementos anuales superiores al 9% desde el año 2006, superando este umbral en 2009, e incluso duplicándolo en el año 2010, lo que ha supuesto un incremento del 20,8% en la demanda de estos recursos a lo largo de este último año, así como una cobertura del 11,1% en la demanda de energía primaria. A ello ha contribuido principalmente la energía eólica, los biocarburantes y la energía solar, que durante el año 2010 han dado muestras de una gran actividad, con incrementos respectivos en su consumo primario del 15,6, 34,3 y 42,9 por ciento.



GRÁFICO 8.5. EFECTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA TRANSFORMADOR



FUENTE: MITyC/IDAE

La participación progresiva en el mix energético, de las energías renovables, junto al gas natural, el mayor rendimiento asociado a las tecnologías de generación eléctrica basadas en energías renovables y gas natural –en cogeneración y ciclos combinados–, unida a políticas de eficiencia en el consumo de energía final, ha supuesto una contribución positiva en la mejora de eficiencia de nuestro sistema transformador, expresada ésta como la relación entre las demandas totales de energía final y primaria. Prueba de ello, es la correlación que parece existir, según se muestra en el Gráfico 8.5, en la evolución al alza de la contribución de las citadas fuentes energéticas con la demanda de energía primaria y la mejora de la eficiencia del sistema transformador.

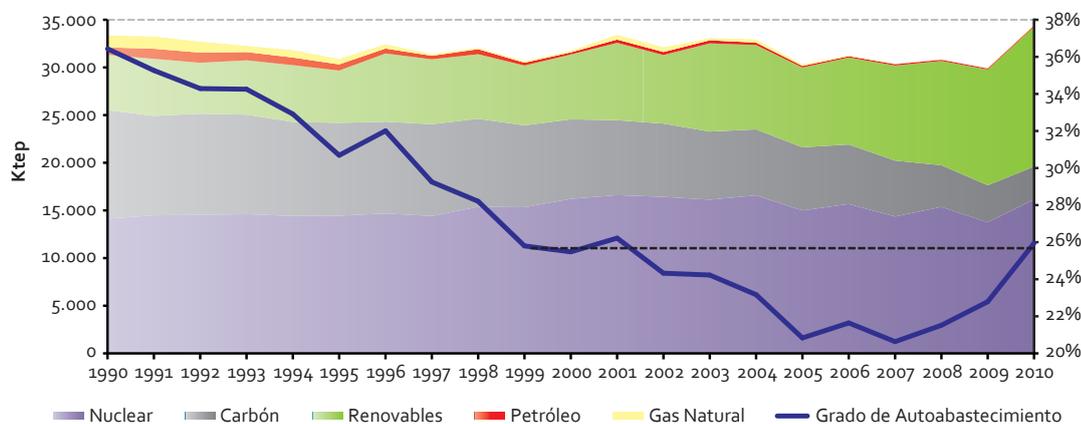
La trayectoria seguida por las energías renovables tiene su reflejo en nuestro autoabastecimiento energético, cuya mejora es evidente a partir del 2005, según se evidencia en el Gráfico 8.6. Es en el período comprendido entre 2005 y 2010 cuando los recursos autóctonos renovables experimentan

un mayor impulso, con un incremento en su participación en la producción nacional de la energía, equiparable al registrado en el periodo precedente comprendido entre 1990 y 2005. Esto lleva en 2010 a una recuperar la situación de autoabastecimiento existente once años atrás, en 1999, habiendo registrado desde entonces un incremento en términos absolutos del 12,5% en la producción interior de la energía, lo que ha ido de la mano de la aportación renovable, que en dicho periodo ha experimentado un crecimiento del 133,8%

El análisis de la evolución del indicador de la intensidad de la energía primaria recoge las tendencias asociadas al consumo de energía primaria, así como de las causas que afectan al mismo, como son las distintas crisis y políticas de reacción respectivas implementadas a lo largo de las últimas décadas. Como balance, en los últimos años destaca el año 2004 en el que se constata un cambio de tendencia, debido a la confluencia de efectos estructurales y otros de naturaleza tecnológica,



GRÁFICO 8.6. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA Y DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO



FUENTE: MITyC/IDAE

que conducen a una mejora de la intensidad global. Desde entonces, se ha venido registrando una mejora continua, reforzada por la coyuntura de la crisis, cuyo efecto más agudo se ha registrado el año anterior, lo que ha tenido su reflejo a nivel energético.

Actualmente, el año 2010 marca un periodo transitorio de cierta recuperación de la actividad económica, lo que conlleva un leve incremento de la demanda, así como una ralentización en la caída del *Producto Interior Bruto (PIB)* iniciada a partir del 2008. Esta circunstancia conduce a un leve empeoramiento del 0,14% en el indicador mencionado, que en principio, parece ser coyuntural, sin afectar en lo esencial a la tendencia general iniciada a partir del 2004.

No obstante, como balance global del periodo 2009-2010, el descenso más acusado en la demanda energética respecto al PIB denota la existencia de factores que, ajenos a la crisis, ejercen con anterioridad a la misma una influencia positiva en

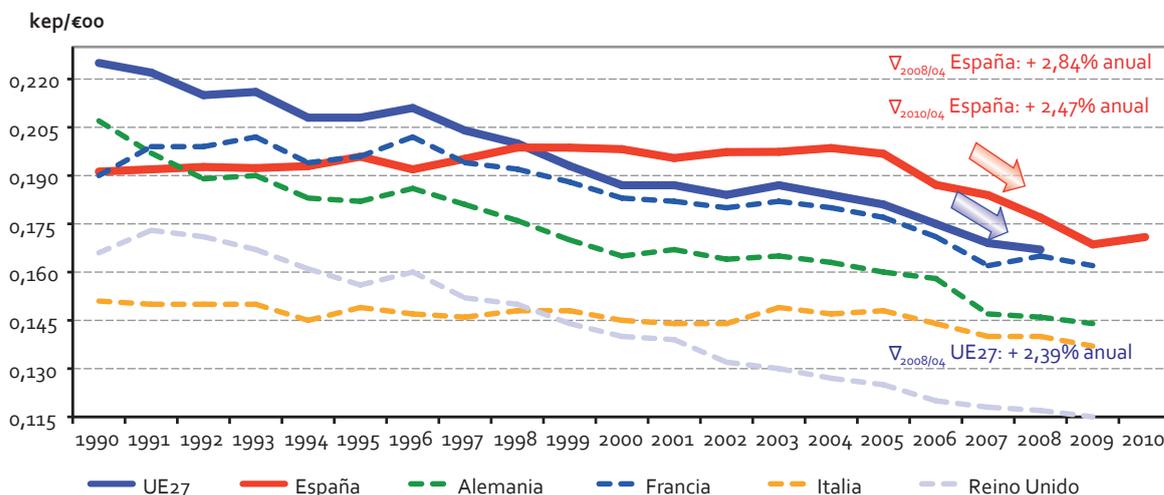
la mejora de la intensidad energética. Entre éstos destaca la implementación de actuaciones eficaces tanto en el ámbito de la oferta como de la demanda energética, impulsadas, en gran medida, por la planificación vigente en estas áreas – Plan de Energías Renovables 2005-2010 y Planes de Ahorro y Eficiencia de la Estrategia E4 –, además de mejoras tecnológicas y cambios estructurales iniciados con anterioridad a la crisis.

En términos generales, una consecuencia de todo lo anterior ha sido la progresiva convergencia con la situación media comunitaria, véase el Gráfico 8.7 en cuanto a la evolución de la intensidad de energía primaria y tendencias en la eficiencia energética correspondiente.

El análisis del indicador en términos de paridad de poder de compra, véase el Gráfico 8.8, permite una comparación más ajustada de las tendencias entre países en cuanto a intensidad energética. Este análisis tiene como objeto atenuar las diferencias relativas a los niveles de precios existentes

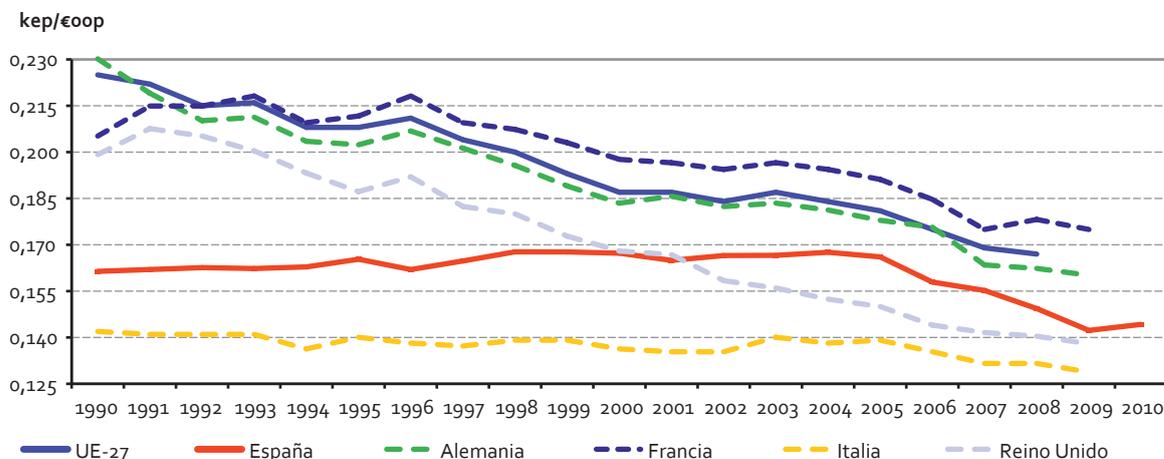


GRÁFICO 8.7. INTENSIDAD PRIMARIA EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.8. INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y LA UE



UE27 = Referencia. FUENTE: EnR/IDAE.

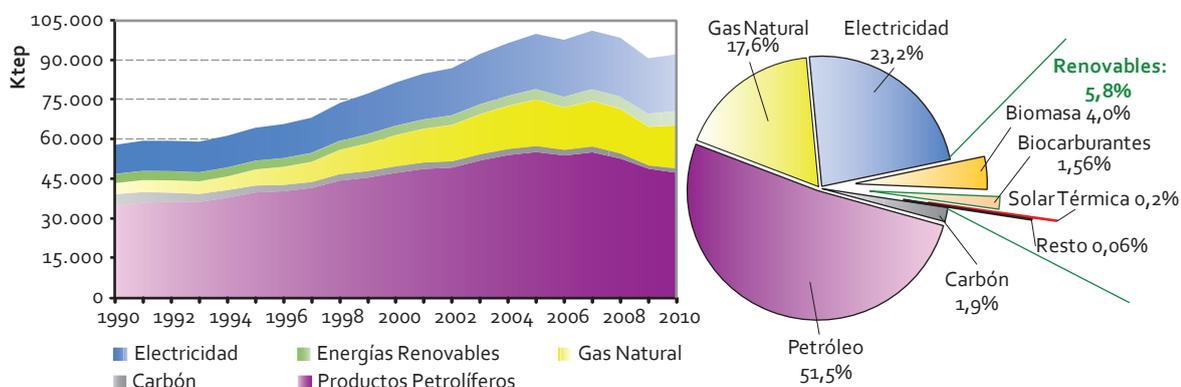
en los distintos países, dando lugar a un ajuste en el PIB de los distintos países.

En términos de energía final, considerando únicamente los usos energéticos, sin incluir los usos como materias primas, según se muestra en el Gráfico 8.9, el consumo ha seguido una tendencia similar a la observada en la energía primaria,

manifestando de igual modo, una tendencia a la estabilización y contracción en la demanda a partir del año 2004, así como el efecto de la actual crisis en el periodo 2009-2010. En el año 2010, el consumo ha experimentado un incremento del 2,28% respecto al año precedente, en el cual la demanda retrocedió un 7,86%. Esta recuperación se manifiesta en todas las fuentes energéticas,



GRÁFICO 8.g. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES



Nota: Usos no Energéticos Excluidos.
FUENTE: MITyC/IDAE.

salvo en los productos petrolíferos, cuya demanda continúa disminuyendo, un 1,8% durante este año, principalmente, como resultado, de la desaceleración del sector transporte.

Al igual que en el análisis anterior, destaca la contribución favorable de las energías renovables, siendo las únicas fuentes que mantienen en todo momento una tendencia al alza, representando la demanda térmica de estas fuentes cerca del 6% de la demanda total, lo que triplica la contribución del carbón a la demanda final.

La buena evolución registrada en las energías renovables en el ejercicio del 2010 ha ido impulsada por el biogás, los biocarburantes y la energía solar térmica, que en los dos últimos casos obedece a la demanda procedente de los sectores transporte y edificios, especialmente los del ámbito residencial.

El análisis de la intensidad de energía final para usos energéticos, al igual que en el caso anterior de la energía primaria, se hace eco de las particularida-

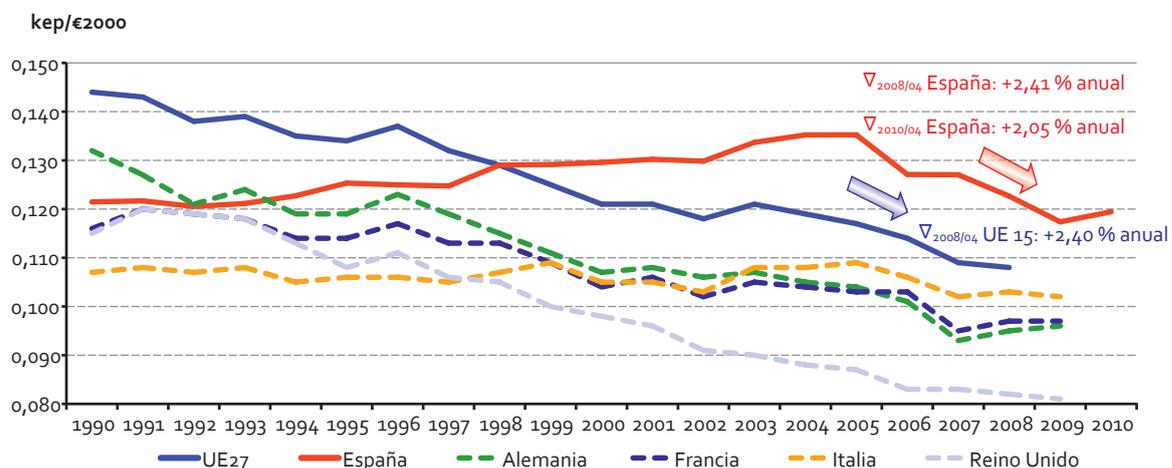
des del contexto actual. Esto tiene su reflejo en un comportamiento algo anómalo y errático de las intensidades asociadas, lo que en términos de energía final ha supuesto una disminución del 4,30% en 2009, seguida de un posterior incremento del 2,43% en 2010. En general, la tendencia seguida por la intensidad de energía final, véase el Gráfico 8.10, a lo largo de las últimas dos décadas ha sido paralela a la del indicador homólogo de intensidad primaria, mostrando una mayor convergencia con la media europea con posterioridad al año 2004.

Del gráfico anterior, cabe notar el efecto de la distorsión introducida por la crisis a nivel europeo, que se manifiesta en países como Alemania, Francia e Italia, en los que la intensidad final experimenta un incremento en 2009, rompiendo la tendencia a la baja de años anteriores.

El ajuste del anterior indicador a paridad de poder de compra, véase el Gráfico 8.11, conduce a conclusiones similares, mejorando la posición nacional respecto a la medida europea, debido a la corrección introducida mediante dicho ajuste.

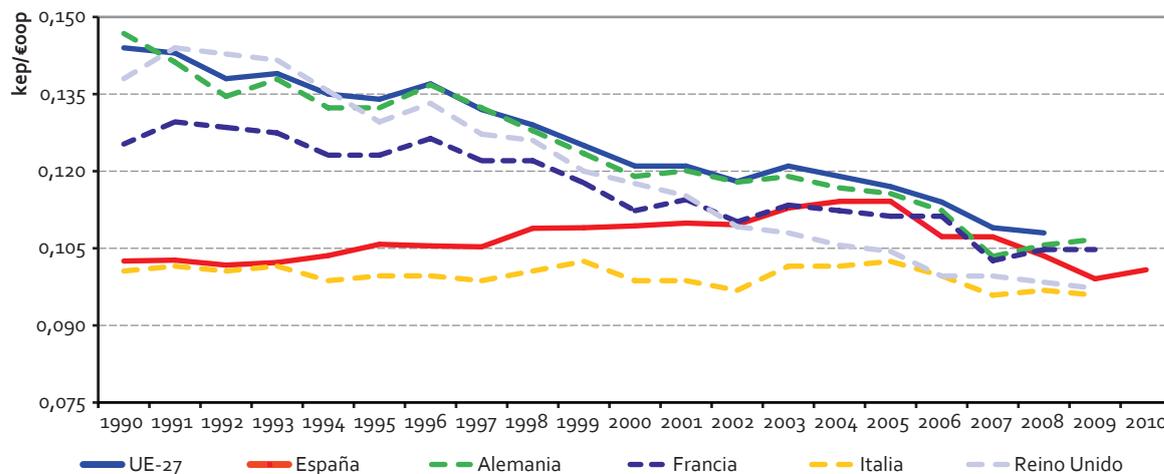


GRÁFICO 8.10. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD FINAL EN ESPAÑA Y LA UE



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.11. INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA



UE27 = Referencia. FUENTE: EnR/IDAE.

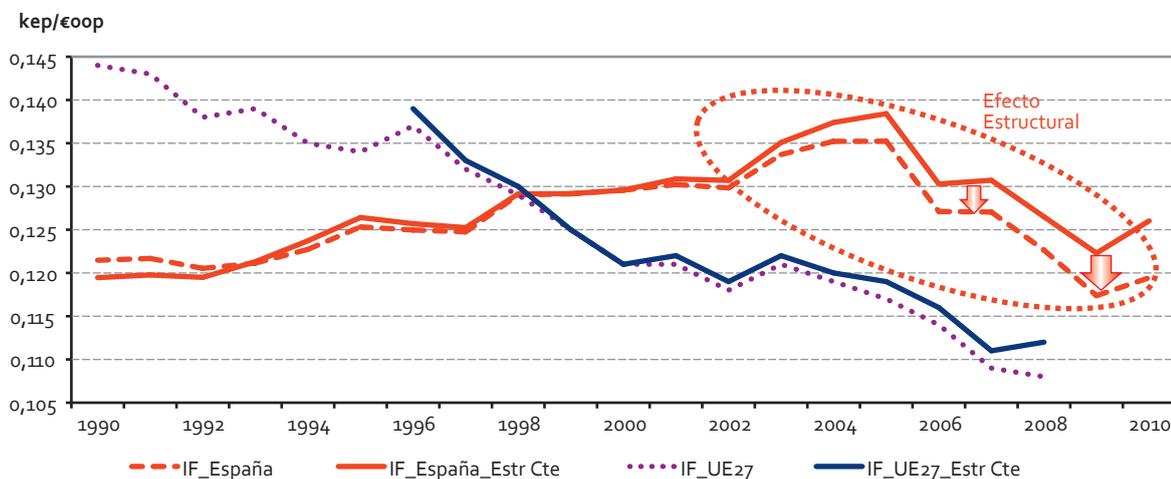
Un análisis adicional de la evolución del indicador de intensidad final en España es el indicador denominado «a estructura constante del 2000», siguiendo la metodología específicamente aplicada por Eurostat para calcular este indicador. En el Gráfico 8.12 se desglosan los distintos efectos causantes de la mejora observada en la intensidad energética en los últimos años, tal y como se

desprende de la información más reciente disponible.

La mejora comentada no sólo obedece a la crisis, ya que con anterioridad al inicio de la misma, se han venido identificando mejoras en la intensidad impulsadas por políticas de eficiencia en el uso final de la energía, mejoras tecnológicas y cambios

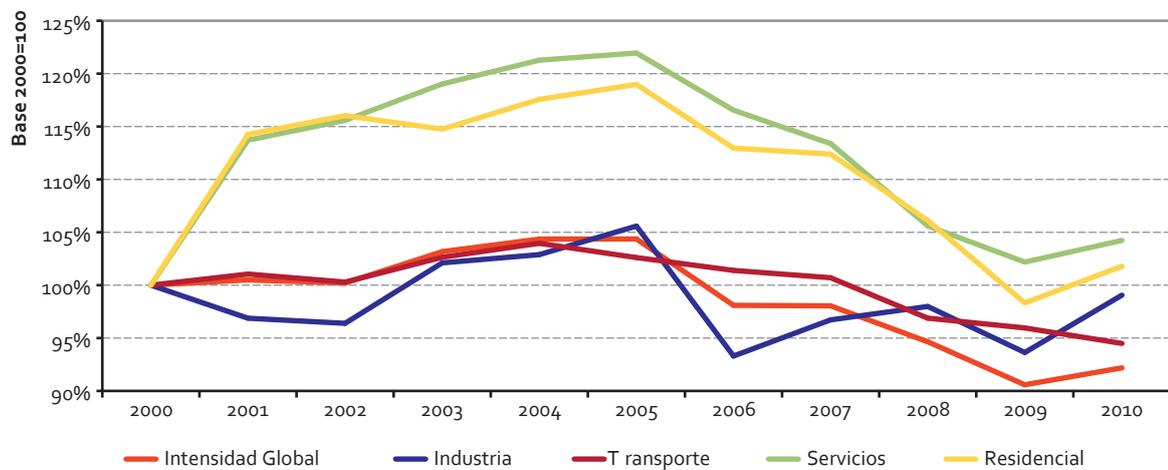


GRÁFICO 8.12. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.13. EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES EN ESPAÑA: FINAL Y SECTORIALES



FUENTE: MITYC/IDAE.

estructurales. Estos fenómenos siguen ejerciendo un impacto positivo en la mejora de la intensidad energética, aún en el contexto de la crisis actual.

sectores de mayor relevancia: el transporte y la industria. Así, la tendencia de la intensidad global sigue a la de estos dos sectores.

Finalmente, una comparación de la evolución en términos relativos de la intensidad global y las asociadas a los principales sectores, tal y como se indica en el Gráfico 8.13, permite observar dos

Asimismo, a pesar de la menor relevancia en la intensidad energética de los sectores integrados dentro de los usos diversos –residencial, servicios y agricultura y pesca–, se puede apreciar el mayor



crecimiento en términos relativos de los mismos a lo largo de la última década. No obstante, prácticamente todos los sectores comparten un denominador común: la tendencia a la mejora de las intensidades asociadas.

Análisis Sectorial de la Eficiencia Energética

En la actualidad, en lo esencial las tendencias sectoriales se mantienen, según se desprende del Gráfico 8.14, siendo el transporte el mayor consumidor, con el 39,9% del total la demanda, caracterizada a su vez por el peso de los productos petrolíferos, lo que determina en gran medida la elevada dependencia energética nacional.

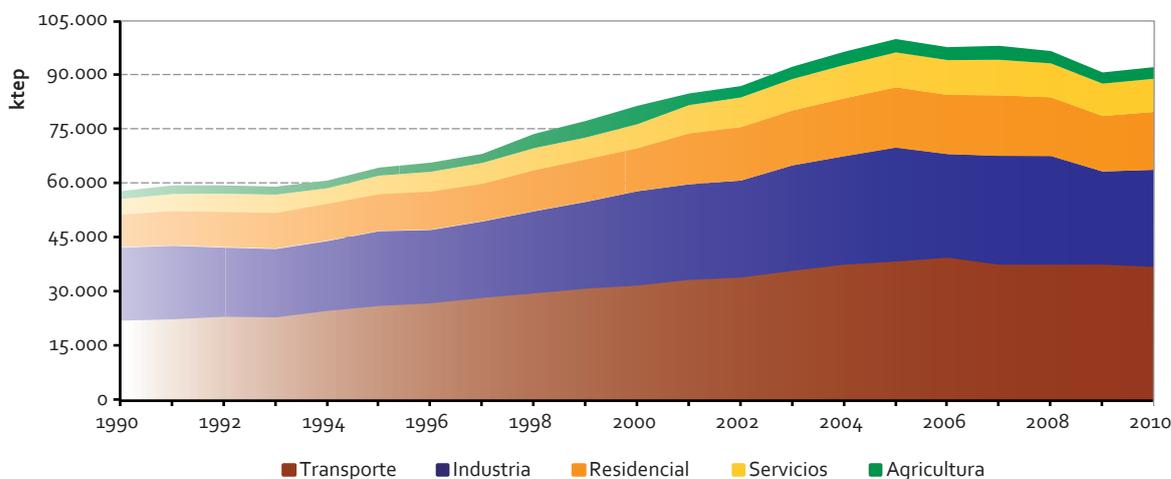
Le sigue la industria, con el 29,1% de la demanda, si bien este sector, especialmente los sub sectores de la construcción y de la automoción, ha resultado especialmente afectado por la crisis, de especial impacto durante el año 2009 en que han experi-

mentado un fuerte retroceso en su actividad económica, visible a través de las caídas en dicho año del 16,2 % en su *Índice de Producción Industrial (IPI)* y del 10,34 % en el *Valor Añadido Bruto*, por encima de la caída del PIB, lo que en definitiva conduce a una mayor terciarización. Esto último se ve impulsado por el progresivo peso que en la estructura de la demanda empiezan a adquirir, desde hace tiempo, los sectores de residencial y servicios.

Sector Industria

La situación de la industria nacional ha evolucionado tendiendo a una cierta pérdida de representatividad tanto a nivel de su contribución a la productividad económica global, como a nivel de estructura sectorial de la demanda energética total. Sin embargo, en términos absolutos, la estructura de la industria española conlleva unas demandas energéticas considerables, difíciles de limitar, lo que determina una intensidad energé-

GRÁFICO 8.14. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL



Nota: Usos no Energéticos Excluidos.
FUENTE: MITyC/IDAE.



tica elevada en este sector, con tendencia al alza. Sin embargo, a partir del año 2004, según se desprende del Gráfico 8.15, parece observarse cierta tendencia a la mejora, si bien acompañada de una evolución errática. Esta situación se ve reforzada en 2009 debido al efecto de la crisis financiera, de especial impacto en las ramas vinculadas a la construcción y a la industria automovilística.

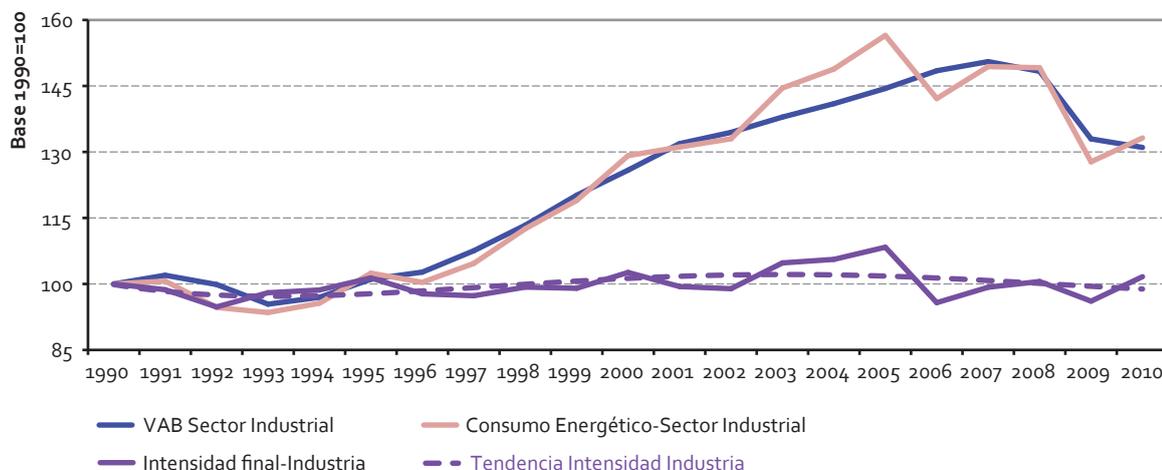
En el año 2010 se observa un repunte asociado al incremento experimentado en la demanda en respuesta a la reactivación de la actividad económica que empieza a vislumbrarse. Esto último se constata a través de la evolución del Valor Añadido Bruto, que si bien en 2010 sigue disminuyendo, el 1,46%, como efecto de la crisis, esta disminución es ya muy ralentizada frente a la caída del 10,36% del año anterior.

La demanda energética de la industria, usos no energéticos excluidos, asciende en 2010 a 27.095 ktep. El crecimiento observado en la demanda es del 6,67%, que obedece principalmente al incremento del

9,8% de la demanda asociada al gas natural, que representa el 41,8% de la demanda energética global de este sector. Otros productos energéticos que contribuyen al aumento de la demanda total en 2010 son las energías renovables y la electricidad, que registran incrementos respectivos del 8,30 y 2,57%. En el caso de los productos petrolíferos la demanda energética experimenta un leve incremento del 0,76%, si bien la demanda no energética de estos últimos productos, al contrario, crece cerca del 11%.

El incremento de la demanda unido al descenso del VAB conlleva un leve aumento de la intensidad energética, que, por otra parte, presenta cierta tendencia a la estabilización desde el año 2005. Ello guarda relación con el comportamiento errático que parece manifestarse en la industria, que a su vez se encuentra muy ligado a ramas como la Química y el sector de los Minerales No Metálicos, cuyas tendencias se muestran en el Gráfico 8.16. Este último sector, estrechamente vinculado a la actividad desarrollada en el ámbito de la construc-

GRÁFICO 8.15. PRINCIPALES INDICADORES EN EL SECTOR INDUSTRIA



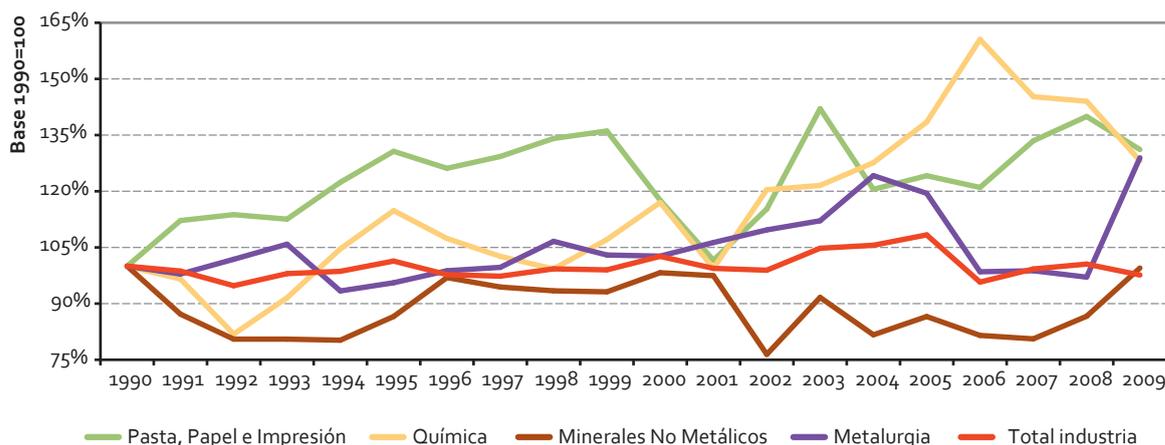
FUENTE: INE/MITYC/IDAE

ción, es el principal responsable de la elevada intensidad energética del sector industrial, dado su elevado consumo energético, aproximadamente un cuarto del consumo energético de toda la industria, y, en contraste, su reducida aportación al Valor Añadido Bruto de la industria.

La expansión de la construcción y la demanda de productos como los minerales no metálicos, muy intensivos en energía, explica el elevado valor del

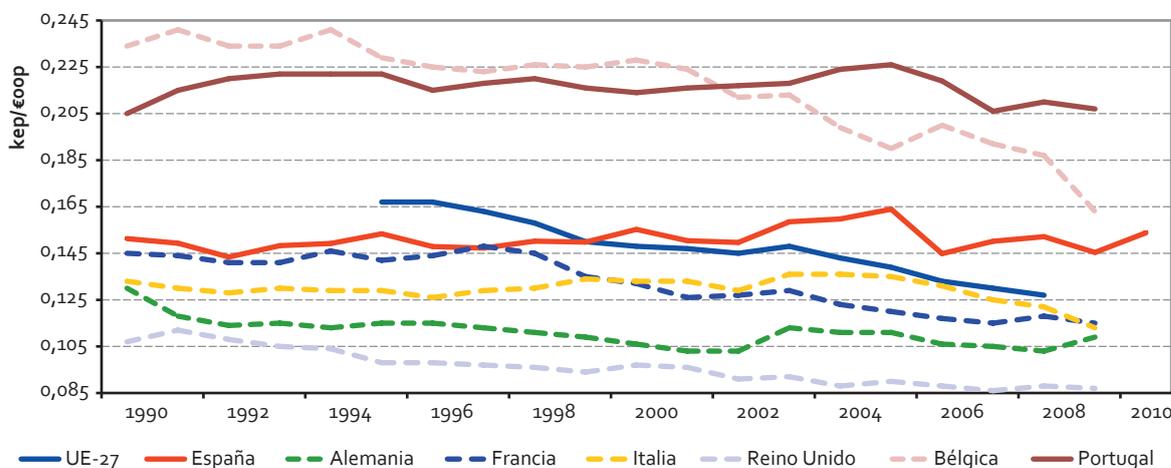
indicador de intensidad energética, cuya evolución sigue paralela a la de esta rama de la industria, además de a otras como la Industria Siderurgia. Teniendo en cuenta lo anterior, el análisis comparativo a nivel de la UE de la intensidad industrial mostrado en el Gráfico 8.17, revela unos valores superiores a la media europea, cuya estructura tiende a la integración de ramas menos intensivas como las ligadas a los bienes de equipo. Ello explica una tendencia a la mejora de la inten-

GRÁFICO 8.16. EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR INDUSTRIA Y DE LAS RAMAS INDUSTRIALES MÁS INTENSIVAS



FUENTE: IDAE/MITYC.

GRÁFICO 8.17. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR INDUSTRIA EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE



sidad global de la industria comunitaria, favorecida por cambios estructurales de la industria manufacturera, circunstancia que encuentra mayor resistencia en la industria nacional.

De la comparativa a nivel europeo, se puede observar el efecto de la crisis, de impacto más acusado en 2009, provocando en la mayoría de los casos una caída de la intensidad en dicho año, a excepción del caso alemán en que la intensidad se incrementa.

Sector Transporte

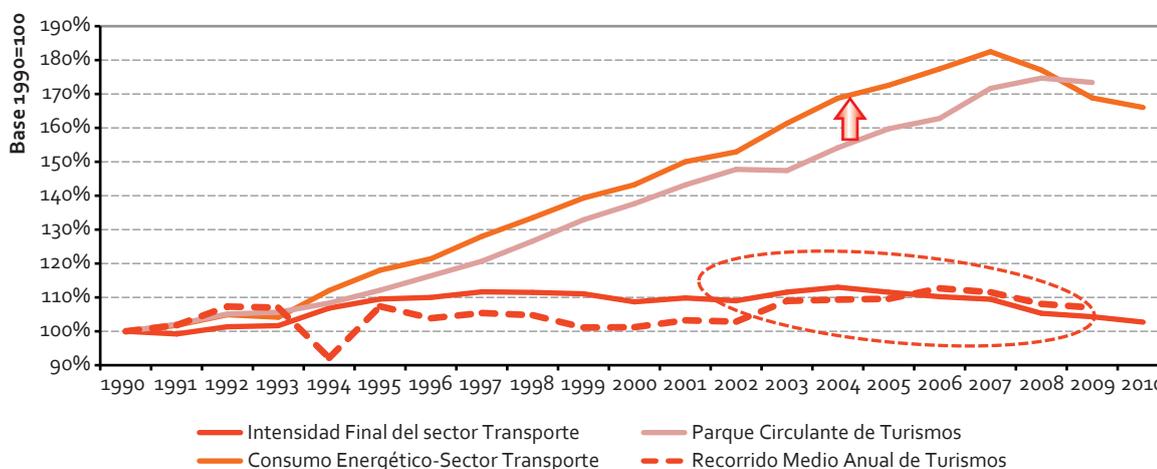
En 2010, el consumo energético de este sector ha sido de 37.114,6 ktep, lo que representa un descenso del 1,7% respecto al año anterior. Ello convierte a este sector en el único que permanece ajeno al fenómeno generalizado de incremento en la demanda observado en los restantes sectores como consecuencia de la recuperación de la actividad económica durante este año.

La causa de esta menor demanda guarda relación con los productos petrolíferos, que suponen el 96% de la demanda energética de este sector, y experimentan una contracción del 2,8% en el consumo del mismo. Es destacable la situación de las energías renovables, biocarburantes principalmente, cuya demanda por parte de este sector continua en ascenso, sobre todo en carretera, con una sustitución progresiva de los carburantes de origen fósil. Así, en el año 2010 estos productos ven incrementada su demanda en un 34,3%.

A pesar de la menor demanda energética en 2010, este sector continua siendo el principal consumidor, encontrándose las causas de ello en la elevada movilidad, especialmente en carretera, los niveles de motorización, la antigüedad del parque automovilístico, el uso del vehículo privado y el consumo realizado fuera de nuestro país por vehículos abastecidos en España, debido entre otras cosas al menor precio de los carburantes.

Los factores antes mencionados, según se indica en el Gráfico 8.18, contribuyen en gran parte a la

GRÁFICO 8.18. PRINCIPALES INDICADORES EN EL SECTOR TRANSPORTE



FUENTE: MITyC/IDAE/DGT/Mfom.



elevada intensidad energética de este sector, de valores superiores a la media europea en el periodo de análisis, tal y como puede apreciarse en el Gráfico 8.19. No obstante, se constata una tendencia a la baja a partir del 2004, lo que conduce a una disminución de la divergencia existente entre los indicadores nacional y europeo. En continuación a esta tendencia, la intensidad en 2010 sigue cayendo, con un descenso del 1,53%, como consecuencia de la menor demanda energética, a lo que ha contribuido la menor actividad en diversos sectores de la economía, lo que a su vez ha ocasionado una menor movilidad asociada al tráfico de mercancías y de pasajeros, en todos los modos de transporte.

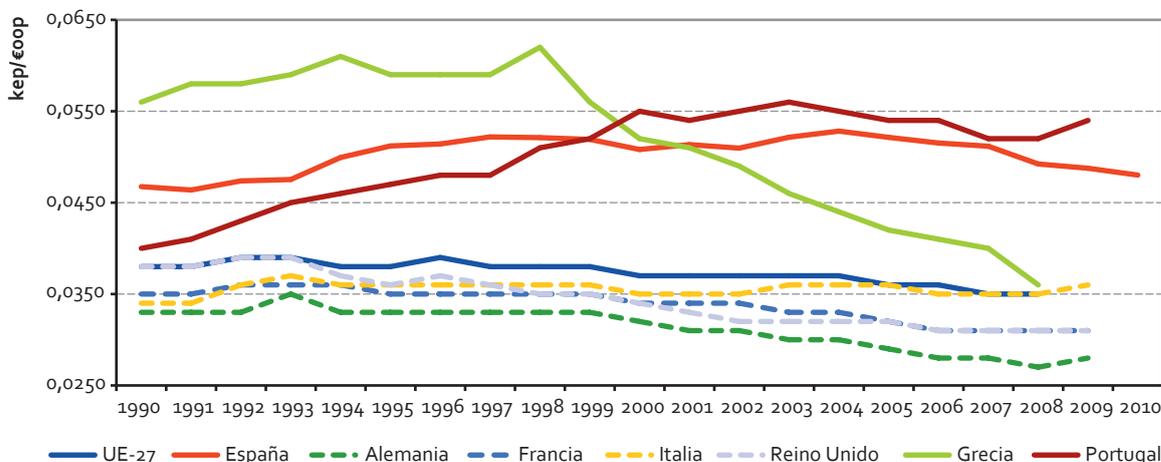
Usos Diversos: Sector Residencial y Sector Terciario

Los sectores identificados dentro de «Usos Diversos» han venido experimentando un mayor crecimiento relativo de su intensidad a lo largo de la

última década, si bien, al igual que los anteriores sectores, registran una mejora a partir del año 2004. Estos sectores, en conjunto, han ido cobrando una mayor representatividad en el consumo energético, alcanzando un nivel similar al de la industria. Cerca del 90% de la demanda total del sector ha sido absorbida por los consumos vinculados al sector residencial y servicios.

Estos sectores no son indiferentes al contexto actual, lo que se refleja en el retroceso experimentado en su demanda en 2009, así como en la posterior recuperación de ésta ligada tanto al sector residencial como a una mayor actividad económica en ramas del sector servicios como el turismo, el comercio y el sector de las oficinas. Así, en 2010 la demanda global asociada a los sectores vinculados a los «Usos Diversos», se incrementa en 3,68%, alcanzando un consumo total de 28.743 ktep. Todas las fuentes energéticas, sin excepción, participan de esta mayor demanda, destacando de éstas el carbón y el gas natural, que en términos relativos registran los mayores incrementos, sien-

GRÁFICO 8.19. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.



do éstos respectivamente el 1,24 y 14,99%, si bien la importancia relativa del carbón es de menor envergadura.

Sector Residencial

De acuerdo a la información más reciente disponible, el consumo de este sector en 2010 ha crecido un 4,9%, ascendiendo a 16.575 ktep, equivalente al 57,7% del consumo del Sector Usos Diversos y al 17,8% de todo el consumo energético nacional.

El indicador respectivo de intensidad en 2010 aumenta un 4,11%, rompiendo la tendencia a la baja de años anteriores. No obstante, cabe esperar que a corto plazo la tendencia a la baja se recupere. Esta previsión se sustenta en la evolución de algunos de los aspectos más determinantes de la demanda e intensidad de este sector, como son las directrices cada vez más exigentes en el área de la eficiencia energética, tanto a nivel global como especialmente en este sector y en sus edificios, que en España irán marcadas por el nuevo *Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, 2011-2020*, recientemente aprobado. Esta previsión encuentra apoyo en la experiencia adquirida por los Planes de Acción de horizontes 2005-2007 y 2008-2012, cuyos efectos comienzan a recogerse. La evolución de ciertas variables socio-demográficas (población, inmigración, comportamiento, etc.) puede introducir cierta incertidumbre en la evolución futura de la demanda energética y de la intensidad, si bien, se puede esperar que los efectos contrapuestos de todas las variables citadas contribuyan al menos al mantenimiento de la tendencia a la estabilización

observada a lo largo de un amplio periodo de tiempo.

Como balance general, se observa que el indicador mencionado ha mostrado en la década de los 90 una tendencia al alza. Ello fue entonces ocasionado por factores diversos, como el incremento progresivo de la tasa de equipamiento, a su vez motivado por las mayores demandas de confort, cambio en los hábitos y estilos más consumistas de vida, el aumento del número de hogares, muy dependiente del fenómeno de la inmigración, el incremento de la superficie media de las viviendas, etc. No obstante, este indicador presenta un punto de inflexión a partir del 2004, registrando desde entonces un decrecimiento continuado que se mantiene hasta el año 2009, como resultado de los efectos inducidos tanto por la crisis, que conduce a una mayor concienciación y moderación en la demanda, como por la mayor sensibilización producida por campañas de ahorro y eficiencia energética, lanzadas desde el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, a lo que se suma el efecto tecnológico ligado al equipamiento eficiente de penetración progresiva en este sector, así como a los requerimientos legislativos en el sector de la edificación.

A pesar de los cambios de tendencia experimentados en el periodo de análisis, no ha variado la divergencia respecto al indicador comunitario, según se desprende de la observación del Gráfico 8.20. Así, el indicador nacional sigue siendo inferior en alrededor de un 35%.

Esto se explica en gran parte por la bonanza climatológica de nuestro país, lo que incide en



GRÁFICO 8.20. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y UE

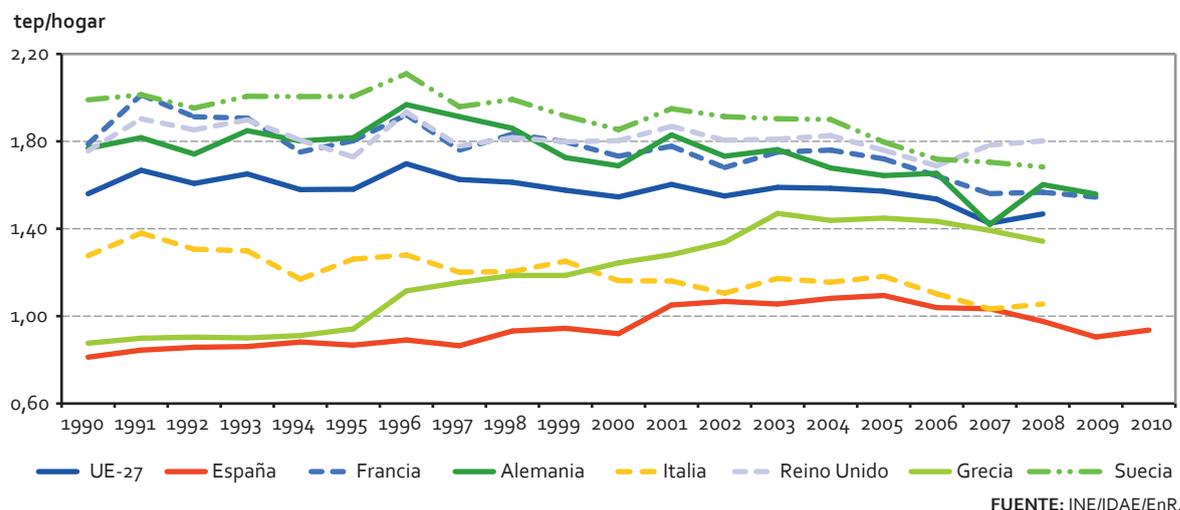
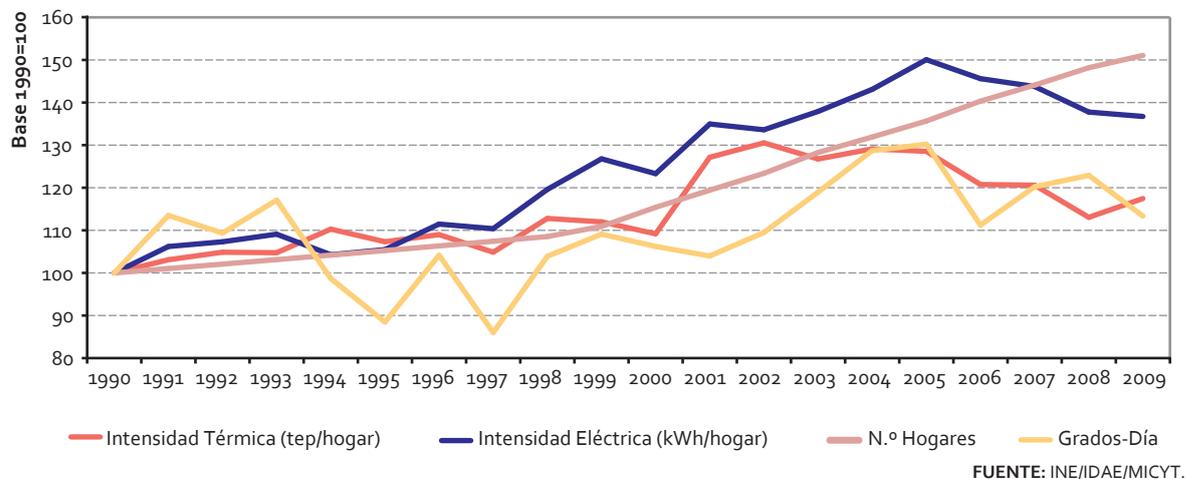


GRÁFICO 8.21. PRINCIPALES INDICADORES EN EL SECTOR RESIDENCIAL



menores necesidades de calefacción, un 4,8% según los datos de 2008 frente a casi el 70% de la media europea. A pesar de ello, a medio plazo se prevé que este porcentaje aumente en respuesta a la tendencia creciente observada en el equipamiento en calefacción, a lo que se espera que contribuyan elementos como la bomba de calor, con cada vez más representatividad en el mercado nacional de la calefacción, y de la climatización, en

general, en relación a la preferencia por bombas reversibles de frío/calor en climas como el mediterráneo. Este tipo de equipos, igualmente, es previsible que contribuya a aumentar la representatividad en el consumo de la refrigeración/aire acondicionado.

La desagregación, mostrada en el Gráfico 8.21, del indicador de intensidad en dos componentes



–*intensidad térmica y eléctrica*– permite observar un crecimiento superior del indicador de intensidad eléctrica, lo que, por una parte, guarda relación con la adquisición y penetración del equipamiento de los hogares españoles desde comienzos de la década de los 90, y por otra, con la disposición de buena parte de los hogares españoles de equipos eléctricos y portátiles para satisfacer la demanda ligada a la climatización. Sin embargo, con posterioridad al 2005 se aprecia un cambio de tendencia en ambos indicadores, iniciando un periodo de descenso, más estabilizado en el caso de la intensidad eléctrica.

De acuerdo a la última información disponible, parece observarse un cierto repunte en la intensidad térmica, lo que puede obedecer a la crisis, al incidir ésta en una mayor concienciación, más fácilmente trasladable a la gestión y control de los consumos eléctricos que, por su parte, presentan un potencial adicional de disminución debido a la penetración progresiva de equipos eficientes tanto en electrodomésticos como en iluminación. En adición a lo anterior, otro factor a tener en cuenta en la tendencia actual del indicador de la intensidad eléctrica es la saturación del equipamiento electrodoméstico en los hogares españoles. Asimismo, en los últimos años, al amparo de los avances legislativos en edificación, tanto las viviendas nuevas como existentes se han ido dotando de instalaciones de calefacción individuales o centralizadas, abastecidas con gas natural mayoritariamente, así como de sistemas de ACS con apoyo de energía solar, lo que refuerza la tendencia decreciente en el uso de la electricidad por parte de los hogares españoles.

Sector Servicios:

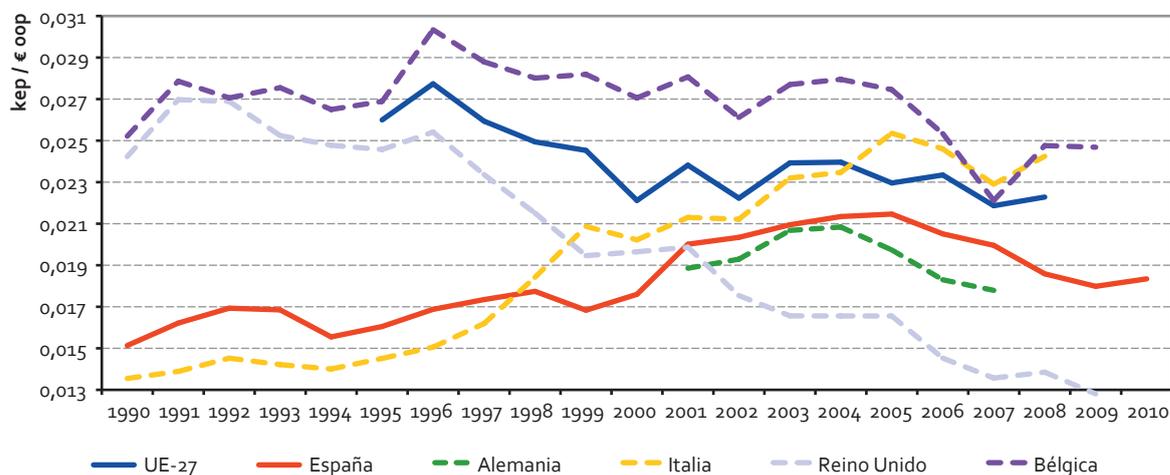
En el año 2010, el sector servicios ha visto incrementada su demanda en un 2,87%, alcanzando un consumo de 9.304 ktep. Este aumento de consumo del sector se ha acompañado de un leve incremento (0,45%) de su Valor Añadido, lo que conlleva a una subida de la intensidad energética en un 2,41%.

La evolución reciente mostrada por este indicador es acorde a la situación de transitoriedad que supone el periodo de crisis, y que puede producir una cierta distorsión en la evolución de los indicadores de intensidad, no sólo en este sector sino a nivel general. En términos comparativos, véase el gráfico 8.22, el indicador nacional, evoluciona por debajo de la media europea manteniendo la tendencia a la baja, claramente visible desde el año 2005. Esta tendencia, como ya se ha mencionado, se ve alterada en el contexto actual de la crisis.

La preeminencia del consumo eléctrico del conjunto de este sector, por encima de la media europea, tal y como se muestra en el Gráfico 8.23, conduce a un análisis diferente al anterior, en el que el indicador respectivo evoluciona a un ritmo superior al del indicador homólogo comunitario. Las causas apuntan a las demandas propias de este sector, entre las cuales la climatología juega un papel relevante al determinar unas necesidades de climatización, satisfechas principalmente con equipos eléctricos, como las bombas de calor, reversibles e irreversibles, de peso creciente, especialmente en las zonas climáticas mediterránea y continental. A ello se suman las demandas eléctricas ligadas a la ofimática e iluminación, cre-

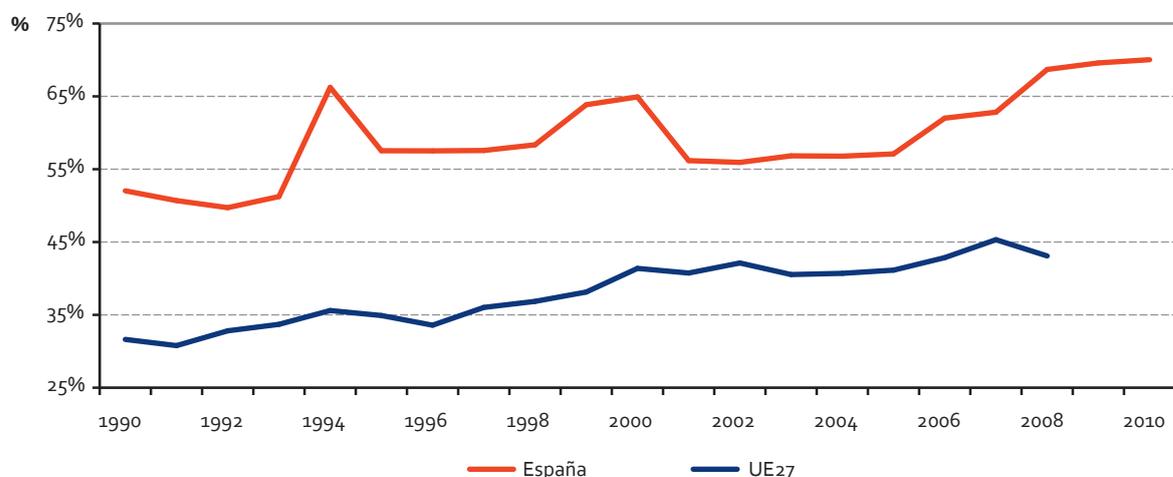


GRÁFICO 8.22. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

GRÁFICO 8.23. EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LA REPRESENTATIVIDAD DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

cientes en los edificios de oficinas y de actividades ligadas al comercio, donde se concentra el grueso del consumo eléctrico del conjunto del sector servicios.

En relación con lo anterior, se constata una evolución al alza en el indicador correspondiente, véase el Gráfico 8.24, manteniendo una diver-

gencia progresiva desde el inicio de los 90 hasta el año 2005, momento en que se produce un punto de inflexión. Es a partir de entonces cuando el indicador nacional, al igual que en el caso del indicador antes mencionado, comienza un retroceso significativo. Como balance general, ello puede obedecer a mejoras asociadas a políticas de eficiencia en este sector introducidas en el



marco de los Planes de Acción de la E4, además de a mejoras en la productividad del sector. De manera adicional, otras variables contribuyen a este hecho.

A más largo plazo cabe esperar que una mayor penetración del gas natural en la cobertura a la demanda del mismo contribuya a atenuar la evolución de este indicador.

8.2. COGENERACIÓN

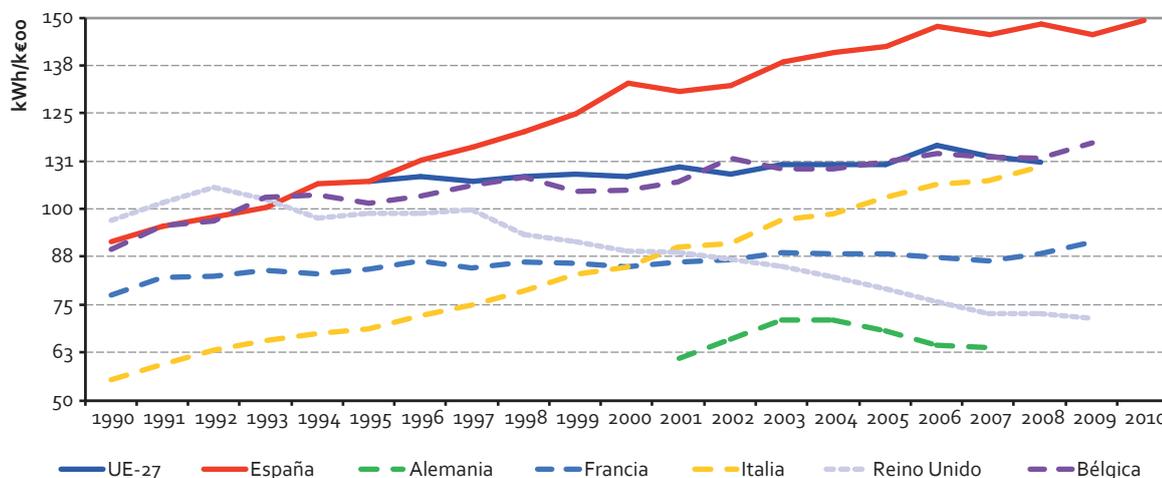
Según la Estadística sobre Ventas de Energía del Régimen Especial, ofrecida por la Comisión Nacional de la Energía (CNE), se desprende que la cogeneración nacional a finales de 2010, incluyendo instalaciones de biomasa cogeneración, representaba una potencia en funcionamiento de 6.305 MW. Esta cifra implica un aumento de 162 MW con respecto a la situación a finales del año precedente.

La producción eléctrica vertida a red, véase el Gráfico 8.25, debida a la actividad cogeneradora en 2010 ascendió a 24.936 GWh, lo que supuso un incremento del 10,5%, en contraste con el año 2009, en el que se registró una práctica estabilización de la misma con respecto a 2008.

La posibilidad, permitida desde la aplicación de la Orden ITC/1857/2008, de verter a la red la totalidad de la energía eléctrica generada junto a una coyuntura de precios de la materia prima favorables parecen haber contribuido al significativo incremento de la energía vertida a la red por los cogeneradores. La consecuencia ha sido un incremento de la participación de la cogeneración en la cobertura a la demanda eléctrica del 2010, que alcanzó el 8,6%, ayudada también por la recesión experimentada en la demanda eléctrica nacional.

Información más detallada la ofrece la Estadística 2009 de las Centrales de Cogeneración realizada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

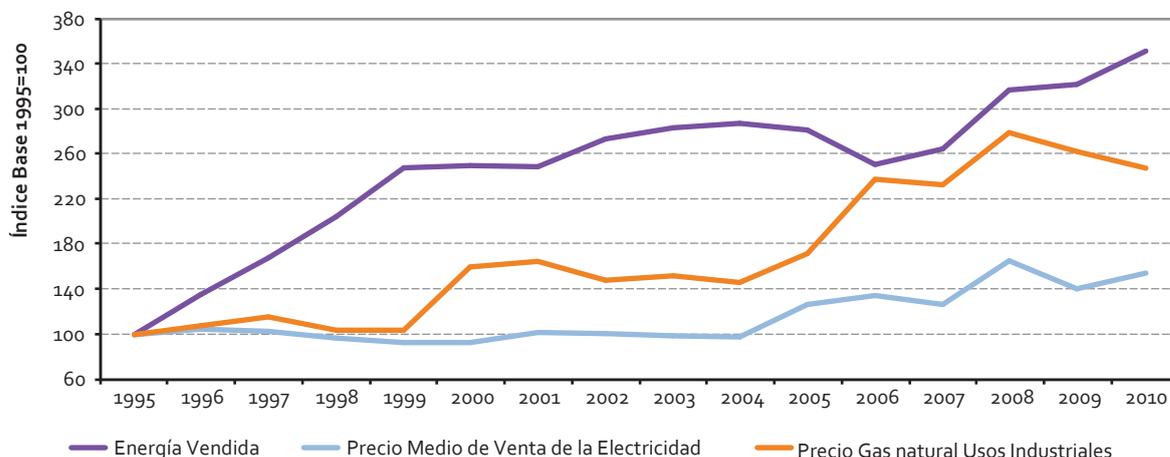
GRÁFICO 8.24. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.



GRÁFICO 8.25. ENERGÍA VERTIDA A RED Y PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA



FUENTE: CNE, AIE e IDAE.

en colaboración con el IDAE, según la cual se obtiene una valoración de la situación de la cogeneración en 2009 atendiendo a tecnologías y sectores. Según dicha estadística, los resultados disponibles en 2009 evidencian una potencia equivalente a 6.265 MW ligada a instalaciones de cogeneración en funcionamiento. Cabe notar que la cifra anterior incluye la cogeneración asociada a instalaciones de tratamiento y reducción de residuos (Grupo «d» del RD 436/2004) y a las basadas en biomasa y biogás como combustible principal (Grupo «a.1.3» del RD 661/2007), lo que explica ciertas diferencias respecto al valor publicado por la CNE, donde no se considera este tipo de instalaciones.

Una valoración de las altas y bajas registradas en 2009 en las instalaciones cogeneradoras conduce a un saldo neto positivo de 29,1 MW, causado principalmente por el sector servicios, el cual recupera en 2009 la tendencia mostrada en años anteriores, con una evolución a un ritmo de crecimiento anual superior al de la industria, véase el

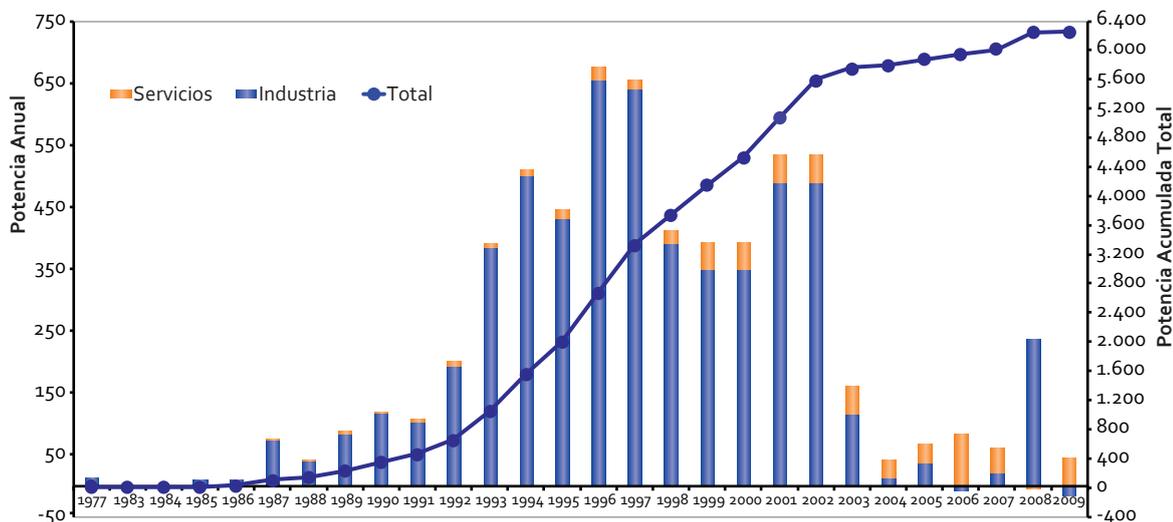
Gráfico 8.26, donde, al contrario la cogeneración, salvo excepciones, parece dar muestras de cierta ralentización con posterioridad al año 2001.

En términos absolutos, la nueva potencia instalada durante dicho año ha sumado un total de 139 MW, concentrándose, en su mayoría (67%) en el sector industria con 4 nuevas instalaciones. Este sector, a su vez, ha sido quien mayor número de bajas ha registrado en 2009, reflejado tanto en el descenso del número de instalaciones como en el de la potencia correspondiente. La causa de ello responde a la acusada disminución de la actividad industrial provocada por la crisis, lo cual ha derivado en una menor actividad cogeneradora en este sector, con 19 instalaciones menos, responsables de una disminución en la potencia asociada de 108,7 MW –el 99% de todas las bajas registradas–.

Esta situación, en términos relativos conduce a la ralentización antes comentada de este sector frente al sector servicios, donde el balance entre altas y bajas resulta más favorable, finalizando el



GRÁFICO 8.26. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA: TOTAL Y POR SECTORES



FUENTE: IDAE/MITyC.
Nota: Los datos correspondientes a los años 1999 y 2001 son estimaciones al no haberse elaborado la estadística anual dichos años.

2009 con 14 nuevas instalaciones frente a un único cierre.

Un análisis de la actividad cogeneradora en las diferentes ramas industriales permite destacar tres ramas por su mayor contribución (82%) al incremento de potencia del sector industrial. En orden de magnitud, éstas son: la industria de la alimentación; la industria papelera; y la industria de la refinería.

A nivel global, en 2009, el descenso del 0,3% en el número de instalaciones, por debajo del aumento del 0,5% en la potencia, ha supuesto un ligero incremento en el tamaño medio de las instalaciones en operación, alcanzando los 9,0 MW frente a los 8,95 MW del 2008.

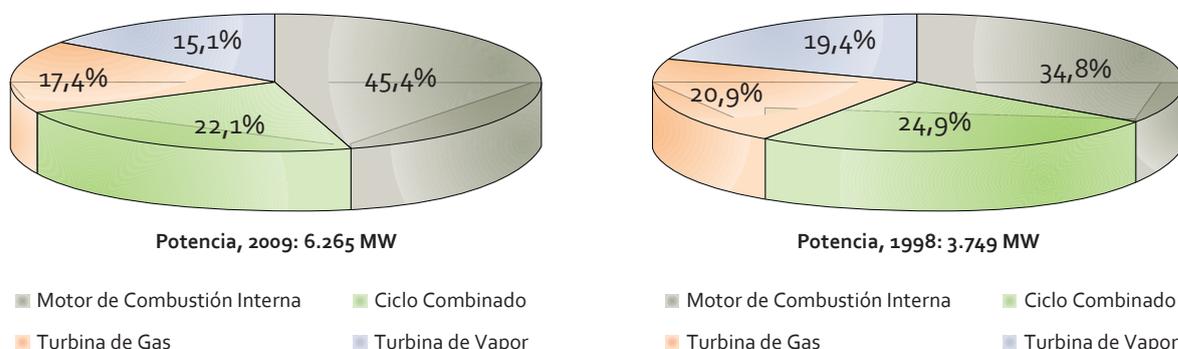
Diferenciando las instalaciones de cogeneración según sus rendimientos superen o no el límite del

75% definido por la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de cogeneración, se constata un mayor número de bajas en las instalaciones de rendimiento inferior al 75%, con el 81% de las bajas en potencia, concentradas en las instalaciones basadas en turbinas de gas con recuperación de calor, y en ciclos combinados, destacando especialmente la primera tecnología con más de la mitad de todas las bajas en potencia. En cuanto a las instalaciones de rendimiento superior al 75% la totalidad de las bajas asociadas ha correspondido a la turbina de vapor a contrapresión.

En términos absolutos, las tecnologías dominantes, presentes en la mayoría de las instalaciones de cogeneración, véase el Gráfico 8.27, son el ciclo combinado y el motor de combustión interna, este último, con importancia creciente, en detrimento de las turbinas de vapor y de gas. En conjunto, las dos tecnologías, antes mencionadas,



GRÁFICO 8.27. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADAS SEGÚN TECNOLOGÍAS



FUENTE: IDAE/MITyC. Datos provisionales.

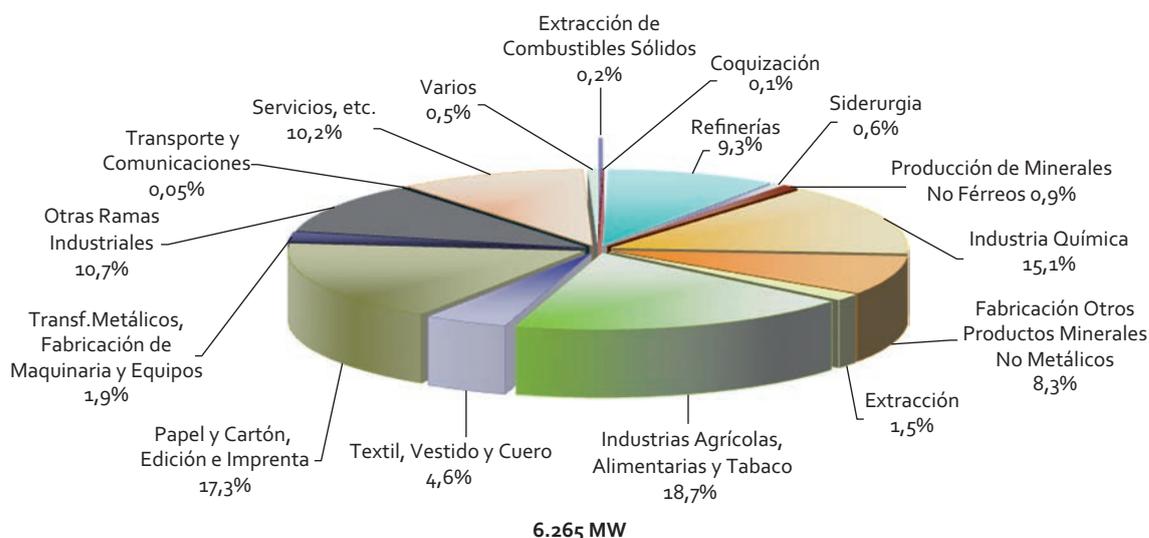
representan cerca del 70% de toda la potencia instalada en cogeneración en 2009.

Los motores de combustión interna son la tecnología líder, tanto en potencia como en número de instalaciones, con una potencia total de 2.844 MW distribuida en 503 instalaciones, caracterizadas por su menor potencia unitaria (5,63 MW). En una posición algo más distante se encuentran los

ciclos combinados, con 1.384 MW de potencia instalada total repartida en 44 instalaciones de tamaño medio superior al de cualquier otra tecnología, con 33 MW por instalación.

El reparto sectorial de la cogeneración en 2009, véase el Gráfico 8.28, muestra que el grueso de la potencia total instalada se concentra en el sector industria, en concreto en cinco ramas, que por

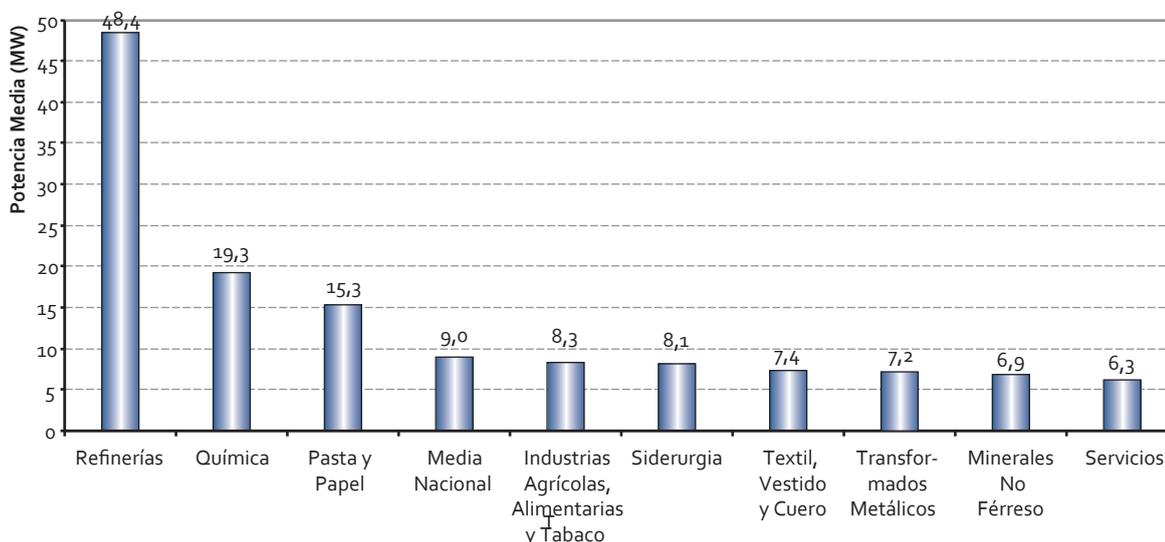
GRÁFICO 8.28. SECTORIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA, 2009



FUENTE: IDAE/MITyC. Datos provisionales.



GRÁFICO 8.29. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS INSTALACIONES OPERATIVAS EN 2009 SEGÚN TAMAÑO MEDIO



FUENTE: IDAE/MITyC.

Nota: Los datos correspondientes a los años 1999 y 2001 son estimaciones al no haberse elaborado la estadística anual dichos años.

orden de magnitud son las siguientes: Industria Agrícola, Alimentaria y Tabaco (18,7%); Pasta y Papel (17,3%); Química (15,1%); Refinerías (9,3%) y Fabricación de Minerales No Metálicos (8,3%).

Una consideración de la distribución sectorial de la potencia instalada de las instalaciones operativas, véase el Gráfico 8.29, permite destacar al sector de Refinerías, donde se localizan las instalaciones de mayor potencia media en 2009, con 48,4 MW, lo que representa un tamaño cinco veces superior a la media de las instalaciones activas en dicho año. A más distancia, por encima del umbral de 10 MW, le siguen las instalaciones emplazadas en los sectores Químico, Pasta y Papel, y Extracción de Minerales No Energéticos, con potencias medias respectivas de 19,3 MW, 15,3 MW y 11,6 MW.

A continuación, en el Cuadro 8.3, se presenta el detalle de la distribución sectorial, más reciente disponi-

ble. de las instalaciones existentes de cogeneración, según número y potencia instalada en las mismas.

En cuanto a las nuevas instalaciones, destaca la contribución clave del sector servicios, quien a lo largo de la última década viene registrando una creciente actividad cogeneradora, en términos de potencia e instalaciones, circunstancia que ha permitido mantener un cierto dinamismo en la actividad cogeneradora. Esto resulta especialmente evidente en el año 2009, donde la participación del sector servicios ha permitido compensar la merma sufrida en la actividad de la cogeneración ligada al sector industria, debido al mayor impacto de la actual crisis en este último sector. A pesar de lo anterior, el efecto de la crisis se ha manifestado en una leve disminución del 0,4% de la producción eléctrica total de las instalaciones de cogeneración, la cual, incluyendo la producción vertida a red ha alcanzado una cuantía de 31.810 GWh.



CUADRO 8.3: POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES

	POTENCIA (MW)										INSTALACIONES (N.º)									
	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Extracción de Combustibles Sólidos	2	4	4	4	5	5	5	5	5	13	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4
Extracción de Hidrocarburos; Serv. Anejo	7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Coquización	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Refinerías	485	580	580	580	577	577	577	577	566	580	11	12	11	11	11	11	11	11	11	12
Siderurgia	48	54	63	63	63	85	50	47	47	41	4	4	6	6	6	8	7	6	6	5
Producción de Minerales No Férreos	11	36	36	41	41	39	44	54	55	55	1	7	7	8	8	7	7	8	8	8
Industria Química	541	584	976	967	944	930	932	965	958	945	49	51	60	58	54	51	50	52	51	49
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	433	486	541	506	536	537	548	543	576	519	139	152	160	152	157	132	132	128	153	149
Extracción	104	96	87	92	88	88	89	93	93	93	8	9	8	9	8	8	8	8	8	8
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	531	850	1.033	1.045	1.079	1.076	1.097	1.096	1.134	1.174	72	110	137	137	139	141	138	139	141	142
Textil, Vestido y Cuero	373	374	409	409	412	371	324	308	317	287	58	63	66	63	61	53	44	40	46	39
Papel y Cartón, Edición e Imprenta	534	601	799	875	876	873	962	928	1.062	1.084	59	71	75	79	75	69	67	65	73	71
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	114	134	137	135	138	134	131	138	113	122	14	19	21	19	21	18	16	16	16	17
Otras Ramas Industriales	328	414	525	588	582	638	583	611	670	669	48	70	79	84	84	76	71	70	79	77
Transporte y Comunicaciones	5	5	3	3	3	3	3	3	4	3	3	3	2	2	2	2	2	2	3	2
Servicios, etc.	176	269	359	405	432	472	555	598	593	640	45	66	93	88	98	82	88	92	88	102
Varios	45	42	42	42	44	35	36	35	34	33	16	16	16	16	15	11	11	11	10	9
TOTAL	3.749	4.534	5.599	5.761	5.826	5.869	5.943	6.005	6.235	6.265	530	656	744	735	743	673	656	652	697	695

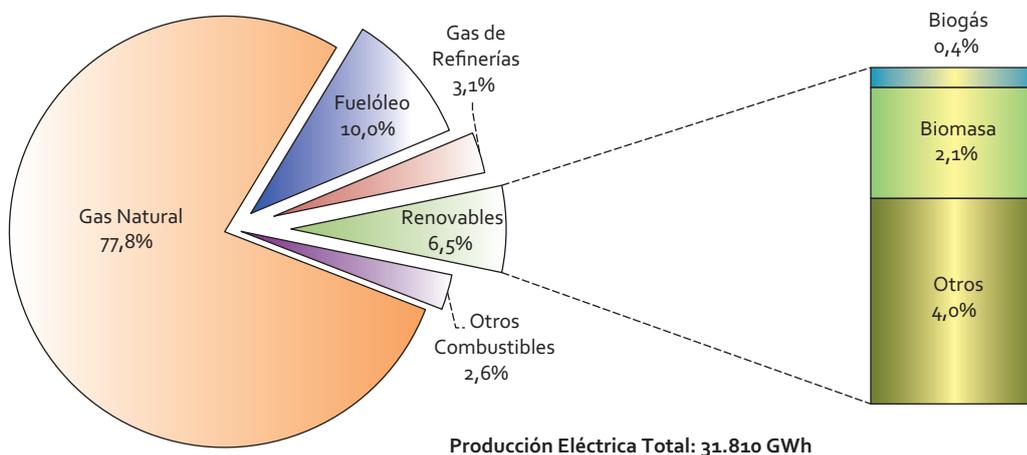
FUENTE: IDAE/MITYC. Datos provisionales.

Según se evidencia del Gráfico 8.30, cerca del 80% de toda la producción eléctrica en 2009 ha sido debida al gas natural, combustible que mantiene su posición de liderazgo frente al resto de fuentes energéticas. En menor medida le han seguido las aportaciones del gas de refinerías y de las energías renovables, sumando ambas cerca del 17% de la producción eléctrica, si bien estas dos fuentes siguen tendencias opuestas. Así, mientras la producción del primero de los combustibles citados ha disminuido en 17%, la asociada a las renovables se ha incrementado en este año en un 51,5%.

En general, la menor producción eléctrica del 2009 ha sido derivada de la disminución en la aportación procedente de todos los combustibles a excepción de los recursos renovables, como ya se ha mencionado, y del fuelóleo y gasóleo. En particular, cabe destacar la evolución favorable de las energías renovables en el sector de la cogeneración, tal y como se puede apreciar en el Gráfico 8.31, mostrando una participante al alza de manera estabilizada a lo largo de la última década. Así, su producción asociada se ha incrementado en el periodo 1998-2009 casi tres veces por encima de la producción total en dicho periodo.

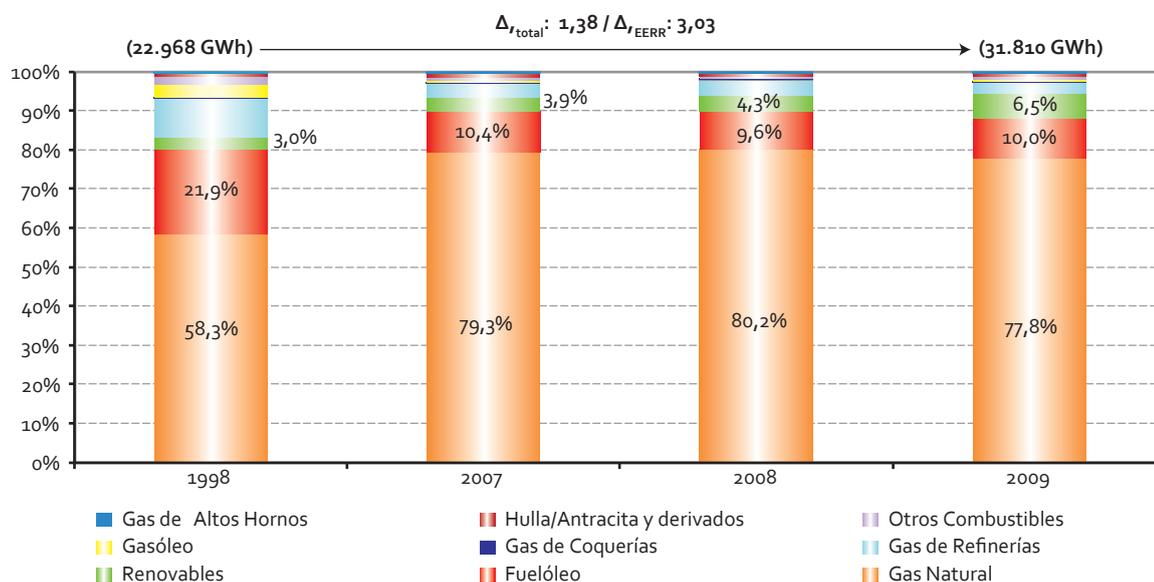


GRÁFICO 8.30.
DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2009



FUENTE: IDAE/MITYC

GRÁFICO 8.31. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES



FUENTE: IDAE/MITYC.

Esta situación ha experimentado una mayor aceleración con posterioridad al 2007.

A nivel geográfico, de acuerdo al Cuadro 8.4, se observa que son cuatro las Comunidades Autónomas

mas donde se concentra más del 50% del total de la potencia total instalada en cogeneración en 2009: Cataluña, Andalucía, Castilla y León y Galicia. No obstante, la situación varía si se contempla conjuntamente la posición relativa respecto al



CUADRO 8.4. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, 2009

	Potencia Eléctrica Total (MW) ⁽²⁾	Reparto CCAA%
Andalucía	926	14,8
Aragón	518	8,3
Asturias	157	2,5
Baleares	16	0,2
Canarias	87	1,4
Cantabria	194	3,1
Castilla y León	586	9,4
Castilla-La Mancha	365	5,8
Cataluña	1.246	19,9
Comunidad de Madrid	188	3,0
Extremadura	13	0,2
Galicia	583	9,3
La Rioja	16	0,3
Murcia	261	4,2
Navarra	109	1,7
País Vasco	425	6,8
Valencia	573	9,2
TOTAL	6.265	100,0

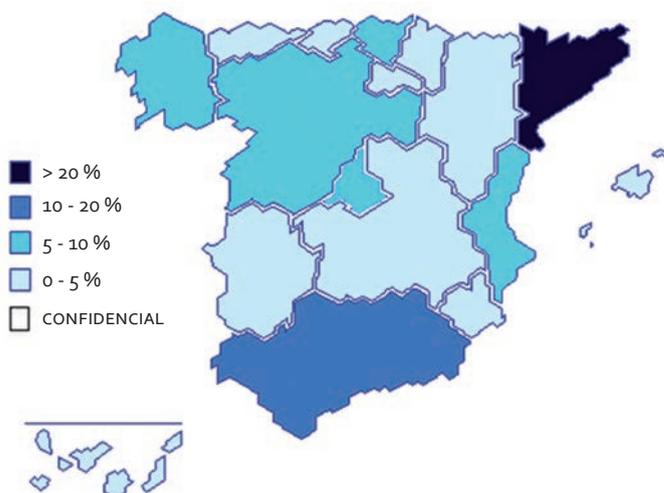
FUENTE: IDAE/MITyC.
⁽²⁾ Datos relativos a Potencia Acumulada.

total de las instalaciones y de la potencia instalada, siendo Cataluña una de las comunidades con mayor homogeneidad en ambos términos, presentando el 20% de la potencia total y el 18% de todas las instalaciones.

La distribución geográfica de las instalaciones de cogeneración presenta un perfil similar al de la regionalización industrial, mostrada en el Gráfico 8.32, encontrándose una cierta correspondencia entre las Comunidades con mayor potencia instalada, Cataluña, Andalucía, Valencia, Galicia y Castilla y León; y aquellas con mayor volumen de negocio industrial, según se desprende de las cifras del 2009 de ventas de productos industriales. El mayor volumen de negocio de estas Comunidades se localiza mayoritariamente en los sectores con mayor representatividad en términos de potencia instalada en cogeneración.

Considerando la heterogeneidad en la potencia instalada, número de instalaciones y el tamaño

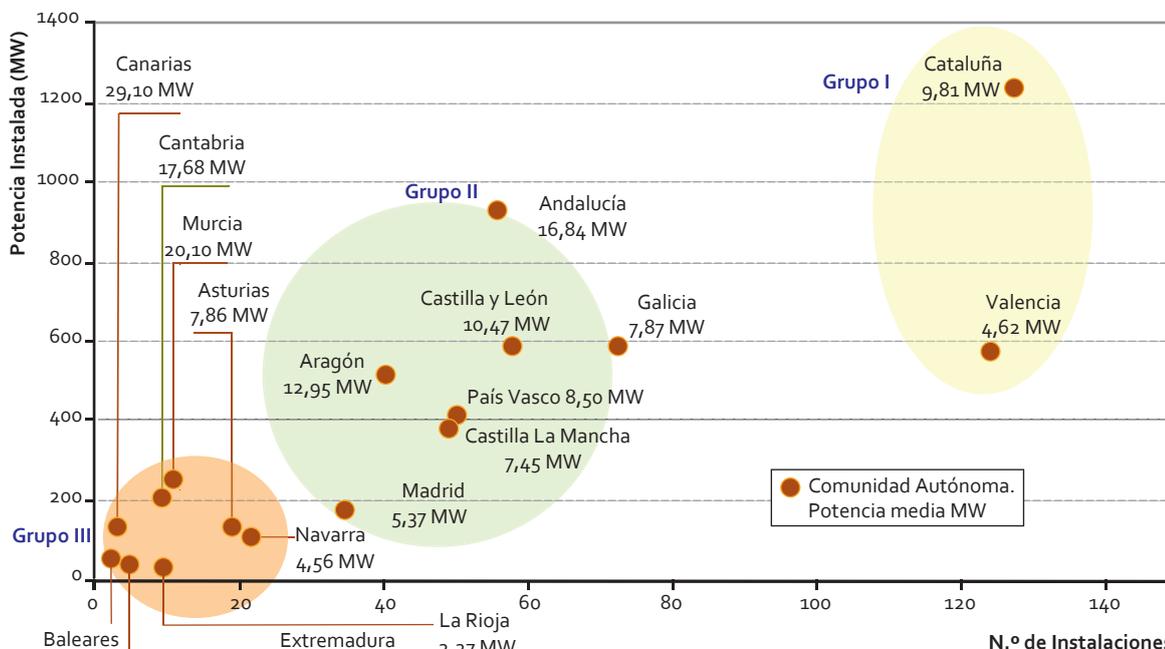
GRÁFICO 8.32. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES, 2009



FUENTE: INE. Encuesta Industrial Anual de Productos. Año 2009.



GRÁFICO 8.33. CLASIFICACIÓN DE LA COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN GRUPOS SEGÚN NÚMERO DE INSTALACIONES Y POTENCIA MEDIA



FUENTE: IDAE/MITyC

Nota:

Grupo I: 4 < Potencia Media < 10 MW y elevado N.º de Instalaciones;
 Grupo II: Potencia Media >= 9 MW (media nacional);
 Grupo III: 2 < Potencia Media < 29 MW y reducido N.º de Instalaciones.

medio de éstas a nivel geográfico, de acuerdo al Gráfico 8.33, se puede realizar una clasificación en tres grupos.

El Grupo I, constituido por aquellas comunidades con elevado número de instalaciones y potencia medida en el rango de 4 a 10 MW. Este es el caso de Valencia y Cataluña con cerca del 30% de la potencia total instalada y el 36% de las instalaciones en operación en 2009.

El segundo grupo, Grupo II, que integra a seis comunidades, Andalucía, Aragón, las dos Castillas, Cantabria y País Vasco, que en general presentan una potencia media superior a la media nacional,

cubriendo el 48% de toda la potencia instalada y el 41% de las instalaciones, y, finalmente, el Grupo III, que al contrario que el Grupo I se caracteriza en general por un reducido número de instalaciones así como por una potencia medida más dispar, en el intervalo de 2 a 29 MW. En este último grupo, se encuentra Canarias, Cantabria, Baleares, Extremadura, La Rioja, Murcia y Navarra, que conjuntamente representan del orden del 8% del total de la potencia instalada y del número de instalaciones.

Un caso aparte es el de Galicia, que se encuentra en un punto intermedio entre los Grupos I y II, y supone el 11% de todas las instalaciones y el 9% de la potencia total.

En lo que respecta al futuro a corto y medio plazo, se espera un impulso favorable derivado de iniciativas legislativas, actualmente en desarrollo, como la regulación de conexión a red de instalaciones de pequeña potencia, lo que supondrá un impulso a las instalaciones de cogeneración de pequeña escala, o bien, de otras recientemente aprobadas, como el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se modifica el artículo 4.3 del RD 661/2007, introduciendo un cambio en el umbral de referencia para la consideración de renovación sustancial a efectos de cobro de la prima, lo que posibilitará la renovación y mejora de eficiencia asociada al parque de cogeneración.

incrementó en un 1,2% con respecto al año anterior, mientras que el consumo primario de energías renovables creció en un 21% —cerca de 2.500 ktep—. Con un consumo de 14,7 millones de tep en 2010, las energías renovables continúan la tendencia del año anterior, aumentado en términos absolutos en un escenario de estabilidad de los consumos primarios contribuyendo en cerca de un 11,1% a satisfacer las necesidades de energía primaria, véase Gráfico 8.34, casi dos puntos porcentuales más que en 2009. Así mismo, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final, nuevo indicador de contribución de las EERR de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, alcanzó en 2010 un 13,2%.

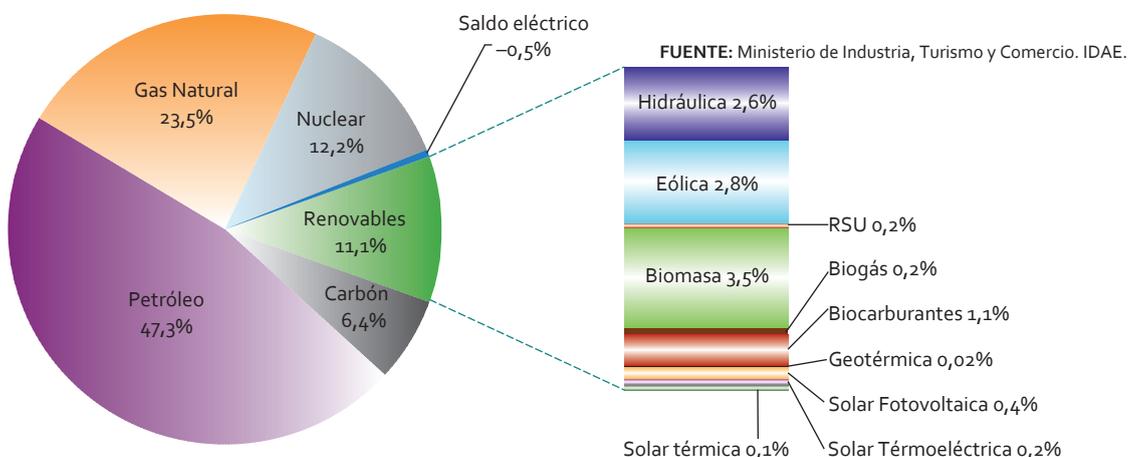
8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las Energías Renovables en 2010

El cierre de datos provisionales del año 2010 muestra que el consumo de energía primaria se

Con respecto a la generación eléctrica, la producción bruta de las energías renovables fue de 97.406 GWh, contribuyendo al 32,4 % de la producción total del año 2010, excluyendo la producción eléctrica derivada de las instalaciones de

GRÁFICO 8.34. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2010. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS





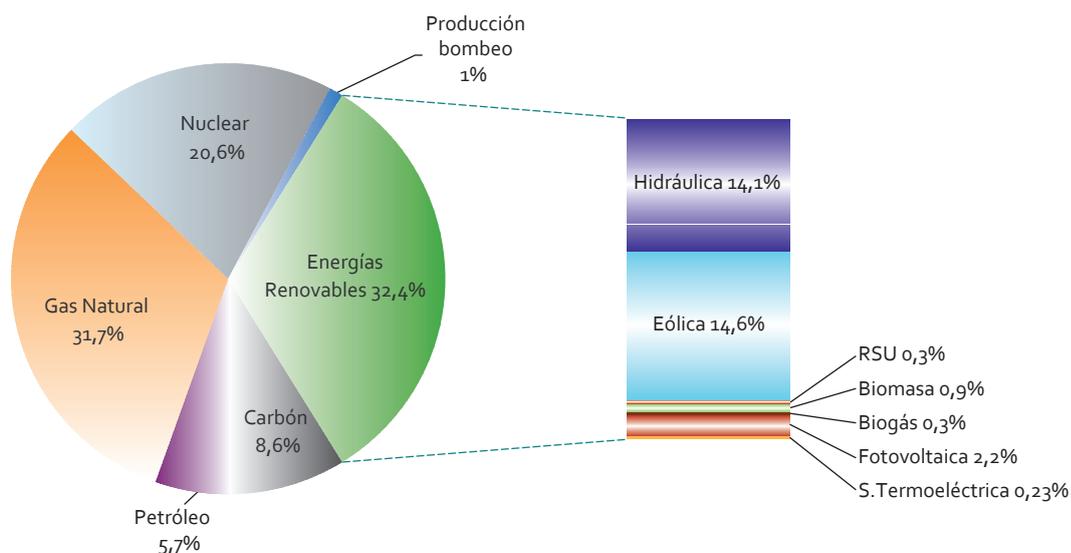
bombeo. Con respecto al año anterior, la producción bruta renovable se ha incrementado en un 31%, pese a la práctica estabilización de la demanda eléctrica en 2010 con respecto a 2009, un 1,5% de incremento. Este hecho constata y confirman de nuevo a las energías renovables como una de las fuentes energéticas predominantes en la aportación al balance eléctrico anual, sobrepasando a la aportación de origen nuclear, 20,6%, y por primera vez superando a la producción eléctrica con gas natural, 31,7%.

Dentro de la producción eléctrica renovable el 88% fue aportado por las energías hidráulica y eólica. Debe destacarse que la hidráulica en 2010 fue superior a la de 2009, duplicándose la producción eléctrica de origen hidráulico. No obstante, pese al buen año hidráulico que supuso 2010, fue la energía eólica la que sostuvo superior aportación en comparación con la

hidráulica, 45% frente a 43%. La energía eólica ha experimentado en 2010 un incremento, en términos de producción, de más de un 15% con respecto al año anterior, como consecuencia, en parte, de su continuo aumento de potencia instalada.

Son importantes los avances en la gestión de la producción eléctrica de las fuentes renovables mencionadas. La eólica e hidráulica total cubren respectivamente un 14,6% y un 14,1% del total de la demanda eléctrica en 2010. Las mayores exportaciones y el funcionamiento de las plantas de bombeo hidráulico, hacen posible que en picos de mayor producción eléctrica renovable, dicha producción mejore su capacidad de gestión, alcanzando cifras mayores del 50% de cobertura de la demanda eléctrica nocturna, concretamente para el caso de la eólica tanto para 2010 como para el pasado 2009.

GRÁFICO 8.35. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2010



FUENTE: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. IDAE.

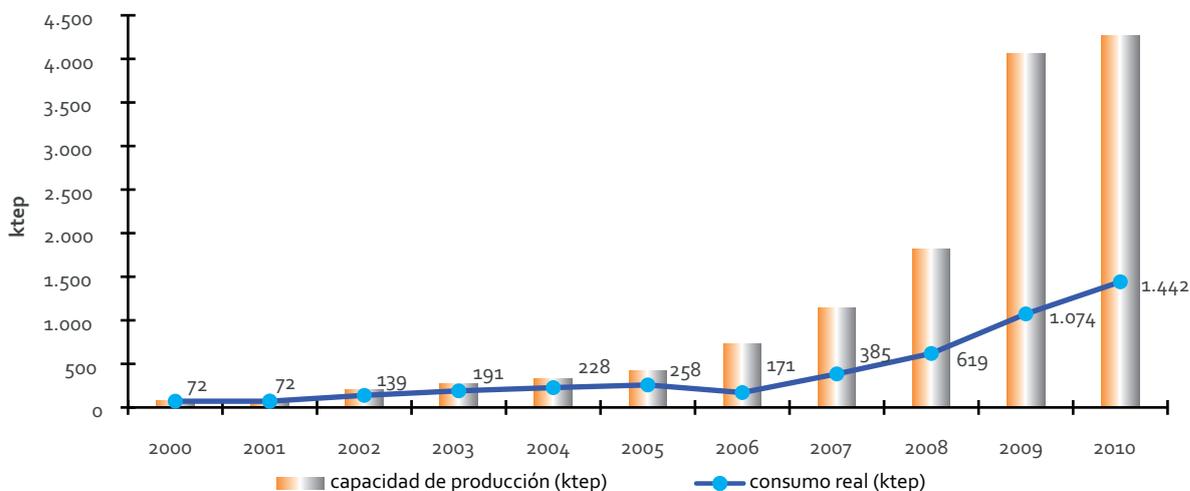
Adicionalmente, dentro del total de la demanda eléctrica renovable, cabe destacar especialmente los aumentos de las producciones derivadas de las tecnologías solares, habiéndose incrementado en un 18% la producción eléctrica en su conjunto. Dentro de éstas, sobresale un año más el crecimiento relativo de la tecnología solar térmica de alta temperatura, cuya producción eléctrica fue cinco veces superior a la de 2009. Confirmando los pronósticos realizados sobre el desarrollo previsto para las tecnologías solares termoeléctricas en los próximos años, se registra su incremento de capacidad de 400 MW en 2010, alcanzando un total de 682 MW instalados a finales de año, capacidad diez veces mayor a la existente en el año 2008.

Para finalizar con las tecnologías solares, y respecto al área fotovoltaica siguiendo los incrementos marcados por los cupos de pre-asignación, su contribución al balance eléctrico en 2010 fue de un 8,9% con respecto a 2009.

Dentro de la actividad de las energías renovables en 2010, también merece mención los progresos realizados en el consumo de biocarburantes, véase Gráfico 8.36, incrementándose en un 34% con respecto a 2009, y de esta manera manteniendo un crecimiento más sostenido que el de dicho año anterior, 73% de incremento en 2009/2008. Así, el consumo alcanzado en 2010 fue de 1.442 ktep.

En cuanto a la capacidad de producción de biocarburantes en España, ésta vuelve a ser una de las protagonistas que ha caracterizado los avances de las energías renovables en nuestro país en los últimos años, creciendo a un 50% de tasa media anual entre 2000-2010. En este último año 2010, las plantas de biocarburantes de nuestro país alcanzaron una capacidad de producción anual de alrededor de 4.271 ktep, a pesar de que en este año se ha registrado la parada de dos plantas de producción de biodiesel.

GRÁFICO 8.36. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE BIOCARBURANTES



FUENTE: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. IDAE.



El consumo de energías renovables en nuestro país, como consecuencia de las diferentes políticas de intensificación de estas energías, viene mostrando desde hace una década una tendencia creciente, únicamente interrumpida en aquellos años especialmente secos. Así, cabe destacar que, aún bajo un marco de estabilidad del consumo primario total, el año 2010 ha conseguido alcanzar un abastecimiento de la demanda con energías renovables de más de 14,6 millones de tep, un 21% mayor que en el año anterior.

Entrando en esta visión de conjunto con respecto a la producción con fuentes de energías renovables, se destaca que tanto la producción de las áreas eléctricas como térmicas, sigue aumentando un año más con respecto al anterior. En el Cuadro 8.5, se muestra que el agregado de las áreas eléctricas llegó a producir cerca de 9,3 millones de tep. Por su parte, el conjunto de las áreas térmicas alcanzó cerca de 4 millones de tep de producción térmica, siendo la biomasa de usos térmicos el área de mayor contribución con 3,7 millones de tep.

Por otra parte, si 2010 se hubiera caracterizado por ser un año tipo medio, el consumo de energías renovables habría superado los 15,7 millones de tep, alcanzando así el objetivo de consumo primario de las fuentes renovables previsto en el PER 2005-2010 del 12%.

El objetivo del anterior Plan de Energías Renovables 2005-2010 en el año 2010 era de un 12% de contribución de las energías renovables sobre el consumo primario total. El 12% suponía un objetivo de energías renovables que comprometía alcanzar los 20 millones de tep de producción

renovable, sobre un total de 168 millones de tep de consumo de energía primaria. Cabe mencionar que el objetivo se estableció en base a una previsión de consumo de energía previsto en 2010, que ha divergido con respecto al consumo primario total registrado este año. Finalmente, el consumo de energía primaria real en 2010 ascendió a 132 millones de tep, cuyo 12% supone 15,8 millones de tep. Bajo la hipótesis de producción energética en un año medio¹, en 2010 se habría alcanzado el umbral de los 15,8 millones de tep con renovables, cifra del objetivo del PER 2005-2010.

A continuación, el Gráfico 8.37 presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990-2010, mostrando la tendencia creciente de consumo de energía primaria para estas tecnologías. A su vez, muestra los objetivos de consumo primario del PER 2005-2010. A modo de balance, cabe destacar que el conjunto de la biomasa, biogás, RSU y biocarburantes destaca por su mayor aporte sobre el total del consumo primario a lo largo del periodo, seguido de la eólica y la hidráulica, en dicho orden.

Dentro de las aportaciones a la contribución renovable, el conjunto formado por la biomasa, biogás RSU y biocarburantes, obtiene un 44% de participación, comparado con el 60% previsto. Le sucede la energía eólica, que ha alcanzado el 26% de contribución, siete puntos porcentuales más que su participación inicialmente definida. La energía eólica es un caso exitoso de cumplimiento también por sus objetivos en potencia instalada,

¹ **Año medio:** «año de referencia tipo» definido en el PER 2005-2010, de acuerdo a las horas medias de funcionamiento y rendimientos considerados en el Plan.

CUADRO 8.5. PRODUCCIÓN CON FUENTES RENOVABLES EN 2010

Producción con energías renovables en 2010				
Producción en	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción en términos de Energía Primaria (Provisional 2010) (ktep)	Producción en términos de Energía Primaria (Año Medio) (ktep) ⁽¹⁾
Generación de electricidad				
Hidráulica (> 50 MW) ⁽²⁾	11.792	27.156	2.175	1.876
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	3.087	10.450	837	531
Hidráulica (< 10 MW)	1.926	4.719	378	513
Biomasa	572	2.703	915	1.529
R.S.U.	115	663	213	312
Eólica	20.203	43.784	3.765	4.170
Solar fotovoltaica	3.642	6.495	558	470
Biogás	177	745	193	330
Solar termoeléctrica	682	691	273	695
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	42.197	97.406	9.307	10.427
Usos térmicos	m ² Solar t. baja temp.		(ktep)	
Biomasa			3.691	3.691
Biogás			34	34
Solar térmica de baja temperatura	2.364,568		183	183
Geotermia			21	21
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS			3.929	3.929
Biocarburantes (Transporte)				
TOTAL BIOCABURANTES			1.442	1.442
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES			14.678	16.479
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)			132.123	132.123
Energías Renovables/Energía Primaria (%)			11,1%	12,0%

⁽¹⁾ Datos de 2010, provisionales. Para las áreas eléctricas, se incluye la producción correspondiente a un año referencia de acuerdo a las horas medias y rendimientos considerados en el PER 2005-2010. Se consideran para ello las potencias en servicio a 31 de diciembre.

⁽²⁾ No incluye la producción con bombeo.
FUENTE: IDAE.

habiendo alcanzado a 31 de diciembre de 2010 los 20 GW de capacidad; su objetivo inicial en el Plan. En tercer lugar, la energía hidráulica ha colaborado con el 23% de contribución renovable, un resultado mayor que el previsto (15,8%) gracias en parte, a la bondad del año hidráulico 2010. Finalmente, las áreas restantes como las tecnologías solares y geotermia, alcanzan contribuciones similares a la previsión del PER (por debajo del 2%); excepto la solar fotovoltaica, que se destaca con un 4% de contribución al porcentaje de renovables 2010.

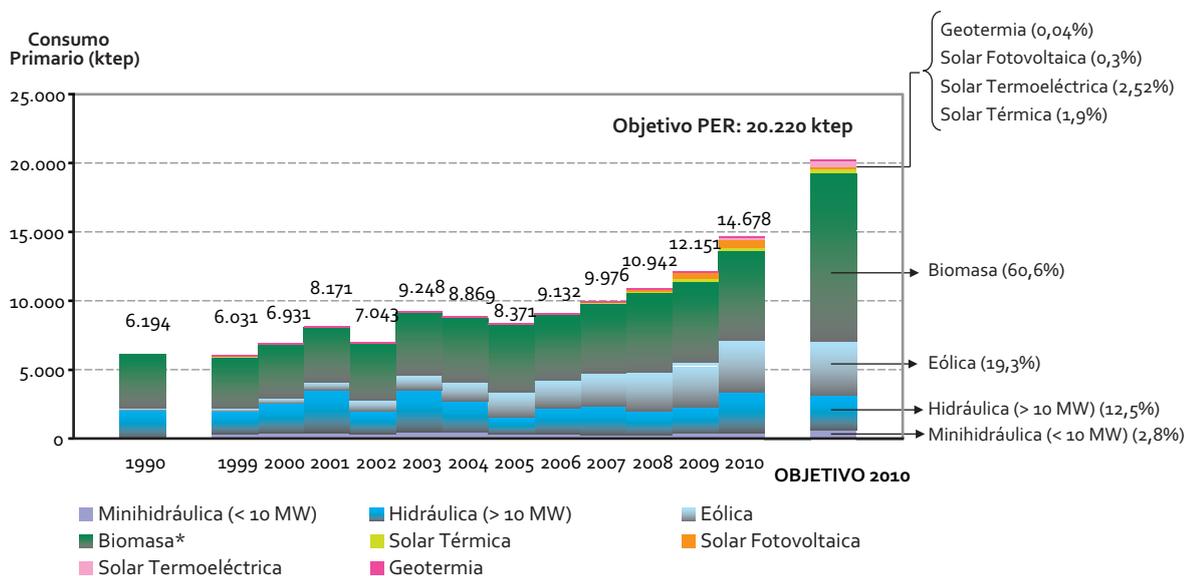
Seguimiento del PER 2005-2010

Los objetivos del ya finalizado Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 suponían mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010. Así mismo, el PER 2005-2010 incorporó otros dos objetivos para el año 2010:

- 29,4% mínimo de generación eléctrica con renovables sobre el consumo nacional bruto de electricidad.



GRÁFICO 8.37. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES



FUENTE: IDAE.

- 5,75% mínimo (5,83% en el desarrollo normativo posterior) de biocarburantes en relación con el consumo de gasolina y gasóleo en el transporte.

Energía renovable respecto a energía primaria

En el año 2004, año de referencia del PER, las energías renovables cubrían el 6,3% del consumo de energía primaria, por lo que durante el periodo de vigencia del PER 2005-2010, este porcentaje se ha visto incrementado en cinco puntos porcentuales, hasta alcanzar el 11,1% citado anteriormente. Si bien esta contribución ha sido ligeramente inferior al objetivo del PER del 12%, para llevar a cabo un adecuado balance y valoración del mismo, conviene tener en cuenta la evolución sectorial registrada por las diferentes energías, así como ciertos aspectos metodológicos.

Durante estos años, ha habido un bajo crecimiento de la biomasa, tanto de usos térmicos como eléctricos, y sin embargo se ha registrado un crecimiento del área fotovoltaica muy superior al previsto. Pero, la metodología internacional empleada para el cálculo de la energía primaria, penaliza las áreas de generación directa de electricidad, hidráulica, eólica y fotovoltaica, cuya transformación a electricidad se considera tiene rendimientos del 100%, frente a las que incluyen procesos térmicos, entre ellas la biomasa, con rendimientos muy inferiores que requieren cantidades superiores de energía primaria para producir la misma electricidad.

Precisamente, para resolver ese sesgo metodológico, la Directiva 2009/28, de energías renovables, establece una nueva metodología para el cálculo de los objetivos a 2020 de contribución de las fuentes de energía renovables, basada en el con-

sumo final bruto de energía. De acuerdo con esa nueva metodología, las energías renovables han representado el 13,2% del consumo final bruto de energía en 2010.

Energías Renovables respecto a generación de electricidad

La generación de electricidad con fuentes de energía renovables ha experimentado un fuerte crecimiento durante la vigencia del PER 2005-2010, en especial en las áreas eólica, solar fotovoltaica y más recientemente en solar termoeléctrica, área esta última que se encuentra en pleno crecimiento.

La generación de electricidad de origen renovable sobre el consumo bruto de electricidad, está calculada como porcentaje bajo dos formas distintas: a partir de los datos reales de producción, y a partir de valores medios normalizados para la generación hidroeléctrica y eólica. De acuerdo con los datos reales de producción, la aportación de electricidad de origen renovable al consumo bruto de electricidad en 2010, un buen año hidráulico, fue de un 32,4%, frente al 17,9% de aportación que hubo en el año de referencia 2004.

Cabe destacar la variabilidad de este porcentaje en función, principalmente, del recurso hidroeléctrico. Es por ello, que también se haya calculado este porcentaje considerando valores de producción medios para energía hidroeléctrica y eólica, utilizando la metodología de normalización que establece la Directiva 2009/28. De esta forma, el porcentaje de energías renovables sobre el consumo final bruto para el año 2010 fue del 29,2%, (frente al 18,5% de 2004).

Consumo de biocarburantes respecto al consumo de gasolina y gasóleo en el transporte

La Ley 12/2007, de 2 de julio, estableció una obligación de uso de biocarburantes, incluida como reforma de la Ley del Sector de Hidrocarburos. Esta obligación, que se ha desarrollado mediante la Orden Ministerial ITC/2877/2008, de 9 de octubre, pretende conseguir un uso mínimo obligatorio de biocarburantes en 2010 equivalente al objetivo establecido en el Plan de Energías Renovables para ese año.

Gracias a la Orden Ministerial citada, en los últimos años el consumo de biocarburantes en España siguió una senda de crecimiento constante, pasando de representar el 0,39% del consumo energético en el sector del transporte en 2004 al 4,99% en 2010. No obstante, perviven importantes barreras a la comercialización de biocarburantes en España, que están ligadas principalmente al bajo desarrollo de los canales de logística y comercialización necesarios para que los consumidores puedan acceder a las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles.

En resumen, podemos decir que estos cinco años de vigencia del PER 2005-2010 se han caracterizado por:

- un fuerte desarrollo global de las energías renovables,
- crecimientos muy importantes en algunas áreas de generación de electricidad, como eólica y fotovoltaica, y en pleno crecimiento la solar termoeléctrica,



- un elevado crecimiento de la capacidad de producción del sector de biocarburantes, aunque su industria afronta una coyuntura problemática,
- un menor crecimiento que lo esperado de los usos térmicos y de la biomasa eléctrica.

El siguiente Gráfico 8.38 sintetiza la comparativa de objetivos y resultados anteriormente mencionados para la evaluación del PER durante el periodo 2005-2010.

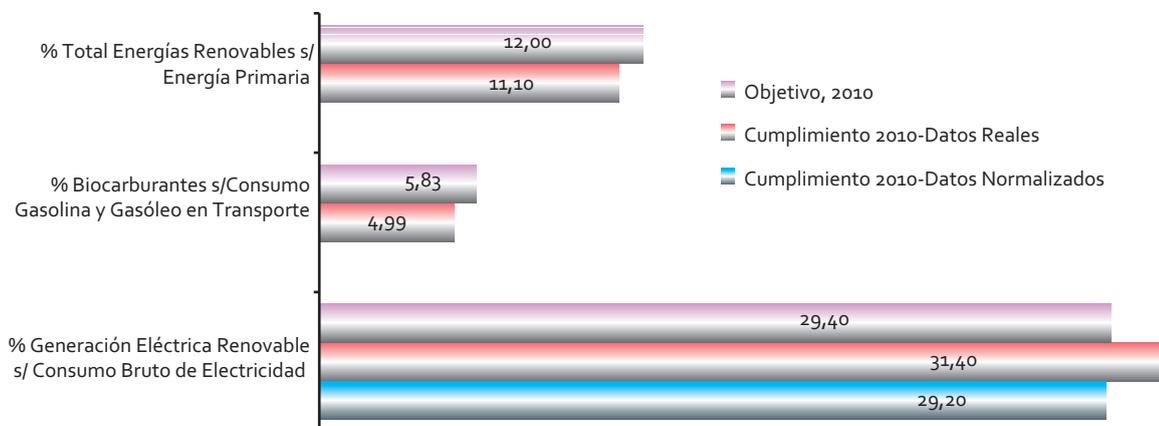
Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020

Con el año 2010 finaliza el periodo quinquenal del Plan de Energías Renovables 2005-2010, y da a su vez paso a un nuevo periodo de planificación para estas fuentes energéticas. La Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del

uso de energía procedente de fuentes renovables, fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10 % de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

En España, el objetivo de la Directiva se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 –mismo objetivo que para la media de la UE–, junto a una contribución del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año. Tal y como la Directiva establecía, España notificó a la Comisión Europea, en junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva, mostrando las trayectorias estimadas para poder cumplir los objetivos propuestos. El siguiente Cuadro 8.6 muestra los obje-

GRÁFICO 8.38. VISIÓN GLOBAL DE RESULTADOS/OBJETIVOS PER 2005-2010



FUENTE: IDAE.

tivos PANER de la energía procedente de fuentes renovables en los diferentes sectores; previsiones principales que se sustraen de dicho documento.

CUADRO 8.6: OBJETIVOS 2020 –PANER–

Fuentes de Energías Renovables Calefacción y Refrigeración (%)	18,9%
Fuentes de Energías Renovables Electricidad	40,0%
Fuentes de Energías Renovables Transportes	13,6%
Cuota global de Fuentes de Energías Renovables	22,7%

FUENTE: PANER.

Por su parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renovables para su aplicación en el período 2011-2020 (PER 2011-2020). Conviene detallar las diferencias entre estos dos planes:

Mientras que el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) responde a los requerimientos y metodología de la Directiva de energías renovables, ajustándose al modelo de planes de acción nacionales adoptado por la CE, el PER 2011-2020, se encuentra paralelamente en elaboración como parte de la planificación propia de energías renovables en nuestro país, existente antes del PANER. El PER incluirá todos los elementos esenciales del PANER, y será coincidente en objetivos, aunque incluirá análisis adicionales no contemplados en el PANER, como un detallado análisis sectorial que contendrá, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes. El PER 2011-2020, ya ha comenzado el proceso de Evaluación

Ambiental Estratégica, de acuerdo con la legislación vigente en España.

Descripción de los Escenarios Energéticos considerados

Para la elaboración del PANER, y en sintonía con los requerimientos de la Directiva 2009/28/CE, de Energías Renovables, y con el modelo para la elaboración de planes de acción nacionales de energías renovables, de la CE, se han inferido las evoluciones a futuro del consumo energético considerando dos escenarios: el Escenario de Referencia y el Escenario de Eficiencia Energética Adicional.

El Escenario de Referencia se corresponde con un escenario que únicamente tiene en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta el año 2010, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012 y su Plan de Acción 2008-2012.

En contrapartida, el Escenario de Eficiencia Energética Adicional, parte del anterior Escenario de Referencia, y contempla además los nuevos ahorros desde al año 2011 derivados del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para España que se encuentra en elaboración, incorporando así un importante paquete de medidas de eficiencia energética al horizonte 2020 que permitirán reducir de la demanda de energía primaria.

Al margen de las diferencias, ambos escenarios comparten, en su prospectiva a futuro, los principales parámetros socio-económicos, producto



interior bruto (PIB) y población, así como la evolución prevista de los precios internacionales del petróleo y del gas natural, diferenciándose en las medidas de ahorro y eficiencia energética consideradas.

En la elaboración del PANER, ha sido necesario presentar las previsiones del consumo final bruto de energía en España durante el periodo 2010-2020, para la hipótesis de referencia, o escenario de referencia, y para la hipótesis de eficiencia energética adicional, o escenario de eficiencia energética adicional. Así mismo se ha requerido describir en base a ellas, unos objetivos y trayectorias sectoriales de cumplimiento para dicho periodo.

Visión de conjunto de las medidas para alcanzar los objetivos. Síntesis

De cara a adquirir una visión de conjunto de todas las políticas y medidas destinadas a fomentar la utilización de energía procedente de fuentes renovables, se detalla a continuación un breve resumen de la esencia de cada conjunto de ellas:

Medidas generales

Las pertenecientes a una tipología reglamentaria, abarcan el desarrollo de marcos adecuados para la simplificación de procedimientos administrativos, especialmente para las autorizaciones de proyectos de EERR para aplicaciones térmicas. Así mismo también se incluirán desarrollos de líneas de investigación e innovación sobre prototipos de aprovechamiento de energías renovables.

Por su parte, las de tipología financiera se centran en un apoyo claro a la I+D+i en sistemas de almacenamiento de energía, manteniendo una participación pública activa en el sector de la innovación y estableciendo programas de apoyo anuales encaminados a la reducción de costes de generación, principalmente, en las tecnologías eólica y solar. Cabe también mencionar el desarrollo de tecnologías marinas específicas, especialmente dirigidas al despliegue en aguas profundas. Por último, destacar el apoyo financiero a la implantación de plataformas experimentales nacionales de primer nivel y alta especialización, con reconocimiento internacional.

Medidas en el campo de la generación eléctrica con energías renovables

Entre las medidas de tipo regulatorias se encuentran las destinadas a virar hacia un sistema de redes inteligentes y la promoción de instalaciones de fuentes renovables destinadas al autoconsumo. Más específicamente se prevé la planificación de infraestructuras de evacuación eléctrica asociadas a los proyectos marinos. Hay un interés claro en fomentar el aumento de la capacidad de almacenamiento energético mediante nuevas centrales de bombeo, y medias como la potenciación de la gestión de la demanda en tiempo real, establecer un cupo de proyectos experimentales, y crear una nueva regulación para la conexión de las instalaciones de pequeña potencia.

Entre las medidas con carácter financiero, cabe destacar la puesta en servicio de nuevas interco-

nexiones internacionales, especialmente con Francia. Otras medidas financieras que precisan también de impulso regulatorio consisten en establecer un marco retributivo estable, predecible, flexible, controlable y seguro para los promotores y el sistema eléctrico. A su vez, la Planificación vigente para los Sectores de Gas y Electricidad está siendo revisada para adecuarla al desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte.

Medidas en el campo del aprovechamiento térmico de las energías renovables

Entre las actuaciones que se prevén de tipo regulatorio, destaca el desarrollo de disposiciones para la inclusión de las EERR térmicas y las redes de calefacción en los sistemas de certificación energética de edificios. Adicionalmente se prevé la mejora de los puntos relativos a las EERR térmicas en los códigos técnicos y reglamentos sobre instalaciones térmicas en la edificación. Otro tipo de actuación reglamentaria consiste en la introducción, a través de Ordenanzas Municipales, de las EERR térmicas y los sistemas de calefacción centralizada.

Entre las actuaciones de carácter financiero destaca la financiación de proyectos y promoción de las sociedades de servicios energéticos dentro del ámbito de las EERR térmicas. Así mismo, será necesario el establecimiento de un Sistema de Incentivos al Calor Renovable para EERR térmicas (ICAREN), en paralelo con el mantenimiento del sistema de ayudas a la inversión en este tipo de proyectos.

Medidas en el campo del aprovechamiento de biocarburantes

En el área de biocarburantes se contemplan medidas reglamentarias como el desarrollo de especificaciones técnicas para B30 y E85, o como el diseño e implantación de un sistema AENOR de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción de biocarburantes. Así mismo, se diseñará un sistema de control de sostenibilidad en toda la cadena de valor de los biocarburantes comercializados en España, cumpliendo así con la Directiva 2003/28/CE.

Entre otras, también se modificará la ley de impuestos especiales (permitiendo el uso de biogás como carburante en vehículos), y se adaptará el esquema de obligación de uso de biocarburantes en el transporte, más allá de 2010. El Programa Nacional de Apoyo al Desarrollo Tecnológico en este sector dará un impulso a los productos de segunda generación y las biorefinerías. De cara a la actuación ejemplarizante de las AAPP, se prevé primar la compra de vehículos para el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes (ya sea en sus flotas como en las concesiones de transporte).

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

Las principales novedades legislativas en materia de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables correspondientes al año 2010 se destacan a continuación:



EFICIENCIA ENERGÉTICA

I. PLAN DE ACCIÓN 2008-2012 DE LA E4:

PLAN DE ACTIVACIÓN DEL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA 2008-2011

- Resolución de 14 de enero de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros del 11 de diciembre de 2009, por el que se aprueba el plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado.

La presente Resolución tiene por objeto dar publicidad al Acuerdo de Consejo de Ministros de 11 de diciembre de 2009 por el que se aprueba el plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado, siendo los objetivos de dicho Plan conseguir que 330 centros consumidores de energía, pertenecientes a la AGE, bajo la modalidad de contratos de servicios energéticos, reduzcan su consumo de energía en un 20% en 2016, según establece el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado (PAEE-AGE); y dinamizar el mercado de servicios energéticos, tal como propone la Directiva 2006/32/CE.

Este Plan supondrá una inversión de 2.350 M€, para lo cual el IDAE financiará una línea de apoyo para la preparación de ofertas de 4,2 M€ y articulará subvenciones a las inversiones a cargo de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4) por valor de 52,2 M€.

- Resolución de 10 de febrero de 2010, de la Secretaría General de Industria, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 2009, por el que se modifica la normativa reguladora de los préstamos previstos en el Plan elaborado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para la renovación del parque automovilístico (Plan VIVE 2008-2010).

La evolución del Plan VIVE ha sido muy positiva, habiéndose agotado los fondos previstos para 2008-2009 a finales de junio de 2009. Adicionalmente, se aprobó un nuevo marco de ayudas directas para la adquisición de vehículos denominado Plan 2000 E, aprobado por RD 898/2009, de 22 de mayo. Ante su favorable evolución, el Gobierno, mediante RD 1667/2009, de 22 de noviembre, autorizó su prórroga ampliando su alcance en 80.000 vehículos adicionales, dando lugar a la continuidad de dicho Plan en 2010, incluyéndose la dotación presupuestaria prevista para el mismo en los presupuestos generales del Estado para 2010.

Con relación a lo anterior, el Plan 2000 E pasa a sustituir al Plan VIVE en 2010, por lo que resulta necesario modificar el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se establecía la normativa reguladora del Plan VIVE 2008-2010, debiéndose hacer pública dicha modificación mediante la presente Resolución.

- Plan 2000ESE para promover la eficiencia energética en edificios públicos

El Plan de impulso a la contratación de servicios energéticos, aprobado por Consejo de Ministros

del 16 de julio de 2010, tiene como fin principal la conversión de los centros públicos y privados españoles en edificios eficientes desde el punto de vista energético. El Plan conocido, como el Plan 2000ESE, tiene por destinatarios edificios identificados como Centros Consumidores de Energía (CCE), entendiéndose por éstos aquéllos con potencial de ahorro energético y/o de aprovechamiento de energías renovables, donde resulta aconsejable y rentable aplicar medidas de ahorro y eficiencia energética y de incorporación de energías renovables bajo un «contrato de servicios energéticos» a cargo de una Empresa de Servicios Energéticos. Para su ejecución se articula un conjunto de medidas dirigidas a la reducción del consumo energético de los edificios destinatarios en al menos un 20%. Las medidas de ahorro y eficiencia energética serán la herramienta principal, complementándose con la introducción paulatina de las energías renovables como estrategia de gestión de la demanda energética.

El Plan distingue un programa dirigido al Sector Público que se desglosa en tres subprogramas de actuación en función de la titularidad de los Centros Consumidores: Subprograma Administración Local, Subprograma Administración Autonómica y Subprograma Administración General del Estado. En conjunto, serán 2.000 los centros que se identificarán: 1.000 pertenecientes a la Administración Autonómica y Local y los otros 1.000 a la Administración General del Estado. Para alcanzar este número, la AGE ampliará el alcance del Plan de Activación de la Eficiencia Energética en los Edificios de la AGE, de forma que se pase de los 330 centros previstos a los 1.000. Los CCE que se acojan al Subprograma de la Administración

Autonómica o Local deberán tener una facturación energética y de mantenimiento superior a 200.000 €/año.

Las inversiones que realicen las ESEs dentro de este Plan podrán recibir financiación a cargo de distintas líneas de ayudas tanto relativas a los Subprogramas de la Administración Autonómica y Local, como a nivel de las Comunidades Autónomas, a las que se suma la financiación del Fondo de Economía Sostenible - Línea ICO Economía Sostenible.

- **Estrategia integral para el impulso del vehículo eléctrico en España**

La presente Estrategia tiene por objetivo facilitar la introducción de 250.000 vehículos eléctricos o enchufables en España en 2014, cifra que asciende a 1.000.000 de vehículos al considerar los vehículos híbridos.

El impulso del VE deberá superar las barreras a su introducción en el mercado, a través de cuatro líneas de actuación: El impulso a la demanda y la promoción del uso del VE; Fomento de su industrialización y de la I+D+i específica para el VE; Desarrollo de la infraestructura de carga y su gestión energética; Actuaciones horizontales que agrupan aspectos comunes a las líneas estratégicas anteriores o no específicas de alguna de ellas.

Estas líneas estratégicas están estructuradas en Programas cuya concreción temporal de acciones se especificaran en dos Planes de Acción. Así, esta Estrategia será concretada y pormenorizada en un primer Plan de Acción 2010-2012, que será actua-



lizado para la segunda mitad de la vigencia de la estrategia, momento en que ya será más abundante la oferta de vehículos y se conocerá con más certeza la evolución de estas tecnologías claves. El Plan de Acción 2010-2012 traslada las grandes líneas de actuación recogidas en la Estrategia a acciones concretas para permitir sentar las bases que permitan implantar el vehículo eléctrico. El Plan consta de 15 medidas: cuatro de estímulo a la demanda, tres de industrialización e I+D+i, cuatro de infraestructura y gestión de la demanda y cuatro de tipo transversal.

El Plan de Acción 2010-2012 plantea alcanzar al final de su periodo de vigencia un volumen de 70.000 vehículos eléctricos matriculados en España, para lo cual prevé un apoyo público total de 590 M€.

- **Resolución de 20 de diciembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica la Resolución del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se establecen las bases reguladoras para la segunda convocatoria del Programa de Ayudas del IDAE para la Adquisición y Uso de Vehículos Eléctricos, en el marco del Proyecto Piloto de Movilidad Eléctrica, dentro del Plan de Activación del Ahorro y la Eficiencia Energética 2008-2011 y del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012**

El Proyecto MOVELE es una de las medidas previstas por el Plan de Activación 2008-2011 en el ámbito de la movilidad. A objeto de facilitar la ejecución de este Proyecto, la presente resolución

establece las bases reguladoras de la segunda convocatoria de ayudas del IDAE para la adquisición y uso de vehículos eléctricos.

La financiación del presente Programa se realizará con cargo al presupuesto específico habilitado por el IDAE, por importe de 5 M€, en el marco del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012. El importe de las ayudas por vehículo será determinado en función de la tipología tecnológica y la categoría o segmento a la que pertenezca dicho vehículo. Asimismo, este importe oscilará entre el 15% y el 20% del precio sin impuestos del vehículo, en función de la eficiencia energética del mismo. Los vehículos susceptibles de ayudas deberán figurar en un catálogo de vehículos creado a tal efecto, y publicado en la página Web de IDAE. El plazo de solicitud de estas ayudas está abierto hasta el 31 de marzo de 2011, o bien, cuando se agote el presupuesto del Programa. Las solicitudes de ayudas se canalizarán a través de los comercios y concesionarios de vehículos adheridos al Programa.

II. ORDENANZAS DE ALUMBRADO

Desde el año 2006 se vienen intensificado las actuaciones relativas a la incorporación de ordenanzas de alumbrado exterior y de contaminación lumínica en diversos municipios españoles, contabilizándose en el año 2010 un total de ocho que se han sumado a los ya existentes. La mayoría de estas ordenanzas se encuentran actualmente aprobadas o en fase final de tramitación, registrándose la mayor actividad en la región de Mur-

cia, y en menor medida en las Comunidades de Navarra, Cataluña y Andalucía.

En lo sucesivo, se espera un mayor dinamismo en la aprobación e incorporación de este tipo de ordenanzas como respuesta a los requerimientos medioambientales, cada vez más exigentes, entre los que se destaca la aprobación de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera,

III. INDUSTRIA

- **Plan Integral de Política Industrial 2020 (PIN2020)**

El Plan Integral de Política Industrial 2020 (PIN2020), aprobado en el Consejo de Ministros del 10 de diciembre de 2010, es una de las actuaciones sectoriales previstas en la Estrategia de Economía Sostenible, aprobada en diciembre de 2009, mediante la cual se pretende renovar el modelo de crecimiento de la economía española, haciéndolo más eficiente en el uso de recursos y más sostenible en los ámbitos económico, medioambiental y social. Para ello, trata de recuperar el protagonismo de la industria como motor de crecimiento y de creación de empleo, creando un marco favorable de carácter estructural, que configure la política industrial de la próxima década, e impulsando la competitividad.

El Plan PIN2020 comprende 124 actuaciones relativas a 26 ámbitos, estructurados en cinco ejes de actuación estratégicos, de impacto económico estimado en 83.000 M€ en el periodo 2011-2015. Los ejes entorno a los cuales se estructura el Plan

son: la competitividad de la Industria; I+D+i; las PYMES; la internacionalización; los sectores estratégicos. El primer eje, de coste superior a 31.300 €, integra medidas orientadas a reducir los costes de producción (energéticos, etc.), a fin de aumentar la productividad y mejorar el marco institucional de manera favorable al crecimiento económico. Incluye, entre otras medidas, la liberalización de los mercados del gas y de la electricidad, nuevas normativas para regular la producción del régimen especial, y la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4). El eje relativo a los sectores estratégicos, de coste próximo a 9.400€, tiene como objetivo reforzar los sectores industriales considerados estratégicos, entre éstos, la automoción, el sector aeroespacial, la biotecnología, la industria de protección medioambiental, las energías renovables, la eficiencia energética y la agroalimentación.

ENERGÍAS RENOVABLES

- **Real Decreto 191/2010, de 26 de febrero, por el que se modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio**

El presente real decreto, en vigor desde el día 1 de abril de 2010, procede al desarrollo reglamentario que precisa la transposición de la Directiva 2008/118/CE, relativa al régimen general de los impuestos especiales. Mediante el mismo se procede a la modificación del Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado mediante el RD 1165/1995, de 7 de julio, lo que afecta a numerosos preceptos, incorporando mejoras en la gestión y



control de los impuestos especiales de fabricación. Según esto, se introducen modificaciones exigidas por la necesaria actualización de la normativa para su adaptación a los nuevos procesos tecnológicos, de fabricación y de tratamiento de la información, así como para el cumplimiento de los permanentes objetivos de simplificar procedimientos y reducir formalidades.

En lo relativo a los biocarburantes o biocombustibles se incluyen precisiones relativas al control de las operaciones relacionadas con el incentivo fiscal a estos productos, posibilitando además la realización de mezclas con carburantes o combustibles convencionales en buques. Estas novedades se recogen en la modificación del RD 1165/1995 en los artículos 105, relativo a Proyectos piloto relativos a biocarburantes y biocombustibles, y 108 bis, relativo a la aplicación de los tipos impositivos de biocarburantes y biocombustibles.

- **Real Decreto 1088/2010**, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

El presente real decreto, en vigor desde el 5 de septiembre de 2010, transpone la Directiva 2009/30/CE en lo que se refiere a las especificaciones de gasolinas y gasóleos, modifica aspectos relativos al uso de biocarburantes e introduce modificaciones en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior. Para ello, se ha procedido a la modificación del RD 61/2006, en aspectos tales

como el mantenimiento de un periodo de transición en el que se asegure el suministro continuado de gasolina adecuada para los vehículos más antiguos, que encuentran mayores limitaciones en el uso de biocarburantes, la admisión de gasolinas comercializadas con menores índices de octano a objeto de favorecer el cumplimiento de los objetivos nacionales de biocombustibles, así como la cobertura de información adecuada por parte de los suministradores en cuanto a mezclas de gasolinas y gasóleos con bioteanol y biodiesel respectivamente.

- **Real Decreto 1738/2010**, de 23 de diciembre, por el que se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013.

El objeto del presente RD, desde el 25 de diciembre de 2010, es el establecimiento de los objetivos anuales obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte, para los años 2011, 2012 y 2013, de modo que se facilite el cumplimiento de los objetivos energéticos de introducción de energías renovables en el transporte, fijados en la normativa comunitaria. A tal fin, se fijan tres objetivos de contenido energético mínimo, en relación al contenido energético en gasolinas, en gasóleos y en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos tomando como referencia los objetivos indicativos recogidos en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2010-2020.

Objetivos (%)	2011	2012	2013
Biocarburantes	5,9	6,0	6,1
Biocarburantes en diesel	3,9	4,1	4,1
Biocarburantes en gasolina	3,9	4,1	4,1

Los porcentajes indicados se calcularán, para cada uno de los sujetos obligados, de acuerdo con las fórmulas recogidas en la referida Orden ITC/2877/2008.

Estos objetivos son de aplicación a los sujetos obligados de acuerdo a la Orden ITC/2877/2008, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, quienes deberán acreditar anualmente ante la entidad de certificación las siguientes titularidades de una cantidad mínima de certificados de biocarburantes totales, en diesel y en gasolina, de forma que permitan cumplir con los anteriores objetivos.

- **ORDENANZAS SOLARES**

A partir del año 2001, fecha en que tuvo lugar la publicación por el IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos, ha sido intensa la actividad a nivel nacional en cuanto a la elaboración y aprobación de ordenanzas solares, tanto de aprovechamiento de energía térmica como fotovoltaica.

En el año 2010 han sido dieciséis los municipios con incorporaciones de ordenanzas solares, encontrándose la mayor parte de ellas aprobadas. Geográficamente, la inmensa mayoría, como es habitual, se localizan en el área mediterránea, principalmente en la Comunidad Catalana, y en menor medida en la Comunidad Catalana y en la Región de Murcia.

Se prevé que la tendencia al alza ya iniciada se mantenga tal y como cabe esperar del impacto de

la legislación relativa a la edificación así como del nuevo Plan de Energías Renovables, 2011-2020 sobre el sector de la energía solar.

REGIMEN ESPECIAL

- **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

El presente RD, en vigor desde el 24 de noviembre de 2010, procede a la adecuación del régimen especial mediante la redefinición de conceptos y procedimientos de manera acorde a la evolución reciente de las tecnologías contempladas en el régimen especial. Así, entre diversas adaptaciones, a efectos de la renovación del régimen económico, se redefine el concepto de «modificación sustancial» de una instalación, indicando los requisitos necesarios para tal consideración según la tecnología, lo que en el caso de la cogeneración deberá implicar «alta eficiencia». Asimismo, se introduce la obligatoriedad de adscripción a un centro de control para todas las instalaciones de potencia igual o superior a 10 MW como condición necesaria para la percepción de la tarifa o prima, según el caso. Esto último, igualmente, estará supeditado al cumplimiento obligatorio de una serie de requisitos de respuesta frente a huecos de tensión en el caso de las instalaciones eólicas y las instalaciones o agrupaciones de instalaciones fotovoltaicas de potencia superior a 2 MW. Por otra parte, se incorpora la exigencia de instalación de equipos de medida en las instalaciones del régimen especial como



requisito previo al vertido de su producción eléctrica a la red.

Finalmente, se contempla la posibilidad de establecer una retribución adicional a la retribución de mercado en el caso de instalaciones innovadoras de tecnología solar termoeléctrica, mediante un procedimiento de concurso y hasta un máximo de 80 MW, en el que se valorarán por un lado el carácter innovador y de oportunidad y, por otro, la oferta económica a la baja respecto del régimen económico previsto en el RD 661/2007, con una ponderación respectiva de 60 y 40 sobre cien.

- **Real Decreto 1614/2010**, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.

El objetivo de este RD, en vigor desde el 9 de diciembre de 2010, es la regulación de ciertos aspectos económicos relativos a las instalaciones de tecnología eólica y solar termoeléctrica de potencia superior a 50 MW, a fin de mejorar la aplicabilidad del Real Decreto-ley 6/2009, en lo referente a estas tecnologías, de modo que se garantice la seguridad jurídica y la rentabilidad económica de manera acorde a la evolución tecnológica, las condiciones de mercado y los objetivos energéticos establecidos. Con tal fin, se procede a introducir ciertas modificaciones en el régimen especial, como la limitación de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima que pasarán a definirse como la relación entre la producción neta anual y la potencia nominal. Para ello, el presente real decreto incorpora

unos límites de horas equivalentes de referencia según se trate de tecnología eólica o solar termoeléctrica, así como de las tipologías tecnológicas en cada caso. La Comisión Nacional de la Energía establecerá una metodología de cómputo de horas y horas equivalentes de funcionamiento, y un procedimiento de compensación en función de la relación de éstas con los límites de referencia fijados.

Asimismo, se garantiza que las revisiones del régimen económico no afectarán a las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica ya inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones del Régimen Especial, mientras que en el caso de las instalaciones eólicas acogidas al RD 661/2007 se establecerá transitoriamente una prima de referencia hasta el 31 de diciembre de 2012, restableciéndose el régimen retributivo a partir de entonces. Por otra parte, las instalaciones eólicas con puesta en marcha anterior al 1 de mayo de 2010 no inscritas en el Registro de Preasignación antes de la entrada en vigor de este real decreto, tendrán derecho al régimen económico regulado por el mismo, hasta completar la inscripción en el citado Registro de una potencia de 300 MW.

DOTACIÓN PRESUPUESTARIA

- **Orden ITC/1053/2010**, de 19 de abril, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a la tarifa eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasis-tas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2010, para la ejecución de las medidas del



plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan.

Esta orden tiene por objeto la definición del procedimiento de la transferencia desde la cuenta específica de la CNE al IDAE de los fondos previstos según la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, como en la Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2010 y se actualizan determinados aspectos relativos a la retribución de las actividades reguladas del sector gasista. Asimismo, mediante esta orden se establecen los mecanismos de liquidación y los criterios para la ejecución, en el año 2010, de las medidas previstas en el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4), con el fin de que puedan ser gestionados por el IDAE.

El importe de los fondos disponibles en 2010 con cargo a la tarifa eléctrica, con cargo a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas ascienden respectivamente a 308,9 y 57 M€.

- **Ley 39/2010**, de 22 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2011.

Los Presupuestos Generales del Estado para el año 2011, junto con la recientemente aprobada

Ley de Economía Sostenible, se configuran como pilares fundamentales para sentar las bases de una recuperación sólida cimentada en la transformación de nuestro modelo de crecimiento. En esta línea resulta fundamental seguir priorizando la inversión en I+D+i, en educación y en infraestructuras, como elementos esenciales del nuevo modelo.

En lo que respecta a la dotación presupuestaria destinada al ámbito energético, cabe destacar las asignaciones de 2.800 M€ en concepto de actuaciones relativas a la industria y energía, 9.577 M€ en infraestructuras, y 8.586 M€ en I+D+i, considerándose prioritarias, entre otras, las actividades de investigación, desarrollo e innovación en el área energética.

Al igual que en años anteriores, La presente Ley, pone a disposición del IDAE una dotación presupuestaria para el desarrollo de actuaciones previstas en el ejercicio del 2011 en el marco del *Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4)*, que serán financiadas con cargo a las tarifas de acceso de gas natural y electricidad.

LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGETICO E IMPULSO DE LA PRODUCTIVIDAD

- **Proyecto de Ley de Economía Sostenible**

El Consejo de Ministros aprobó el 19 de marzo de 2010 el Proyecto de Ley de Economía Sostenible. Esta Ley constituye la pieza central de la Estrategia para la Economía Sostenible, un plan global de reformas estructurales que tiene como finalidad



modernizar el patrón productivo e impulsar la recuperación de la economía española por una senda de crecimiento equilibrado y generador de empleo.

Asimismo, la presente Ley se articula a través de medidas horizontales dirigidas tanto a agentes públicas como privados, organizadas en torno a tres grandes ejes: mejora del entorno económico; mejora de la competitividad; y sostenibilidad ambiental.

En relación al primero de los ejes, se incluyen reformas en el sector público orientadas a garantizar un entorno económico eficiente y de apoyo a la competitividad de las empresas y la economía españolas, considerando con carácter no excluyente medidas como la reforma de los organismos reguladores, la reforma del mercado financiero, la reforma de los mercados de seguros y fondos de pensiones, la eficiencia en la contratación pública y la colaboración público-privada.

Respecto a la mejora de la competitividad, se impulsan tres ejes fundamentales en la competitividad de los agentes económicos: el desarrollo de la Sociedad de la Información, la vinculación con las actuaciones de I+D+i y la formación de los trabajadores.

En cuanto a la sostenibilidad ambiental, se impulsa la sostenibilidad del modelo energético, fijándose el objetivo nacional de una reducción de un 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero y de un consumo del 20% de energías renovables sobre el total de consumo de energía final bruto, para el año 2020. Igualmente, en la lucha

contra el cambio climático se impulsa el incremento en la capacidad de absorción por sumideros, en particular, los vinculados al uso forestal; la compensación voluntaria de emisiones de CO₂, en sectores que deben reducirlas y no están sujetos al comercio de derechos de emisión y, también, la constitución de un fondo público para adquirir créditos de carbono, mejorando además el régimen fiscal de deducción de los gastos efectuados en inversiones destinadas a la protección del medio ambiente. Por otra parte, se promueve la transformación del sector del transporte, para incrementar su eficiencia económica y medioambiental y la competitividad en el mismo.

La Estrategia se complementa con dos Fondos: el Fondo para la Economía Sostenible, dotado con 20.000 M€ destinado a la financiación de proyectos de inversión por parte del sector privado en los sectores y actividades prioritarios para la sostenibilidad; y el Fondo Estatal para el Empleo y la Sostenibilidad Local, dotado con 5.000 M€, dirigido al impulso, entre otros, del desarrollo de parques científicos y tecnológicos; al despliegue y acceso a las redes de telecomunicaciones de nueva generación; a proyectos de ahorro y eficiencia energética; de energías renovables; de movilidad urbana sostenible.

- **Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo**

Mediante la aprobación del presente real decreto-ley, en vigor a partir del 14 de abril, se procede a acometer una serie de reformas en distintos ámbitos destinadas a la recuperación de la actividad

económica. Entre estas reformas se contemplan medidas dirigidas al sector de la construcción, mediante el impulso fiscal a la rehabilitación de las viviendas, con el objetivo adicional de contribuir a la eficiencia y ahorro energético, así como otras más específicas orientadas al sector energético, a su modernización, como son el impulso a las empresas de servicios energéticos y al vehículo eléctrico, junto a actuaciones encaminadas al proceso de titulación del déficit tarifario.

En lo referente a las medidas en el sector energético, se dispone la aprobación de un Programa de Acuerdos Voluntarios, con empresas de servicios energéticos, cuya puesta en marcha correrá a cargo del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a través del IDAE. Esto irá precedido de un Plan específico de impulso de las empresas de servicios energéticos. Asimismo, se modifican algunos aspectos del marco regulador de contratos del sector público a fin de agilizar los procesos de contratación de este tipo de empresas con las administraciones públicas, como fórmula efectiva de dinamización del sector y del ahorro energético. Por otra parte, se incorpora en el marco regulador del sector eléctrico un nuevo agente –los gestores de carga del sistema– que prestarán servicios de recarga de electricidad, necesarios para el desarrollo del vehículo eléctrico. Estos servicios serán prestados por empresas que deberán presentar al inicio de su actividad una declaración responsable sobre el cumplimiento de los requisitos que se determinen reglamentariamente. Además, con el fin de promover el ahorro y la eficiencia energética, se establece que la Administración adopte programas de ahorro y eficiencia energética en relación con el desarrollo del vehículo eléctrico.

- **Real Decreto 752/2010**, de 4 de junio, por el que se aprueba el primer programa de desarrollo rural sostenible para el período 2010-2014 en aplicación de la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.

El Programa de Desarrollo Rural Sostenible, aprobado mediante el presente RD, surge como respuesta a la demanda de la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo del medio rural. Este Programa constituye el instrumento de la Administración General del Estado en relación al medio rural. Su aprobación implica el lanzamiento del proceso de elaboración de los Planes de Zona Rural que concretarán las actuaciones y medidas precisas para alcanzar los objetivos económicos, sociales y ambientales establecidos en el marco de la sostenibilidad. El Programa se desarrollará mediante Convenios de Colaboración suscritos entre las Comunidades Autónomas y el Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino.

El Programa se estructura en torno a cinco ejes estratégicos: Actividad económica y empleo; Infraestructuras y equipamientos básicos; Servicios y bienestar social; Medio ambiente Temático; Actuaciones no territoriales o eje temático.

Los cuatro primeros ejes presentan un carácter territorial, apoyándose en las zonas rurales y en sus Planes de Zona, mientras que el último integra actuaciones prioritarias de carácter horizontal y extraterritorial correspondientes tanto a la asistencia técnica para la elaboración y seguimiento de los Planes de Zona y de los proyectos y líneas de acción derivados, como a actuaciones cultura-



les horizontales y a las políticas de igualdad. Cada uno de los cinco ejes incluye uno o más objetivos estratégicos, así como una serie de medidas, tal y como se establece en la Ley 45/2007.

Dentro de las medidas contempladas en el ámbito del eje relativo a infraestructuras se considera el fomento de las energías renovables tanto en generación como en consumo, con hincapié en los cultivos energéticos y el aprovechamiento de la biomasa forestal y residual, así como la mejora de la eficiencia en las demandas en los sectores agrario y pesquero, siendo el instrumento de esto último el Plan de Acción, 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4).

Las actuaciones previstas en el Programa serán financiadas con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, ajustándose a las disponibilidades de cada uno de los ejercicios presupuestarios en los que se ejecute el Programa.

- **Estrategia Española de Sostenibilidad Urbana y Local (EESUL)**

La Estrategia Española de Sostenibilidad Urbana y Local (EESUL) es un documento que pretende ser un marco estratégico que recoja principios, objetivos, directrices y medidas cuya aplicación efectiva permita avanzar en la dirección de una mayor sostenibilidad local.

La estructura del documento de EESUL parte de una reflexión crítica sobre la situación actual, mediante una descripción del marco general, seguido de un análisis y diagnóstico pormenorizado en relación a una serie de ámbitos temáticos

prioritarios: el punto de vista territorial y urbano; los instrumentos urbanísticos; las cuestiones relacionadas con la accesibilidad, movilidad y transporte; la gestión y la gobernanza urbana; la edificación y la rehabilitación; y el cambio climático.

Los principios sobre los que se sostiene esta Estrategia son los siguientes: los principios de austeridad; ecoeficiencia y optimización de los recursos; equidad; solidaridad inter e intraterritorial y social, presente y futura; precaución frente a los cambios irreversibles; integración de los requerimientos de conservación, uso sostenible, mejora y restauración del patrimonio cultural y natural, la biodiversidad y el paisaje en las políticas urbanas; así como el principio de garantía de información y participación de los ciudadanos en el diseño y ejecución de las políticas públicas.

La EESUL, en coherencia con la Estrategia Española de Desarrollo Sostenible (EEDS) en la que está referenciada, se plantea como un documento operativo de referencia en el que se contiene el diagnóstico y las propuestas de actuación en cada uno de los ámbitos temáticos antes mencionados. Para ello, en cada uno de dichos ámbitos se contemplan una serie de directrices con sus correspondientes medidas y criterios. Dentro de los criterios relacionados con la energía, se considera el establecimiento en la planificación urbanística de un nivel mínimo de energías renovables y un determinado grado de autosuficiencia energética que permita combinar la generación local con las medidas de ahorro y eficiencia; la adaptación de la morfología urbana, las tipologías y el diseño de los espacios exteriores a las condiciones bioclimáticas; la promoción de la eficiencia energética tanto

del parque residencial de nueva construcción como del existente; el diseño de estructuras urbanas compatibles con sistemas centralizados de calefacción y refrigeración; y el establecimiento de medidas de regulación y ahorro en el alumbrado público.

La EESUL supone no sólo una adaptación al contexto español de la Estrategia Temática Europea de Medio Ambiente Urbano (ETEMAU) sino que pretende ser válida tanto para municipios de marcado carácter urbano como para el resto de entidades locales, avanzando además en la propuesta de un nuevo enfoque integrado, dando cumplimiento al principio de desarrollo territorial y urbano sostenible contemplando en el nuevo marco legislativo aprobado por el RDL 2/2008, del Texto Refundido de la Ley de Suelo. De este modo, la EESUL incide en la base de la organización urbana futura y, por ello, incide en los fundamentos que nos deben conducir por la senda de la sostenibilidad, sabiendo que la batalla de la sostenibilidad se

ganará o se perderá, en buena medida, en las ciudades; es decir: en cómo organicemos, desde hoy, la ciudad del futuro, integrada a nivel territorial, en estrecha asociación con otras ciudades y sus áreas rurales circundantes.

La elaboración de esta Estrategia y sus trabajos preparatorios han sido coordinados por el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino y por el Ministerio de Vivienda y, posteriormente, por la Secretaría de Estado de Vivienda y Actuaciones Urbanas, del Ministerio de Fomento, participando también el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), el Centro de Estudios y Experimentación de Obras Públicas (CEDEX) del Ministerio de Fomento, el Observatorio de la Sostenibilidad de España (OSE), la Agencia de Ecología Urbana de Barcelona y la Red de Redes de Desarrollo Local Sostenible, y, a través de la misma, las diferentes redes regionales y locales en ella agrupadas.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



El año 2010 en España se ha caracterizado por ser un año de estancamiento de la economía y, sin embargo, se ha producido, en relación con el año anterior, un relevante incremento del consumo energético, tanto en energía primaria como, un poco más elevado, en energía final. En este contexto, las energías renovables han seguido aumentando su ya destacada participación tanto en usos finales como en la generación eléctrica.

Respecto a la actividad internacional en el ámbito del cambio climático, entre noviembre y diciembre de 2010 se ha celebrado la COP 16 en Cancún (Méjico) y, a nivel europeo, se ha seguido trabajando en la elaboración de los instrumentos para poner en práctica en el año 2013 el nuevo sistema de comercio de derechos de emisión.

Al igual que en ediciones anteriores, en este capítulo se reseñarán en primer lugar los hechos más relevantes acaecidos en el ámbito de la energía y medio ambiente en la esfera internacional para, seguidamente, revisar las actuaciones de la Unión Europea y finalizar con las actuaciones nacionales más destacadas.

9.1. ÁMBITO INTERNACIONAL

Convención Marco del Cambio Climático. El Protocolo de Kioto. La COP-16 de Cancún (Méjico). 9 noviembre-10 diciembre 2010

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el Protocolo de Kioto, por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del

Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO_2 , CH_4 , N_2O , HFCs, PFCs y SF_6) entre 1990 y el período 2008-2012. Entre los compromisos más relevantes de reducción de emisiones podemos citar: la Unión Europea -8%, Estados Unidos -7%, Japón -6%, Rusia 0%, Australia +8%, etc.

Entre el 29 de noviembre y el 10 de diciembre de 2010, se han celebrado en Cancún (Méjico) las reuniones correspondientes a la 16.ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP 16) y la 6.ª Conferencia de las Partes, en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP-MOP 6). De forma paralela, han tenido lugar las sesiones correspondientes a la 33.ª reunión de los dos Órganos Subsidiarios de la Convención, el Órgano Subsidiario de Asesoramiento Científico y Tecnológico (SBSTA, en sus siglas en inglés) y el Órgano Subsidiario de Ejecución (SBI, en sus siglas en inglés). Asimismo, se celebró la décimo quinta sesión del Grupo Ad Hoc para la Consideración de Futuros Compromisos de las Partes Anexo I (AWG-KP, en sus siglas en inglés) y la décimo tercera sesión del Grupo Ad-Hoc para la Cooperación a Largo Plazo (AWG-LCA, en sus siglas en inglés).

Los resultados de la COP16 y COP-MOP 6 han quedado reflejados en un conjunto de decisiones que constituyen los acuerdos de Cancún e incluyen decisiones en el ámbito de los dos procesos (Cooperación a Largo Plazo y Protocolo de Kioto) y contempla avances en los todos los bloques de negociación: mitigación, REDD+ (reducción de emisiones por deforestación y degradación de los bosques), adaptación, tecnología y financiación.

Como aspectos mas relevantes de la COP16 se pueden mencionar los siguientes:

- Se mantiene el objetivo de que la temperatura media de la Tierra no aumente más de 2 °C respecto a niveles preindustriales. Además, se prevé que en 2015 se pueda hacer una revisión del mismo con miras a considerar reducir este límite a 1,5 °C, en función de los resultados de la comunidad científica (IPCC).
- Se han formalizado, en el contexto de Naciones Unidas, los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero presentados por las Partes (tanto países en desarrollo como desarrollados). De este modo, las grandes economías mundiales, incluidos Estados Unidos y los países emergentes, ponen sus objetivos de reducción en el mismo contexto.
- Se fortalece el sistema actual de información de todos los países, aumentándose los requisitos respecto a la frecuencia de los informes y la información que se debe presentar.
- Se asume el compromiso fijado en Copenhague por parte de los países desarrollados de financiación inmediata hasta el 2012 de 30.000 millones de dólares y de 100.000 millones de dólares anuales en el año 2020.
- Se establece el Fondo Climático Verde, para apoyar y financiar la puesta en marcha de políticas y acciones de lucha contra el cambio climático en países en desarrollo.
- Se crea un Comité de Adaptación con el fin de promover la puesta en marcha de las acciones de adaptación.
- Se acuerda el establecimiento de un mecanismo tecnológico para mejorar el desarrollo y la transferencia de tecnología en las áreas de adaptación y mitigación al cambio climático.

9.2. UNIÓN EUROPEA

Régimen de comercio de derechos de emisión (Emission Trading System, EU ETS)

El Consejo de la Unión Europea aprobó el 6 de abril de 2009 un paquete de medidas legislativas sobre energía y cambio climático. Además de proponer para el año 2020 la reducción del consumo de energía hasta un 20% por debajo de los niveles previstos y de obtener en dicho año un 20% de su energía de fuentes renovables, la Unión Europea ha adoptado como objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la Unión Europea en el año 2020 un 20% con respecto a los niveles de 1990, contemplándose también la posibilidad de elevar esta reducción hasta el 30% si se produce un acuerdo internacional satisfactorio sobre el cambio climático.

El Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS) es un elemento fundamental de la política de la Unión Europea para combatir el cambio climático y su herramienta clave para reducir las emisiones industriales de gases de efecto invernadero de manera rentable. Es el primer y mayor plan internacional para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, cubriendo unas 11.000 instalaciones en 30 países.



Iniciado en el 2005, el ETS de la UE funciona bajo el principio «cap and trade» mediante el cual se establece un techo o límite en la cantidad total de gases de efecto invernadero que puede ser emitido por las instalaciones incluidas en el sistema. Dentro de este límite, las empresas reciben derechos de emisión que pueden vender o comprar entre ellas, en función de sus necesidades. Al existir un límite en el número total de derechos de emisión disponibles, se asegura que los derechos tienen un valor.

La Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo estableció un régimen comunitario para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (*Emission Trading System, EU ETS*) con el fin de fomentar la reducción de forma eficaz de gases de efecto invernadero.

Mediante la Directiva 2009/29/CE de 23 de abril de 2009 (nueva Directiva ETS) se ha reforzado y revisado el ETS, de forma que a partir de 2013, acabado el período de aplicación del anterior régimen de comercio de derechos de emisión, tendrá unas reglas más armonizadas a nivel comunitario, será más predecible para los operadores del mercado y gozará de mayor credibilidad internacional.

La implantación de la nueva Directiva ETS requiere el desarrollo por parte de la Comisión de un conjunto de medidas, previo acuerdo de los Estados Miembros, mediante el procedimiento de comitología.

Algunas de estas medidas se han completado a lo largo del año 2010 estando prevista la aprobación en el año 2011 de la mayoría de ellas. Entre ellas cabe señalar las siguientes:

– *Asignación gratuita de derechos de emisión.*

Aún cuando el objetivo final a largo plazo es que los derechos de emisión se obtengan mediante subasta, la Directiva 2009/29/CE, que modifica la Directiva 2003/87/CE para perfeccionar y ampliar el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece que, a partir de 2013, todas las asignaciones gratuitas de derechos de emisión deben efectuarse de conformidad con unas reglas de asignación, reglas que se establecerán en una Decisión de la Comisión, estando prevista la publicación de la misma en la primavera del año 2011.

De acuerdo con la mencionada Directiva, la cantidad de derechos de emisión asignados de forma gratuita deberá reducirse cada año, excepto para los sectores se consideran expuestos a riesgo de fuga de carbono, desde el 80 % de la cantidad que corresponda asignar en 2013 hasta llegar en 2020 a la asignación gratuita del 30 % de la cantidad que corresponda asignar, con el objetivo de que en 2027 no se asigne ningún derecho de emisión de forma gratuita. En el caso del sector eléctrico, la norma general será la subasta de derechos desde el año 2013, a excepción de la asignación transitoria gratuita de derechos de emisión para la modernización de instalaciones de generación de electricidad y la electricidad producida a partir de gases residuales.

Mediante el artículo 10 *bis* de la Directiva 2003/87, modificada por la Directiva 2009/29/CE, se estableció que las medidas de desarrollo a escala comunitaria para la asignación de los derechos de emisión se deben determinar, en la medida de lo

posible, según parámetros de referencia *ex ante* («*benchmark*»). El objetivo es que los derechos de emisión se asignen de forma que se incentive la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, teniendo en cuenta las técnicas más eficaces, los productos de sustitución, los procedimientos alternativos de producción, la cogeneración de alta eficiencia, etc. Los derechos de emisión deben fijarse antes del periodo de comercio, de manera que el mercado pueda funcionar correctamente.

Durante el año 2010, y continuando en 2011, la Comisión, a través de diferentes grupos de trabajo, ha estado determinado los diferentes parámetros de referencia *ex ante*, que se han establecido a nivel de sectores o subsectores concretos, siendo el punto de partida el promedio de los resultados de las instalaciones que constituyan el 10 % de las instalaciones más eficientes de un determinado sector o subsector de la Unión Europea en los años 2007 y 2008. Con el fin de maximizar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y los avances en eficiencia energética a lo largo de cada proceso de producción del sector o subsector en cuestión, los parámetros de referencia se han fijado respecto a los productos, antes que respecto a los insumos.

Los valores de referencia deben englobar todas las emisiones directas relacionadas con la producción, incluidas las emisiones relacionadas con la producción de calor medible utilizado para la producción. En los casos en que no sea posible obtener una referencia de producto pero se generan gases de efecto invernadero que podrían optar a la asignación gratuita, esta asignación debe realizarse sobre la base de enfoques genéricos alternativos.

De este modo, cuando no sea posible la determinación de parámetros de referencia de producto, se ha establecido una jerarquía de tres enfoques alternativos: la referencia de calor, aplicable a los procesos de consumo de calor cuando se utiliza un transmisor de calor medible, la referencia de combustible, aplicable cuando se consume calor no medible y las emisiones de proceso, asignados sobre la base de las emisiones históricas.

Con el fin de no distorsionar las ventajas comparativas desde el punto de vista de la eficiencia en términos de carbono en la economía de la Unión y de mejorar la armonización de la asignación gratuita transitoria de los derechos de emisión, no se ha establecido ninguna diferenciación en función de criterios geográficos o de las tecnologías, las materias primas o los combustibles utilizados.

– *Fuga de carbono.*

La nueva Directiva ETS establece que la producción de sectores que se consideran expuestos a riesgo de fuga de carbono recibirá, en comparación con otros sectores, mayor cantidad de derechos de emisión gratuitos.

Los derechos gratuitos para los sectores expuestos a riesgo de fuga de carbono se asignarán, en principio, a partir de valores de referencia (*benchmark*) de productos específicos para cada tipo de producto, con la particularidad de que en el caso de los sectores expuestos a fuga de carbono, la asignación gratuita se multiplicará por un factor 1 (100%), mientras que para otros sectores la asignación gratuita se multiplicará por una cifra inferior (0,80 en 2013, con reducción lineal todos los



años, para llegar a 0,30 en 2020). Esto, por tanto, no significa que los sectores expuestos queden exentos del régimen de comercio de derechos de emisión sino que recibirán una asignación de derechos gratuita mayor, que, como en el resto de sectores, corresponderá con el 10% de las instalaciones más eficientes.

Mediante la **Decisión de la Comisión 2010/2/UE**, de 24 de diciembre de 2009, se ha determinado una lista de los sectores y subsectores que se consideran expuesto a un riesgo significativo de fuga de carbono, de conformidad con la Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2009/29/CE.

– Subastas.

Durante el primer período de comercio de derechos de emisión, 2005-2007, los Estados miembros han subastado cantidades de derechos de emisión muy pequeñas. Durante el segundo período, 2008-2012, la mayor parte de derechos de emisión de carbono sigue siendo asignada de forma gratuita, aunque la cantidad de derechos subastada respecto al primer periodo va a ser un poco mayor. La revisión de la Directiva 2003/87 prevé un cambio fundamental para el tercer periodo de comercio de derechos de emisión que se inicia en 2013, al ser el mecanismo de asignación más transparente.

En noviembre de 2010 la Comisión ha publicado el **Reglamento 1031/2010**, mediante el cual se establece el esquema para la realización de subastas de derechos de emisión, tanto para los derechos asignados a la aviación, incluida en el Capítulo II

de la Directiva 2003/87, como para los derechos asignados a instalaciones estacionarias, incluidos en el Capítulo III de la Directiva 2003/87.

En dicho Reglamento la opción de una plataforma común de subastas que actúe en representación de los Estados Miembros se considera como la mejor opción para proporcionar un acceso pleno, justo y equitativo a las pequeñas y medianas empresas incluidas en el régimen de la UE, minimizando el riesgo de abuso de mercado. Sin embargo, se contempla también que los Estados miembros que lo deseen el designen una plataforma de subasta propia siempre y cuando se respeten las reglas para su funcionamiento y se asegure la coordinación con la plataforma común. Las plataformas de subasta deben ser mercados regulados, con el objeto de fortalecer los mecanismos de vigilancia.

La plataforma común realizará subastas con una frecuencia al menos semanal, mientras que en las plataformas nacionales el volumen de derechos subastados en subastas individuales deberá situarse entre 10 y 20 millones de derechos de emisión.

El plazo establecido para que los Estados miembros informaran a la Comisión de su decisión de designar su propia plataforma ha finalizado el día 19 de febrero de 2011. Alemania, Polonia y Reino Unido han sido los únicos países que han informado a la Comisión de su intención de designar plataformas nacionales.

Las subastas se llevarán a cabo mediante un formato de ronda única, oferta sellada y precio uni-

forme. Podrán participar en las subastas, entre otros, los titulares de instalaciones u operadores aéreos con cuenta en el registro europeo de derechos de emisión y sus agrupaciones empresariales y compañías de inversión que pujen por cuenta propia o en nombre de clientes. Todos los procesos de subasta deberán ser supervisados por un único observador independiente.

Cada año en la Unión Europea se estima que se podrían subastar del orden de 1.000 millones de derechos de instalaciones fijas y 30 millones de derechos de aviación.

El artículo 26.2 del Reglamento 1031/2010 prevé, en línea con el preámbulo de la Directiva 2003/87, modificada por la Directiva 2009/29/CE, la designación de plataformas transitorias para subastar futuros o contratos a plazo hasta que se hayan establecido las medidas legales y los medios técnicos necesarios para la entrega de los derechos de emisión. El volumen que se podrían subastar de forma temprana se estima, según los analistas, entre 100 y 300 millones de derechos de emisión, estando pendiente de determinar por la Comisión, lo que implica, una vez determinados, la enmienda del citado reglamento para incluir en su anexo I los volúmenes y productos a subastar.

– *Proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO₂ y de energías renovables innovadoras en el marco de la Directiva 2003/87.*

Mediante el artículo 10 bis, apartado 8, de la Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2009/29/CE, se establece un mecanismo para la financiación de proyectos comerciales de demos-

tración destinados a la captura y al almacenamiento geológico de CO₂ (proyectos CAC) y de proyectos de demostración de tecnologías innovadoras de energía renovable (proyectos FER).

El objetivo es crear un programa de demostración de la Unión Europea que incluya los mejores proyectos posibles de una amplia gama de tecnologías, localizados de forma equilibrada desde el punto de vista geográfico dentro del territorio de los Estados miembros. Los proyectos deben contar con perspectivas razonables de demostración satisfactorias, teniendo en cuenta que los riesgos tecnológicos son inevitables, y la escala de demostración propuesta debe ser tal que el paso a mayor escala no plantee importantes problemas adicionales.

Mediante la **Decisión de la Comisión 2010/670**, publicada en noviembre de 2010, se establecieron las normas y criterios de selección de estos proyectos, así como la monetarización de los derechos de emisión mencionados en la Directiva. La selección de proyectos se llevará a cabo mediante dos rondas de convocatorias organizadas por la Comisión y dirigidas a los Estados miembros, que cubrirán el equivalente a 200 millones de derechos de emisión para la primera ronda, y el equivalente a 100 millones de derechos de emisión y los derechos de emisión remanentes de la primera ronda, para la segunda ronda.

Los Estados miembros, dentro de los proyectos presentados en cada convocatoria, que se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea, evaluarán si un determinado proyecto cumple con los criterios de subvencionabilidad establecidos en la



citada Decisión. En tal caso y si el Estado miembro apoya el proyecto, dicho estado miembro presentará la propuesta al Banco Europeo de Inversiones (BEI) e informará a la Comisión al respecto.

La financiación de los proyectos al amparo de esta Decisión (NER 300) será del 50% de los costes pertinentes de cada proyecto, diferenciándose, a la hora de determinar dichos costes, entre los proyectos de demostración CAC y los proyectos de demostración FER.

Durante el primer semestre del año 2011 se evaluarán y seleccionarán los proyectos que se incluirán en la primera ronda de la convocatoria y se remitirán al BEI y a la Comisión.

Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)

La Directiva 2010/75 del Parlamento Europeo y del Consejo sobre las emisiones industriales, en aras de una mayor claridad, refunde siete directivas existentes entre las que figuran la Directiva 2008/1/CE relativa a la prevención y al control integrado de la contaminación y la Directiva 2001/80/CE sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión.

La finalidad de la Directiva es el establecimiento de un marco legislativo único, claro y coherente que permita mejorar la normativa actual sobre emisiones industriales.

En el contexto de la prevención y el control integrados de la contaminación, regulado hasta ahora en la Directiva 2008/1/CE, donde las instalaciones solo deben funcionar si cuentan con el permiso correspondiente otorgado por las autoridades competentes de cada Estado miembro, en el que se recogerán todas las medidas necesarias para conseguir un alto nivel de protección del medio ambiente en su conjunto, incluidos los valores límite de emisión para las sustancias contaminantes, la Directiva 2010/75/UE potencia el uso de las mejores técnicas disponibles (MTD), obligando a los operadores industriales a utilizar las técnicas con una mejor relación coste/eficacia para lograr un alto nivel de protección medioambiental.

Con el fin de determinar las mejores técnicas disponibles y limitar los desequilibrios en la Unión Europea en cuanto al nivel de emisiones procedentes de las actividades industriales, se elaborarán, revisarán y, cuando proceda, se actualizarán los denominados documentos de referencia sobre las MTD y los elementos esenciales de dichos documentos, denominados «conclusiones sobre las MTD», que se adoptarán mediante el procedimiento de Comité, y que han de constituir la referencia para el establecimiento de las condiciones de los permisos.

Las autoridades competentes fijarán valores límite de emisión en los permisos de las instalaciones industriales que garanticen que, en condiciones de funcionamiento normal, las emisiones no superen los niveles de emisión asociados a las mejores técnicas disponibles que se establecen en las decisiones sobre las conclusiones sobre las MTD. No obstante lo anterior, las autoridades competentes

podrán fijar, en determinados casos, valores límite de emisión menos estrictos, para lo cual deberán justificar que la consecución de los niveles de emisión asociados con las mejores técnicas disponibles, tal y como se describen en las conclusiones sobre las MTD, daría lugar a unos costes desproporcionadamente más elevados en comparación con los beneficios ambientales que se conseguirían, debido a la ubicación geográfica y la situación del entorno local de la instalación o a las propias características técnicas de la misma.

Las condiciones de los permisos deben revisarse regularmente y, en su caso, actualizarse, en particular cuando se aprueben conclusiones sobre las MTD nuevas o actualizadas. Con independencia de lo anterior, las condiciones del permiso se revisarán y, si procede, se actualizarán, al menos en los casos en que la contaminación producida por la instalación sea de tal relevancia que haga preciso la revisión de sus valores límite de emisión, cuando la seguridad de funcionamiento haga necesario emplear otras técnicas o cuando sea necesario cumplir nuevas o revisadas normas de calidad ambiental.

La Directiva 2010/75/UE aplica a las actividades que figuran en su Anexo I y que, en su caso, superen los umbrales establecidos en el mismo. Dichas actividades son las que vienen siendo objeto de regulación a nivel comunitario en el sistema de prevención y control integrados de la contaminación, desde la Directiva 96/61/CE. Los contaminantes regulados figuran en el Anexo II, tanto para la atmósfera como para el agua.

La Directiva 2010/75/UE está estructurada en siete capítulos:

- Capítulo I. Disposiciones generales.
- Capítulo 2. Disposiciones para las actividades enumeradas en el Anexo I.
- Capítulo 3. Disposiciones especiales para instalaciones de combustión.
- Capítulo 4. Disposiciones especiales sobre las instalaciones de incineración de residuos y las instalaciones de co-incineración de residuos.
- Capítulo 5. Disposiciones especiales para instalaciones y actividades que utilicen disolventes orgánicos.
- Capítulo 6. Disposiciones especiales para instalaciones que producen dióxido de titanio.
- Capítulo 7. Comité y disposiciones transitorias y finales.

Por lo que respecta a las **grandes instalaciones de combustión (G.I.C.)**, que son aquellas cuya potencia térmica es igual o superior a 50 MW, el Capítulo III de la Directiva 2010/75/UE viene a sustituir a la Directiva 2001/80/CE, actualmente vigente.

El tratamiento de las G.I.C. es diferente en función de la fecha en que se haya concedido el permiso de funcionamiento de las mismas.

Para las que se haya otorgado el permiso antes del 7 de enero de 2013, fecha tope de transposición de la Directiva a la legislación de los Estados miembros, los valores límite de emisión aplicables a las mismas son los que figuran en la parte 1 del Anexo V de la Directiva, que son similares a los de la parte B de los anexos de la Directiva 2001/80/CE, aplicables a las nuevas instalaciones según esta última Directiva. La aplicación de dichos valores límites será a partir del 1 de enero del año 2016.



Para las G.I.C. que se autoricen con posterioridad al 7 de enero de 2013, los valores límite de emisión aplicable son los correspondientes a la parte 2 del Anexo V, que son más estrictos que los anteriores, y les serán de aplicación a partir de dicha fecha.

Para las instalaciones que se hayan autorizado con anterioridad al 27 de noviembre de 2002, los Estados miembros, como alternativa a la aplicación de valores límites de emisión individuales a dichas instalaciones, podrán elaborar y aplicar un Plan Nacional Transitorio (PNT), a partir del 1 de enero del año 2016 y hasta el 30 de junio de 2020. Para las instalaciones incluidas en el PNT se establecerá un techo anual de emisiones (SO₂, NO_x y partículas) de acuerdo con la potencia térmica nominal de las mismas al 31 de diciembre de 2010 y con las horas de funcionamiento y combustibles consumidos como máximo en los últimos 10 años de funcionamiento hasta el año 2010 inclusive. El techo de emisión del año 2016 se determinará según los valores límite de emisión pertinentes de los anexos III a VII de la Directiva 2001/80/CE y el techo del año 2019 y del año 2020 de calculará sobre la base de los valores límite de emisión pertinentes de la parte 1 del Anexo V de la Directiva 2010/75/UE.

Por otra parte, las instalaciones que se hayan autorizado con anterioridad al 7 de enero de 2013, asimismo como alternativa a la aplicación de valores límites de emisión individuales a dichas instalaciones, podrán quedar exentas del cumplimiento de dichos límites de emisión, durante el período que va desde el 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2023, siempre que el titular de las mismas, a más tardar el 1 de enero de 2014, se comprometa

mediante declaración escrita presentada ante la autoridad competente, a no hacer funcionar dichas instalaciones más de 17.500 horas durante dicho intervalo de tiempo.

Del mismo modo, las instalaciones de combustión que el 6 de enero de 2012 formen parte de una pequeña red aislada, hasta el 31 de diciembre de 2019 podrán quedar exentas del cumplimiento de los valores límite de emisión aplicables a las instalaciones autorizadas con anterioridad al 7 de enero de 2013.

La Directiva 2010/75/UE regula, asimismo, otros aspectos, entre los que cabe señalar el control de las emisiones a la atmósfera y los criterios para la evaluación del cumplimiento de los valores límites de emisión aplicables.

La Directiva 2010/45/UE debe trasladarse a las legislaciones de los Estados miembros, a más tardar el 7 de enero de 2013.

9.3. ÁMBITO NACIONAL

Ley 13/2010, de 5 de julio, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo.

La inclusión de las emisiones de las actividades del sector de aviación en el régimen comunitario de comercio de derechos de emisión, mediante la

Directiva 2008/101/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de noviembre de 2008, así como la revisión en profundidad del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión para el período posterior al año 2012, regulado por la Directiva 2009/29/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, precisa de su incorporación a la legislación española, que se realiza mediante la Ley 13/2010 que modifica, asimismo, la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que incorporó al ordenamiento jurídico español la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003.

La Ley 13/2010 consta de un artículo único en el que, a través de diversos apartados, va modificando diversos preceptos de la Ley 1/2005 y sus anexos, una disposición transitoria que determina, entre otros aspectos, que continúe aplicándose hasta 31 de diciembre de 2012 el régimen actual del comercio de derechos de emisión, una disposición derogatoria y dos disposiciones finales.

Por lo que respecta al sector de aviación, además de incluir en el artículo 2 las correspondientes definiciones aplicables a la regulación de este sector, se introduce un nuevo capítulo (capítulo XI), en el que se regulan todos los aspectos específicos del funcionamiento del régimen para la aviación, que difieren del funcionamiento del régimen general, en particular que no se precisa disponer de un régimen de autorización de emisión de gases de efecto invernadero para el sector de la aviación. En su lugar, las medidas para el seguimiento y la notificación se establecen en planes de seguimiento.

Cada operador aéreo deberá disponer de dos planes de seguimiento: uno para las emisiones y otro para los datos de toneladas-kilómetro. El año de referencia para la solicitud de asignación, denominado año de seguimiento, para los periodos de comercio 2012 y 2013-2020, será el año 2010 y, para periodos subsiguientes, coincidirá con el año natural que finalice 24 meses antes del periodo de comercio.

La cantidad de derechos de emisión para el sector de aviación se determina a escala comunitaria. El cálculo y publicación de dicha cantidad corresponde a la Comisión europea, de acuerdo con lo establecido en la directiva 2008/101/CE. La asignación gratuita de derechos de emisión se basa en la multiplicación de los datos de toneladas-kilómetro de cada operador aéreo, correspondientes a un año de seguimiento determinado, por un parámetro de referencia común que se determina a escala comunitaria.

Por otra parte, al contrario de lo que sucede con las instalaciones fijas, donde la asignación a los nuevos entrantes es un proceso continuo, la asignación de derechos de emisión a los operadores aéreos desde la reserva especial constituida al efecto, que es del 3% del volumen total de derechos del período de comercio para asignar a los operadores aéreos, se produce una única vez por cada período de comercio.

En lo relativo a las **nuevas disposiciones sobre el régimen de comercio de derechos de emisión a partir del año 2013**, que vienen recogidas en la Directiva 2009/29/CE, la Ley 13/2010 incorpora dichas disposiciones que, fundamentalmente, son las siguientes:



Por lo que respecta al ámbito de aplicación:

- Inclusión de nuevos gases de efecto invernadero distintos del CO₂: los perfluorocarburos en la producción de aluminio, y el óxido nitroso en la fabricación de algunos productos en la industria química, así como nuevos sectores industriales: como la producción de aluminio, cobre, zinc y metales no férreos en general, el secado y calcinado de yeso, la producción de ácido nítrico, ácido adípico, glioxal y ácido glioxálico, amoníaco, compuestos orgánicos de base, hidrógeno y carbonato sódico, y la captura, transporte por tubería, y almacenamiento de CO₂.
- Exclusión de las instalaciones que usan exclusivamente biomasa. A este respecto, se entiende que una unidad usa exclusivamente biomasa aunque utilice combustibles fósiles para el arranque y parada.
- Se adopta una interpretación exhaustiva de la instalación de combustión, que incluye cualquier dispositivo donde se oxidan combustibles, incluyendo las actividades directamente asociadas, como el lavado de gases residuales.
- Con respecto a los residuos urbanos y peligrosos, se aclara que la exclusión afecta sólo a las instalaciones donde se incineran este tipo de residuos.

En lo referente a la asignación de derechos de emisión:

- Se adopta un enfoque comunitario, tanto en lo que respecta a la determinación del volumen

total de derechos de emisión, como en lo relativo a la metodología para su asignación. El volumen total de derechos se determina utilizando la asignación que se aprobó en el conjunto de los Estados miembros para el período 2008-2012. Se parte del punto medio de dicho período y se reduce anual y linealmente un 1,74%. Esto corresponde, aproximadamente, a una reducción del 21% en 2020 respecto al año 2005 para el conjunto de sectores afectados por el comercio de derechos de emisión.

- Las fórmulas básicas de asignación de derechos de emisión son la subasta, que toma, a diferencia de los períodos anteriores, el papel central como método de asignación, y la asignación gratuita transitoria.
- La cantidad de derechos que se va a subastar se determina por exclusión: al volumen total de derechos, a escala comunitaria, se le resta la cantidad destinada a ser asignada de forma gratuita.
- La asignación gratuita de derechos de emisión se concibe como un régimen transitorio, cuya existencia queda condicionada por la evolución de las políticas globales de cambio climático y, más concretamente, con la posibilidad de que exista riesgo de fugas de carbono. Existen tres tipologías de instalaciones según el grado de asignación gratuita que reciban. A los generadores de electricidad y las instalaciones de captura, transporte y almacenamiento geológico de carbono no se les otorgara asignación gratuita. Las instalaciones de sectores y subsectores expuestos a fugas de carbono tendrán el



100% de asignación gratuita. Finalmente, el resto de instalaciones tendrán un 80% de asignación gratuita en 2013. El porcentaje de gratuidad seguirá una senda lineal descendente hasta alcanzarse el 30% en 2020. No obstante lo dicho respecto a los generadores eléctricos, la cogeneración de alta eficiencia y la calefacción urbana recibirán asignación gratuita respecto de la producción de calor y refrigeración.

- Se establece un mecanismo para la exclusión de pequeños emisores (emisiones anuales inferiores a 25.000 toneladas de CO₂ y en caso de instalaciones de combustión, una capacidad térmica nominal inferior a los 35 MW) y hospitales, siempre y cuando cumplan una serie de requisitos, entre los que se encuentra la implantación de medidas equivalentes de reducción de las emisiones y la implantación de un sistema de seguimiento y notificación de las mismas. Se prevé que se determine por vía reglamentaria la concreción de qué debe entenderse por medidas equivalentes.
- El Plan Nacional de asignación, elemento central en la asignación de derechos de emisión durante los dos primeros períodos de aplicación del régimen de comercio, desaparece a partir del 1 de enero de 2013

En lo que respecta a las autorizaciones de emisión de derechos de emisión y a los propios derechos de emisión:

- Las autorizaciones de emisión de derechos de emisión se han de revisar al menos cada cinco años y deben contener un plan de seguimiento.

- Las autorizaciones de agrupación de instalaciones queda derogado, ya que deja de ser posible en el nuevo régimen comunitario de derechos de emisión.

- Se introduce el concepto de período de comercio. El período de comercio sustituye lo que en el régimen actual es el período de vigencia de un Plan Nacional de asignación. La duración de los períodos de comercio se fija en ocho años.

- Los derechos de emisión sólo son válidos para un período de comercio dado pero, una vez finalizado el período, los haberes de los titulares de cuenta deben intercambiarse por derechos correspondientes al siguiente período. En este sentido, se dice que los derechos son arrastrables entre períodos.

- Del mismo modo, en la medida en que no se hayan agotados sus cuotas correspondientes, las reducciones certificadas de emisiones (RCE) o las unidades de reducción de emisiones (URE) son arrastrables del período 2008-2012 al siguiente.

- El plazo de presentación de la solicitud de asignación de derechos de emisión debe realizarse al menos 22 meses antes del inicio del período de comercio.

- A partir del 1 de enero de 2012 los derechos de emisión deben estar consignados en el registro comunitario único. Por lo tanto, los registros nacionales de derechos de emisión dejan de tener un papel en la gestión del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión.



Ley 40/2010, de 29 de diciembre, de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Entre las opciones para conseguir los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ según los compromisos internacionales derivados del Protocolo de Kioto y los de los objetivos comunitarios en dicha materia, propiciando la diversidad de fuentes de abastecimiento energético, que conduzca al mismo tiempo a un desarrollo sostenible, la captura y el almacenamiento geológico de carbono (CAC) es una de las opciones tecnológicas previstas.

La captura y almacenamiento de carbono consiste en captar el dióxido de carbono (CO₂) emitido en instalaciones industriales, fundamentalmente en centrales térmicas de carbón, transportarlo a un emplazamiento de almacenamiento y finalmente inyectarlo y confinarlo en una formación geológica subterránea adecuada, con vistas a su almacenamiento permanente.

La Unión Europea adoptó la Directiva 2009/31/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al almacenamiento geológico del dióxido de carbono. Esta Directiva se inscribe en el denominado «paquete de energía y cambio climático», conceptos tan directamente relacionados, con el que se pretende dar cumplimiento al compromiso comunitario de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea en un 20% en el año 2020 con respecto al año base.

Mediante la Ley 40/2010 se incorpora al ordenamiento interno español las disposiciones contenidas en la citada Directiva, adaptándolas a la reali-

dad industrial, geológica y energética de nuestro país, y estableciendo una base jurídica para el almacenamiento geológico del CO₂ en condiciones seguras para el medio ambiente.

La ley se limita, básicamente, a regular la actividad de almacenamiento geológico del CO₂, conteniendo solamente previsiones puntuales en relación con su captura, cuyas instalaciones se deben someter a la normativa sobre el control integrado de la contaminación, y con el transporte, sobre el que se contempla que las redes de transporte por tubería deben someterse a declaración de impacto ambiental. En relación con las redes de transporte, la ley únicamente garantiza el acceso de terceros a las mismas en condiciones transparentes y no discriminatorias, para poder acceder finalmente a los lugares de almacenamiento. Si fuera necesario introducir alguna regulación específica para estas redes, la ley señala que se haría a través de otras normas.

La Ley 40/2010 aplicará al almacenamiento en estructuras subterráneas de España, incluyendo su mar territorial, su zona económica exclusiva y su plataforma continental, señalando que, a los efectos del artículo 132.2 de la Constitución, tendrán consideración de dominio público estatal las formaciones geológicas que forman parte de dichos almacenamientos.

La ley regula los permisos de investigación y las concesiones de los almacenamientos geológicos del CO₂, su tramitación, sus revisiones, la revocación de las concesiones en los supuestos establecidos, así como las garantías financieras que deben aportar los titulares de las concesiones.

La ley regula, asimismo, el funcionamiento de los lugares de almacenamiento, debiendo informar el titular del mismo de los flujos y calidades inyectados, así como del seguimiento de dichas instalaciones, especialmente en lo relativo a las fugas de CO₂, debiendo informar al respecto a la comunidad autónoma donde se encuentre ubicada el almacenamiento, la cual deberá, del mismo modo, inspeccionar las citadas instalaciones de almacenamiento.

En la ley se establecen las condiciones relativas al cierre de los almacenamientos geológicos, así como las obligaciones del titular de los mismos tras dicho cierre hasta que la responsabilidad del mismo se transfiera a la Administración General del Estado, ya sea a iniciativa de ésta o a petición del titular. Tras esta transferencia, el Gobierno adoptará las medidas necesarias para llevar a cabo el seguimiento de los referidos lugares de almacenamiento, incluyendo la cobertura de costes de seguimiento de los mismos, así como aquellas otras que resulten necesarias para garantizar que el CO₂ almacenado permanece completa y permanentemente confinado.

Desde el punto de vista competencial, corresponde al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, entre otras funciones, otorgar los permisos de investigación y las concesiones previstas en la ley, revocar éstas en los supuestos previstos en la misma, comprobar la solvencia financiera del titular de una concesión de almacenamiento y crear un registro que reúna la información sobre los permisos de investigación, las concesiones y los lugares de almacenamiento cerrados.

Por su parte, corresponde al Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, entre otras, las funciones de seguimiento y supervisión de los lugares de almacenamiento de CO₂ tras el cierre de los mismos y cuando se haya producido la transferencia de responsabilidad de los mismos a la Administración del Estado, así como crear y mantener un registro de los citados lugares de almacenamiento cerrados.

Asimismo, corresponde a los órganos competentes de las comunidades autónomas, entre otras funciones, otorgar los permisos de investigación previstos en la ley, cuando no excedan el ámbito territorial de la misma, informar las solicitudes de concesión de almacenamiento, aprobar el plan de seguimiento y el plan provisional de gestión posterior al cierre, establecer un sistema de inspecciones en los lugares de almacenamiento, así como aquellas funciones competencia del MITyC o del MARM que la Administración General del Estado les encomiende según lo establecido en la esta ley.

La Ley 40/2010, además de modificar parcialmente distintas leyes, entre ellas la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas y la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en su disposición adicional segunda establece que los titulares de centrales térmicas con una potencia eléctrica nominal igual o superior a 300 MW, para la obtención de la resolución de autorización administrativa correspondiente, deben evaluar si disponen de lugares de almacenamiento de CO₂ adecuados y si son técnica y económicamente viables tanto las posibles adaptaciones posteriores para la captura de CO₂ como las instalaciones de transporte del



mismo a los lugares de almacenamiento, que deberán ser valoradas por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Las instalaciones citadas anteriormente que hayan obtenido resolución de autorización administrativa entre el 25 de junio de 2009 y la fecha de entrada en vigor de esta ley, deberán llevar a cabo la citada evaluación en el plazo de seis meses.

Real Decreto 301/2011, de 4 de marzo, sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño.

En la disposición adicional cuarta de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión, modificada por la Ley 13/2010, de 5 de julio, se establece que el órgano autonómico competente podrá acordar, previo informe favorable del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino, la exclusión a partir del 1 de enero de 2013 de las instalaciones ubicadas en el territorio de su comunidad autónoma que tengan la consideración de pequeños emisores o sean hospitales, cuando los respectivos titulares de las instalaciones lo hayan solicitado y hayan acreditado el cumplimiento de los requisitos que se establecen en este apartado.

No obstante, de acuerdo con lo establecido en la Ley 1/2005, corresponde al Gobierno determinar mediante real decreto qué medidas de mitigación

se consideran equivalentes a las previstas en el supuesto de participación en el régimen de comercio de derechos de emisión, que se efectúa mediante el presente Real Decreto 301/2011 que contiene, asimismo, una previsión sobre el sistema de seguimiento, verificación y notificación para las instalaciones excluidas y sobre medidas simplificadas para determinadas instalaciones en atención al volumen de emisiones medias anuales verificadas.

Las medidas equivalentes previstas en el real decreto son las siguientes:

- La imposición a la instalación de la obligación a una instalación de reducir sus emisiones a un 21 por ciento en 2020 respecto de las del año 2005, como se prevé, con carácter general para el conjunto de instalaciones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en la Unión Europea.
- La imposición de la obligación de entregar créditos de carbono en cuantía equiparable a las emisiones de CO₂ que superen el volumen cubierto por los derechos de emisión que le hubieran correspondido con arreglo a las reglas de asignación gratuita en caso de encontrarse sujeta al régimen de comercio de derechos de emisión.
- La existencia de un tributo que grave las emisiones de CO₂ de una instalación que superen un volumen de emisiones equivalente al que resulte cubierto por los derechos de emisión que le hubieran correspondido con arreglo a las reglas de asignación gratuita.

Los titulares de las instalaciones, en el momento de solicitar la exclusión, podrán plantear al órgano competente de la comunidad autónoma su voluntad de que únicamente se lleve a cabo tal exclusión si quedan sujetos a una determinada tipología de medida de mitigación equivalente de las citadas anteriormente.

La citada exclusión por parte del órgano autonómico requiere un informe previo y favorable del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

Por otra parte, si al inicio del tercer periodo del régimen de comercio de derechos de emisión (1 de enero de 2013) las medidas de mitigación equivalentes no resultasen de plena aplicación a las instalaciones excluidas del régimen de comercio de derechos de emisión, se las incluirá nuevamente en el mismo.

Finalmente, se ha aprovechado el Real Decreto 301/2011 para establecer, en su disposición adicional única, que las solicitudes de asignación de derechos de emisión, que han de presentar los titulares de las instalaciones para el tercer período del régimen de comercio de derechos de emisión con arreglo a lo previsto en el artículo 19 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, deberán completarse mediante la presentación de la información y documentación que resulte necesaria para calcular su asignación de conformidad con lo exigido por la Decisión de la Comisión, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2009/29/CE. Dicha presentación deberá efectuarse en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la citada Decisión.

10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



10.1. PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2008-2011

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica, 2008-2011 aprobado por acuerdo del Consejo de Ministros de 14 de septiembre de 2007, prevé diversas modalidades de participación, entendidas como los mecanismos que la Administración General del Estado provee para que los agentes ejecutores de las actividades de investigación, desarrollo e innovación (I + D + i) puedan acceder a la financiación de sus actividades y contribuir a la resolución de los problemas del futuro, entre los que se encuentra mitigar y enfrentarse al cambio climático.

Para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el Plan Nacional de I+D+i, se ha considerado necesario articular un conjunto de ayudas directas que estimulen la realización de actividades de I+D+i. En este contexto, se ha establecido un nuevo esquema organizativo de acuerdo a la reestructuración ministerial tras la creación del Ministerio de Ciencia y Tecnología, como órgano competente en la elaboración, gestión, tramitación y seguimiento del Plan Nacional de I+D+i 2008-2011.

La finalidad del Plan Nacional es por tanto contribuir a la consecución de una serie de objetivos en el ámbito de la investigación técnica. Esta finalidad se desglosa en:

– Extender y optimizar el uso, por parte de las empresas y los centros tecnológicos, de las

infraestructuras públicas y privadas de investigación.

- Impulsar y facilitar la participación de las empresas españolas en programas internacionales de cooperación en investigación científica y desarrollo tecnológico.
- Favorecer la realización de todo proyecto de investigación y desarrollo tecnológico que incremente la capacidad tecnológica de las empresas.
- Extender la cultura de la cooperación en investigación y desarrollo tecnológico entre todos los agentes del sistema ciencia–tecnología–empresa.
- Incentivar la realización de proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que atiendan a la eficiencia energética, reduciendo las emisiones de gases que provoquen el efecto invernadero.

Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático

Por otra parte el cambio climático es una de las principales amenazas para el desarrollo sostenible y representa uno de los principales retos ambientales con efectos sobre la economía global, la salud y el bienestar social. España, por su situación geográfica y sus características socioeconómicas, es un país muy vulnerable a los efectos del cambio climático. La disminución de los recursos hídricos, la regresión de la costa, las pérdidas de la

biodiversidad y los ecosistemas naturales o los aumentos en los procesos de erosión del suelo son algunos de los efectos que influirán negativamente sobre varios sectores de la economía como la agricultura o el turismo.

En España, la energía es responsable de aproximadamente el 80 por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero causantes del cambio climático y de la contaminación atmosférica, al tiempo que se constituye como un elemento esencial para la actividad económica y el bienestar de los ciudadanos. A este efecto contribuyen tanto la generación de energía, como su utilización ineficiente, lo que es especialmente importante en el caso del transporte. Asimismo, la Unión Europea ha identificado la política de I + D + i como una de las herramientas más eficaces para abordar los nuevos retos del sector de la energía y la lucha contra el cambio climático y ha destinado una parte importante de su presupuesto a este objetivo.

La Acción Estratégica de Energía y cambio Climático es un instrumento mediante el cual el Gobierno articula un conjunto de Subprogramas Nacionales con objeto de favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes y el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

La Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático consta de los siguientes cuatro subprogramas:

- a) Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes.
- b) Subprograma Nacional para la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte; enfocado a la mejora de rendimiento energético de los distintos modos de transporte, a la promoción del cambio modal desde modos más productores de emisiones a modos menos contaminantes, incluidos los modos no motorizados, y al fomento de la intermodalidad como medio más adecuado de lograr la necesaria optimización del balance global de emisiones del transporte.
- c) Subprograma Nacional para promover la edificación sostenible, que está dirigido a la promoción de la investigación, desarrollo e investigación de nuevos materiales y productos aplicados a la edificación así como a la utilización de nuevas fuentes de energía.
- d) Subprograma Nacional para la mitigación no energética del cambio climático, observación del clima y adaptación al cambio climático, que está destinado a la optimización de las redes de observación sistemática del clima, al conocimiento del clima y su evolución futura y a la reducción de emisiones no energéticas de gases de efecto invernadero.

Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes.

Con las premisas generales anteriores y considerando, simultáneamente, el interés del sector en la política energética y en la política tecnológica, su enfoque dentro de la perspectiva de la ciencia y la tecnología se hace de forma que contribuya a alcanzar un desarrollo sostenible mediante el cual las legítimas aspiraciones de crecimiento económico y bienestar social de los pueblos se consiga sin un despilfarro de los recursos naturales y conservando el medio ambiente. Debe abordarse un planteamiento de I+D+I en aquellos ámbitos en los que, existiendo una determinada capacidad nacional de investigación y desarrollo, se precise una evolución acorde con las políticas nacionales, potenciando al máximo la capacidad tecnológica del país.

Las prioridades temáticas del Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes son las siguientes:

- a) El desarrollo de formas y usos convencionales de la energía para que sean más eficientes y aceptables medioambientalmente. Optimizando las tecnologías desde su origen hasta su uso final, impulsando el desarrollo de otras que reduzcan su impacto ambiental en el ciclo productivo, potenciando las que garanticen mayores eficiencias y mitiguen la producción de gases de efecto invernadero, incrementando la seguridad de las centrales nucleares y solucionando la problemática relacionada con la gestión integral de los residuos radiactivos, mejorando la calidad de los carburantes derivados de los productos petrolíferos o desarrollando nuevos carburantes para el transporte compatibles con las infraestructuras actuales, haciendo un uso limpio del carbón en aplicaciones como la combustión o la gasificación e impulsando sistemas avanzados de transformación y aprovechamiento conjunto del calor y la electricidad, todo ello dentro de un marco de eficiencia energética.
- b) El fomento de las energías renovables y de las tecnologías emergentes, que permitan un suministro energético seguro y eficiente y con criterios de rentabilidad mediante la diversificación de las fuentes y de su procedencia geográfica. Potenciando su introducción en el sistema energético nacional, reduciendo los costes de fabricación de los bienes de equipo destinados a tal fin, optimizando la relación eficiencia y costes de producción y explotación y garantizando su integración en el sistema energético, fomentando energías renovables para generación eléctrica, hoy, en distintos grados de desarrollo como eólica, solar o biomasa. Introduciendo igualmente los nuevos sistemas de almacenamiento y transporte de energía, como el hidrógeno, vector energético aplicable al transporte y a usos estacionarios y mejorando las posibilidades ofrecidas por sistemas innovadores como las pilas de combustible. En este agrupamiento se requiere intensificar el desarrollo tecnológico para acompañarlo de investigación, en todas sus modalidades, y demostración para facilitar su implantación industrial y en el mercado.

c) La contribución en la investigación y el desarrollo de la fusión termonuclear promovido desde la Unión Europea, empleando las grandes instalaciones nacionales como el Stellarator TJ-II, la instalación de fusión europea JET y cooperando de forma activa en la instalación internacional ITER desde la fase inicial en la que se encuentra hasta su construcción y posterior operación y experimentación. Su especial situación requiere que estas actuaciones se configuren como un subprograma específico, en el que la investigación básica dirigida debe ser el eje principal de atención.

Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, para que sean más limpias y eficientes

Estas energías han desarrollado sus tecnologías hasta un nivel altísimo de madurez competitiva, descansando en ellas, en gran medida, el desarrollo económico de los decenios precedentes. Sin embargo, algunas de estas energías no se ajustan totalmente a los principios de desarrollo sostenible. La transición de la situación actual a un escenario energético renovado, que satisfaga los principios mencionados y a la vez no sea contraproducente para la actividad económica y el bienestar social, necesita políticas de I+D+I en varios ámbitos; particularmente, de nuevas tecnologías dentro de las energías convencionales. El objetivo fundamental es garantizar el suministro energético de forma económica y respetuosa con el medioambiente con criterios de eficiencia y calidad empleando las fuentes energéticas convencionales e introduciendo las tecnologías necesarias para optimizar su uso.

Las líneas de actuación propuestas son:

– Mejora de carburantes para transporte:

- Desarrollo de nuevos procesos en las refinerías de petróleo y catalizadores más activos y selectivos que permitan reducir la intensidad energética del proceso de refinado y obtener simultáneamente combustibles de mayor calidad medioambiental y mayor eficiencia energética en su utilización final.
- Desarrollo de nuevos procesos que permitan adaptar la estructura de la producción a las tendencias de la demanda de productos para el transporte.
- Nuevos combustibles para el transporte (Gas natural comprimido, GLP, gasoil GTL) que sean compatibles con las infraestructuras existentes hoy día.

– Tecnologías de uso limpio del carbón y de productos petrolíferos:

- Optimización del funcionamiento de las plantas mediante su adaptación a diferentes combustibles, validación de modelos de simulación, materiales, componentes, repotenciación y ciclo supercríticos.
- Alargamiento de la vida de las plantas, potenciando las técnicas de mantenimiento predictivo, la evaluación en continuo de ciclos de vida, de rendimientos, la influencia de los sistemas de depuración.



- Mejorando los quemadores, los sistemas de inyección de combustible, de depuración de humos, de desulfuración de gases, de eliminación de óxidos de nitrógeno y la utilización de las cenizas volantes.
- Proseguir con los desarrollos de procesos relacionados con la GICC con miras a la segunda generación, mejorando su eficiencia, mejorando sus emisiones y reduciendo los costes de la tecnología y optimizando el rendimiento de la planta. Impulsar la investigación tendente a mejorar el contenido en hidrógeno del gas de síntesis, para su producción con miras a la utilización en pilas de combustible.
- Así mismo es necesario hacer un esfuerzo en lo relativo al control de las emisiones con el desarrollo de equipos de medida y control, con estudios de dispersión y con los efectos de la contaminación y en especial a lo relativo al desarrollo de tecnologías de captura y confinamiento de CO₂.

– *Fisión Nuclear*

- Garantizar la operación segura de las centrales a largo plazo mediante programas de vigilancia de los componentes y materiales estructurales de las Centrales Nucleares.
 - Disponer de los mejores conocimientos y herramientas en métodos y códigos en termohidráulica, accidente severo y Análisis Probabilista de Seguridad (APS) para mejorar seguridad y competitividad.
 - Mejorar la seguridad, fiabilidad y competitividad del combustible nuclear.
 - Optimizar la explotación del parque nuclear actual por medio de su modernización y mejora del mantenimiento.
 - Reducción de la contribución de los factores humanos y la organización al riesgo de las instalaciones. Identificación de razones de percepción actual del riesgo e intervención.
 - Reducir la dosis de radiación a personas y medio ambiente.
 - Participar en desarrollos en curso de centrales avanzadas y realimentar conocimientos para las centrales actuales.
- Y en el campo de los residuos radiactivos:
- Tecnologías básicas de caracterización del combustible, físico-química de actínidos y productos de fisión y transferencia de radionucleidos en la biosfera.
 - Tratamiento y reducción de la radiotoxicidad de los residuos de alta actividad (separación y transmutación).
 - Sistemas de almacenamiento a largo plazo de residuos de alta actividad.
 - Optimización y mejora de los sistemas de gestión de residuos de baja y media actividad.

– Poligeneración

La generación simultánea de electricidad y energía térmica útil (en calor, frío, o ambos) es una tecnología madura y ampliamente implantada. Sin embargo, hay posibilidades de ampliar el campo de aplicaciones de cogeneración mediante tecnologías emergentes de integración energética o generación múltiple de energía eléctrica, calor, frío, desalación y/o regeneración de aguas y productos químicos en general.

– Eficiencia en el uso final de la energía

- El desarrollo de tecnologías de bombas de calor, incluyendo la posibilidad de utilizar el terreno como foco frío y el aprovechamiento de energía en la industria mediante sistemas de cogeneración, equipos auxiliares, equipos de absorción, etc. Utilización de nuevos fluidos refrigerantes, integración de la bomba de calor con sistemas energéticos híbridos, tecnologías de absorción de calores residuales, desarrollo de componentes y de sistemas industriales de alta temperatura.
- La investigación y el desarrollo de herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento energético integrado y desarrollo de nuevos conceptos urbanísticos que permitan mejorar la eficiencia en las edificaciones.
- Producción de calor y frío.

– Transporte de energía

- La mejora del equipamiento existente mediante la automatización de la distribución, de las comunicaciones, de los equipos de protección, control y medida, y con transformadores y aparataje avanzados.
- Mejora de la operación con el desarrollo de modelos de ayuda a la operación de sistemas eléctricos y para la reposición del servicio tras un incidente y mediante el desarrollo de superconductores como nuevos conductores de bajo costo y altas prestaciones térmicas para aumentar la capacidad del transporte y distribución de energía.
- Mediante el desarrollo y validación de dispositivos superconductores (limitadores de corrientes de falta, cables subterráneos, transformadores, etc.), centros de transformación compactos e integrados y nuevos materiales aislantes.

– Generación Distribuida / Distribución Activa

En los últimos años se observa una evolución del sector energético caracterizada por la reestructuración y liberalización, el incremento de necesidades energéticas y los avances tecnológicos (menor potencia más eficiente). Además, desaparece la economía de escala en la que se basan los sistemas de generación-transporte-distribución, y los sistemas de generación pasan de concentrarse en un número moderado de grandes instalaciones a integrarse de forma atomizada en las redes de distribución de



media y baja tensión. Este nuevo concepto de distribución activa (DA), también conocida como generación distribuida (DG), está emergiendo como un nuevo paradigma de generación-distribución de la energía eléctrica que plantea toda una serie de problemas y oportunidades relacionadas con los servicios, los equipos y las infraestructuras.

Las actuaciones que se abordan en este tema tienen que ver con la generación de energía, con la distribución de energía y con las tecnologías horizontales para sistemas energéticos industriales, comerciales y domésticos, que más concretamente se pueden clasificar en los cuatro bloques siguientes de líneas tecnológicas:

- Integración a gran escala de mini y microsistemas avanzados de generación distribuida de electricidad. Conexión e impacto en la red de: generación eólica, microgeneración con tecnologías de pilas de combustible, microgeneración mediante sistemas fotovoltaicos y plantas mixtas.
- Componentes, sistemas y servicios para la red de distribución activa de electricidad: sistemas de acondicionamiento de red para asegurar la fiabilidad y calidad de la energía, sistemas de protección y medida para MT y BT, sistemas electrónicos de potencia para las nuevas subestaciones y centros de transformación, control de redes y microrredes y gestión y control de generadores y consumidores virtuales.
- Sistemas de almacenamiento de energía que faciliten la integración masiva de fuentes de

energía conectadas a la red. (baterías, pilas de combustible regenerativas, ultracondensadores, bobinas superconductoras, volantes de inercia, etc).

- Servicios orientados al mercado eléctrico: servicios de valor añadido para la distribución de electricidad (distribución y clientes), incluyendo gestión de la demanda utilizando generación distribuida, sistemas de gestión y operación de redes, comercio electrónico y telefacturación de los consumos eléctricos (energéticos) para MT y BT y aspectos regulatorios y retributivos de la generación distribuida. Normalización, ensayo y certificación de equipos y sistemas.

Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes

El objetivo es facilitar los medios científicos y tecnológicos que permitan incrementar la contribución de estas fuentes energéticas de forma eficiente y competitiva para progresar en su integración en el sistema energético nacional. Para reducir la dependencia de las fuentes energéticas convencionales, e incrementar el uso de los recursos autóctonos y con ello garantizar la seguridad de suministro, es necesario provocar un desarrollo tecnológico que posibilite el despliegue de las energías renovables, el hidrógeno y las tecnologías emergentes de transformación energética. Al mismo tiempo se debe impulsar la competitividad de la industria nacional de fabricación de sistemas de generación energética a partir de las fuentes renovables en un mercado global. Las

diferencias entre los recursos y las tecnologías existentes tanto en su origen como en el estado tecnológico en el que se encuentran obligan a actuaciones diferenciadas entre ellas.

Las líneas de actuación propuestas son:

– *Evaluación y predicción de recursos de energías renovables*

- Investigación y desarrollo de tecnologías y sistemas avanzados que simplifiquen las mediciones y mejoren la fiabilidad de las evaluaciones incluso en los recursos con menos potencialidad actual de aprovechamiento energético.
- Actualización de la evaluación y predicción de recursos obtenida mediante nuevas mediciones y procesos de estimación.
- Mejora e implantación, cuando proceda, de las bases de datos existentes sobre los recursos renovables nacionales.

– *Energía eólica*

- Creación de infraestructuras y herramientas para desarrollo de aerogeneradores. Desarrollo de palas e investigación de nuevos materiales y de nuevos modelos de palas, componentes de aerogeneradores y sistemas de generación eléctrica y electrónica de potencia. Máquinas de nueva generación. Desarrollo de nuevas herramientas, diseños y conceptos tecnológicos. Homologación y certificación de máquinas y componentes.

- Integración en el sistema eléctrico. Desarrollo de un sistema integrado de comunicación entre el sistema de generación eólico, agentes intermedios y operadores del sistema. Investigación y desarrollo de sistemas avanzados de predicción eólica para la gestión de la producción energética. Desarrollo de tecnologías y sistemas operativos para la generación eléctrica de elevadas prestaciones (reactiva, resistencia a caídas de tensión, redes débiles, alta calidad de energía, mejora de la eventualidad y almacenamiento de energía). Desarrollo de normativa técnica y administrativa nacional para la integración en el sistema y su adecuación al entorno europeo.
- Almacenamiento de energía. Integración de los sistemas de producción de energía eólica con el vector hidrógeno. Sistemas de acumulación de energía.
- Desarrollo de tecnologías y sistemas orientados a la integración medioambiental de la energía eólica.
- Mejoras del diseño de sistemas de aerogeneración para reducción de costes, incremento del rendimiento energético, disponibilidad, mantenimiento, fiabilidad y seguridad de la operación y de los equipos.
- Desarrollo de técnicas y equipos de diagnóstico para el mantenimiento predictivo de equipos aerogeneradores.
- Diseño de parques, evaluación de recursos y emplazamientos. Configuración de parques

y aerogeneradores adaptados a localizaciones específicas.

- Desarrollo de nuevos avances en transporte, montaje y mantenimiento correctivo de grandes aerogeneradores.
- Nuevos desarrollos en energía eólica. Estudio de tecnologías para emplazamientos no convencionales, sistemas autónomos, desarrollo de aerogeneradores de pequeña potencia, sistemas híbridos con el fin de facilitar el autoabastecimiento en lugares aislados.

– Energía Solar

a) Energía solar fotovoltaica

- Materiales Fotovoltaicos. Investigación, desarrollo y caracterización de materiales fotovoltaicos orientado a la reducción de costes específicos, en los campos de materiales de grado solar, la lámina delgada, etc.
- Células fotovoltaicas. Mejoras en las tecnologías y optimización de procesos de fabricación células fotovoltaicas, mejoras y modernización de sistemas de fabricación orientados a la reducción de costes específicos. Nuevos conceptos que consuman menor cantidad de material y aprovechen mejor el espectro.
- Módulos fotovoltaicos. Investigación, desarrollo e innovación en módulos fotovoltaicos en los campos de fabricación y su homologación, integración arquitectónica, sistemas de concentración y nuevos conceptos.

- Sistemas fotovoltaicos. Investigación y demostración tendentes a mejorar el balance del sistema, desarrollo de nuevas aplicaciones y aspectos de diseño, sistemas de seguimiento solar, monitorización y telegestión y mejora de la calidad de servicio. Almacenamiento.

- Acoplamientos a redes. Investigación y desarrollo de tecnologías para la mejora de la calidad de onda y seguridad de conexión a la red. Optimización de inversores. Desarrollo de normativas y herramientas de homologación y caracterización de inversores y componentes.

b) Solar térmica alta temperatura.

- Tecnología de concentración en foco lineal hacia: superficies reflectantes, tubos absorbedores, sistemas modulares para pequeñas aplicaciones, almacenamiento térmico, nuevos conceptos de concentradores.
- Tecnología de receptor central hacia: nuevos conceptos de heliostatos, sistemas de seguimiento solar avanzados, receptores solares de aire y sales fundidas, almacenamiento térmico, desarrollo de sistemas de control y medida de flujo de radiación solar concentrada.
- Aplicaciones de carácter industrial hacia: calor en procesos industriales (producción de vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.), producción de hidrógeno, procesos químicos, aprovechamiento mediante ciclos termodinámicos.

c) Solar térmica de baja y media temperatura

- Promover la investigación y desarrollo para la mejora del diseño, procesos de fabricación, monitorización, telemantenimiento, eficiencia de los captadores solares de baja temperatura, componentes y su adecuación e integración en la edificación, con una orientación a la reducción de los costes específicos.
- Investigación y desarrollo en nuevos captadores solares avanzados de media temperatura.
- Nuevos conceptos para la generación de electricidad y calor con sistemas de concentración. Desarrollo de sistemas eficientes y de bajo coste.
- Diseño de instalaciones para aprovechamiento energético de efluentes de bajo gradiente térmico. Instalaciones de demostración.
- Desarrollo de nuevas instalaciones de climatización y refrigeración solar.
- Aplicaciones de carácter industrial orientadas hacia procesos térmicos industriales: producción de agua caliente y vapor, frío industrial, desalación, secado, etc.

d) Solar pasiva.

Investigación y desarrollo en herramientas para el diseño de sistemas bioclimáticos, nuevos materiales, almacenamiento integrado de energía para mejora de la eficiencia energética en las edificaciones.

– Biomasa

a) Investigación y desarrollo de cultivos energéticos.

- Promover la evaluación, predicción y desarrollo del recurso de biomasa agraria y forestal para distintas regiones, así como del desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación.
- Promover la investigación en selección de nuevas especies herbáceas y leñosas de alta producción y de la maquinaria específica para la recolección.
- Promover la investigación de nuevos cultivos oleaginosos alternativos para la obtención de materias primas para la producción de biodiesel, el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.
- Promover la investigación de nuevos cultivos de gramíneas, materiales lignocelulósicos y cultivos azucarados, como materia prima para la obtención de bioalcohol así como el desarrollo del equipamiento adecuado para su explotación y la logística.
- Caracterización energética de la biomasa para la obtención de biocombustibles.

b) Biocombustibles sólidos

- Desarrollo de tecnologías de combustión eficientes y de bajo coste y el equipamiento necesario. En particular la investigación de



los efectos que provocan sobre las calderas la corrosión y fusión de escorias, así como los producidos por el tratamiento de combustibles procedentes de la biomasa. También, tecnologías para la co-combustión simultánea de biomasa diversa incluyendo carbón.

- Desarrollo de sistemas de pequeña escala.
- Desarrollo de tecnologías de sistemas de gasificación y co-gasificación de biomasa, residuos sólidos urbanos, y carbón. También, tecnologías de pirólisis y en general de aprovechamiento integral de sistemas de biomasa no sólo con fines energéticos sino de valorización químico-energética de los mismos. Incluyendo los motores térmicos y los procesos de limpieza de gases, control y mantenimiento.

c) Biogás

- Desarrollo de vertederos biorreactores.
- Desarrollo y optimización de sistemas rentables de limpieza de biogás.
- Adaptación de motores para su funcionamiento con biogás.
- Investigación y desarrollo en la mejora de sistemas de producción de biogás a partir de diversas fuentes como lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales, residuos agroindustriales, residuos de ganadería intensiva, vertederos controlados de resi-

duos sólidos urbanos. Atendiendo a los diversos aspectos microbiológicos, de diseño de equipos, de tratamiento de efluentes y de integración de procesos para su óptimo aprovechamiento energético.

- Gestión integrada de residuos orgánicos para optimizar el proceso de la obtención de compost y energía.

d) Biocombustibles líquidos

- Desarrollo de tecnologías de alta eficiencia en los procesos químicos y fermentativos, incluyendo la optimización de subproductos.
- Homologación de biocombustibles y formulaciones específicas para su adaptación como carburantes.
- Infraestructura y logística del aprovisionamiento, metodologías de mezclado, dosificación y aditivación.
- Estrategias de recogida de aceites vegetales usados y otros residuos para su conversión en biocarburantes según normativa.

– Otras energías renovables

- Desarrollo de tecnologías y modelos para la optimización del mercado de energías renovables.
- Minihidráulica. Instrumentación, telecontrol, mantenimiento predictivo y reducción de impactos.



- Geotérmica. Aprovechamiento como fuentes calientes en sistemas combinados de producción de calor y frío.
- Marinas. Desarrollo de tecnologías para aprovechamiento de la energía del oleaje así como el aprovechamiento de la energía mareomotriz.

– Hidrógeno

El hidrógeno, con la evolución tecnológica de las pilas de combustible, presenta el potencial de convertirse a largo plazo en un agente portador de energía que cambie la configuración del sector energético, haciéndolo más seguro, eficiente y respetuoso del medio ambiente. Para ello, deben superarse una serie de barreras tecnológicas en el ámbito de su producción, almacenamiento, distribución y suministro final, tanto para su uso en transporte como para aplicaciones estacionarias, específicamente en los siguientes campos:

- Producción: Sin emisiones de CO₂, a partir de agua, utilizando métodos electrolíticos (con energías renovables o nuclear) u otros emergentes como fotoelectroquímicos, fotobiológicos o biomiméticos y partir de materias primas renovables o fósiles (preferiblemente con captura de CO₂) mediante procesos de reformado, oxidación parcial, gasificación u otros. Igualmente la producción de gases con alto contenido de hidrógeno para aplicaciones energéticas distintas de las pilas de combustible.
- Almacenamiento: comprimido, líquido o mediante tecnologías de hidruros metálicos y las estructura carbonosas de nanotubos.
- Distribución y suministro final: uso de infraestructuras existentes y nuevas; medios de transporte; instalaciones de suministro final.
- Normas, especificaciones y estandarización en materia de equipamiento, seguridad y calidad del producto.
- Análisis comparativo de ciclo de vida de eficiencia energética y de emisiones de GEI'S, en sistemas integrados de producción, almacenamiento, distribución y suministro final de hidrógeno en sus aplicaciones de transporte y generación distribuida.
- Creación de una infraestructura de ensayos y equipos de trabajo en I+D+I relacionados con la seguridad en el uso del hidrógeno (identificación de escenarios representativos de accidentes, determinación de árbol de fallos, análisis de modos de fallo y sus efectos, estudio comparativo de riesgos y daños, desarrollo y validación de herramientas para evaluación de la seguridad en distintas aplicaciones, etc.).

– Pilas de combustible

- El desarrollo de otros combustibles para alimentación de pilas de combustible (gas natural, metanol, bioalcoholes, fracciones del petróleo etc.) en lo relativo a producción rentable y limpia, purificación y desarrollo de infraestructura.



- En relación con las pilas de combustible de baja temperatura (PEM) los esfuerzos deben orientarse hacia el desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), el desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus prototipos de pilas de combustible, sistemas basados en pilas de combustible para su aplicación en transporte, y en uso estacionario y portátil, procesadores de combustible.
- Pilas de combustible de alta temperatura (Óxidos sólidos y carbonatos fundidos) las actividades deben orientarse al desarrollo de materiales (catalizadores, electrodos, electrolitos, placas, sellos, etc.), al desarrollo de componentes de pilas de combustible y sus métodos de fabricación y al desarrollo de prototipos de pilas de combustible.
- La utilización de sistemas de pilas de combustible en usos diversos (cogeneración, generación eléctrica distribuida o centralizada, integrados con energías renovables, como unidades auxiliares de potencia, como fuentes motrices en transporte, etc.) y el desarrollo y validación de herramientas de simulación para el análisis de sistemas de pilas de combustible por métodos computacionales.
- La condición de agente portador de energía del hidrógeno y el sistemas transformador de las pilas de combustible, exigen al mismo tiempo de sus avances independientes, el desarrollo de sistemas integrados con las

diversas fuentes energéticas y a ser posibles con diferentes aplicaciones finales, en lo que se refiere a desarrollo y demostración de sistemas de gestión, control y seguridad.

Subprograma de fusión termonuclear

La I+D+I en este campo se realiza fundamentalmente alrededor de «grandes instalaciones», que debido a su complejidad y alto coste sólo están disponibles en unos pocos países. En España está disponible en el CIEMAT la instalación de fusión por confinamiento magnético del tipo Stellarator TJ-II, catalogada como «Gran Instalación Científica», que pretende ser el catalizador que impulse y aglutine en nuestro país la I+D+I en esta área de trabajo. Esta instalación TJ-II se encuentra totalmente integrada, a

través de la Asociación EURATOM-CIEMAT, dentro del Programa Europeo de Fusión que explota científicamente el Tokamak más importante del mundo, JET, y construye un Stellarator Superconductor, Wendelstein 7-X.

Asimismo, el Programa Europeo de Fusión colabora en el desarrollo de la instalación internacional llamada ITER que tiene como objetivo demostrar la viabilidad científica y tecnológica de la fusión integrando en un único dispositivo todas las tecnologías necesarias para la materialización de una planta productora de energía basada en estos procesos. La construcción del ITER va a exigir, durante los próximos años, un gran esfuerzo para crear un tejido científico y técnico adecuado para tener un papel protago-

nista coherente con el suministro de productos de alto valor tecnológico. La explotación del proyecto requeriría un mayor protagonismo de los grupos nacionales, con independencia del esfuerzo económico complementario que sería necesario en el caso de su construcción en nuestro país.

Líneas de actuación:

- Actividades orientadas a la explotación científica y tecnológica de la Instalación Española TJ-II y la física de plasmas en general.
- Desarrollo de tecnologías para la medida de las magnitudes características de plasmas de fusión nuclear.
- Desarrollo de métodos y tecnologías asociadas al calentamiento de plasmas como la inyección de haces energéticos de partículas (NBI), introducción de radiofrecuencia (ECH, ICRH, IBW...) en el caso magnético o intensos haces energéticos como láseres, haces de iones y descargas de estricción electrostática en el caso inercial (incluyendo plasmas de muy alta densidad).
- Desarrollo de nuevos materiales susceptibles de ser utilizados en instalaciones de fusión.
- Facilitar y fomentar la participación en los grandes proyectos europeos de fusión y muy particularmente en ITER.
- Desarrollo conceptual de plantas productoras de electricidad utilizando procesos de fusión.

10.2. RESULTADOS DE LA ACCIÓN ESTRATÉGICA DE ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

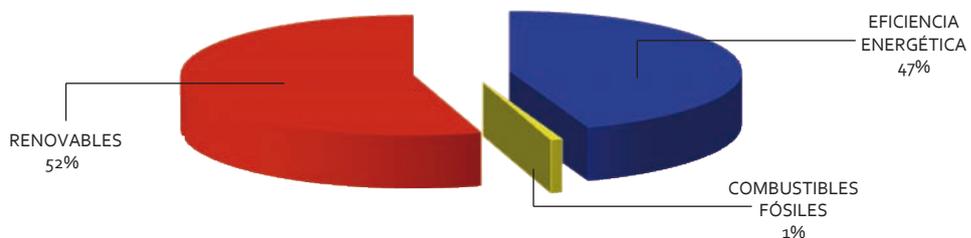
Durante el año 2010 continuó la tramitación de las ayudas de la Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático en lo referente al Subprograma Nacional para la eficiencia energética, energías renovables y tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes, otorgadas en la convocatoria de 2008.

Las ayudas abonadas en el ejercicio de 2010, pueden concretarse en los siguientes aspectos:

- Los recursos comprometidos se ha distribuido en un 52% para el área de energías renovables, un 47% para eficiencia energética y un 1% para combustibles fósiles (gráfico 10.1)
- Por tecnologías, los recursos totales comprometidos de 6,4 millones de euros se ha distribuido según el gráfico 10.2, destacando 2,6 millones para tecnologías de mejora del uso final de la energía.
- Por tipología de proyecto que ha recibido ayudas, de 41 proyectos en total, ha sido predominante el proyecto individual con colaboración externa, con 20 proyectos; desarrollados en cooperación y con colaboración externa, han sido 10; desarrollados en cooperación sin colaboración externa, han sido 6 y finalmente 5 individuales sin colaboración externa (gráfico 10.3).

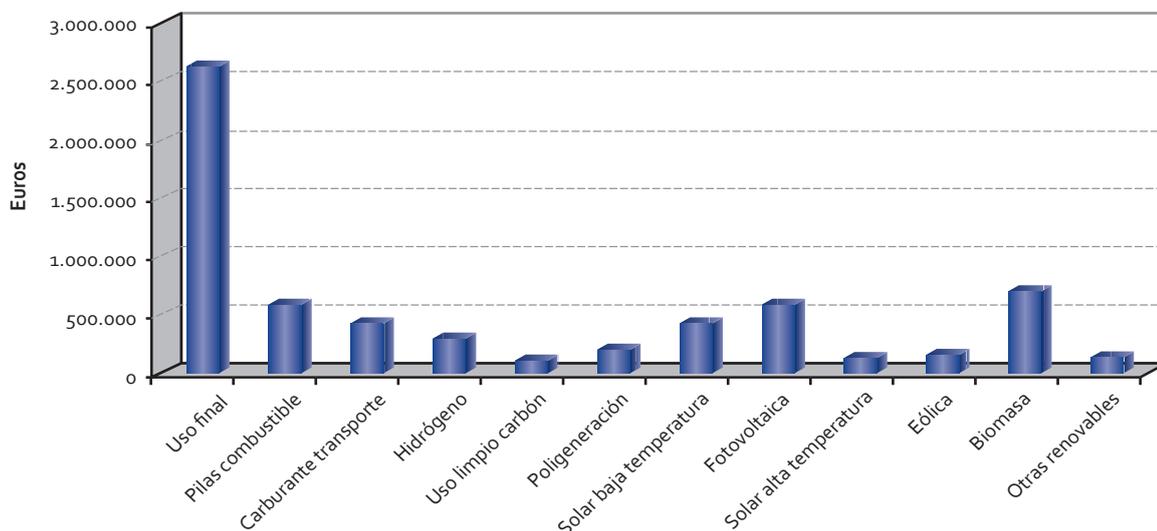


GRÁFICO 10.1. SUBPROGRAMA NACIONAL PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA O EMERGENTES. DISTRIBUCIÓN PRESUPUESTARIA POR ÁREAS



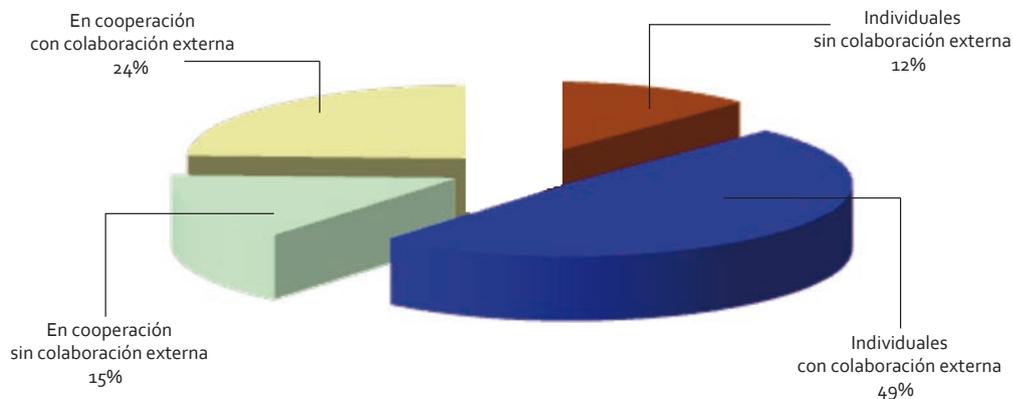
FUENTE: SEE.

GRÁFICO 10.2 SUBPROGRAMA NACIONAL EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA Ó EMERGENTES. AYUDAS POR TECNOLOGÍAS



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 10.3 RESULTADOS DEL SUBPROGRAMA NACIONAL PARA LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, ENERGÍAS RENOVABLES, TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN LIMPIA Ó EMERGENTES. TIPOLOGÍA DE PROYECTOS PRESENTADOS



FUENTE: SEE.

10.3. CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El CIEMAT, Organismo Público de Investigación dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación, mantiene sus programas de investigación y desarrollo con especial atención a los campos de la energía y el medio ambiente. Los gastos totales del CIEMAT en el año 2010 fueron de 129 M€, de los cuales, 85 M€ corresponden a gastos directos asociados a los programas de I+D durante ese mismo ejercicio, distribuidos según los porcentajes siguientes: Energía 36,2%, Investigación Básica 12,5%, Medio Ambiente 12,3% y Tecnología 17,3%.

Además de un conjunto de proyectos de investigación en temas de física de partículas, astrofísica y biología molecular, que tienen un carácter más básico y una aplicación no directamente energética, además de otros proyectos de desarrollo de nuevas tecnologías informáticas, de física médica y aceleradores de partículas, el CIEMAT ha mantenido actuaciones en prácticamente todos los ámbitos energéticos, incluyendo programas específicos en las áreas de las energías nucleares de fisión y fusión, las energías renovables y los combustibles fósiles. Además, ha realizado un amplio abanico de actividades en el estudio del Impacto Ambiental de la Energía y de los aspectos socioeconómicos asociados a su producción y uso, como se describe a continuación.

Durante el año 2010 ha continuado su relación institucional con los Ministerios de Economía y Hacienda, Ciencia e Innovación, y Medio Ambien-

te y Medio Rural y Marino, así como con diversas administraciones autonómicas y locales y muy especialmente con el CSN, CIUDEN y ENRESA, actuando como apoyo técnico en diversas materias de su competencia.

Se ha progresado en la definición de la European Energy Research Alliance (EERA), que se configura como uno de los nuevos instrumentos del SET-Plan para incrementar la capacidad de Europa en la Investigación de Tecnologías Energéticas con bajas emisiones de carbono. Se ha realizado un importante esfuerzo en la organización de la estructura de la Alianza y se han iniciado los primeros programas conjuntos (Joint Programmes).

Durante la conferencia plenaria del SET Plan en Madrid fueron aprobados los programas conjuntos en: Energía Geotermia, Energía Eólica, Energía Solar Fotovoltaica y Redes Inteligentes.

En Noviembre de 2010, se iniciaron también programas conjuntos en Materiales para energía nuclear, Bioenergía y Captura y almacenamiento de CO₂ con una importante participación del CIEMAT en los mismos.

Asimismo, ha continuado el proceso de formación de la KIC (Knowledge and Innovation Community) de Energía Sostenible, denominada «InnoEnergy». El proyecto integra a 35 socios de universidades, empresas y centros de investigación. Supondrá una inversión de 450 millones de euros para los próximos cuatro años.

Durante el año 2010, se ha definido la estructura de gobierno de la KIC, configurándose el «Coloca-



tion Center» Iberia que agrupa la participación de los organismos portugueses y españoles: CIEMAT, UPC, ESADE, IBERDROLA, GAS NATURAL, IREC, IST, EDP, etc.).

También durante el año 2010, se han iniciado los primeros programas de trabajo en las siguientes áreas: Energía Eólica marina, Energía Solar fotovoltaica, y Energía Solar Termoeléctrica en los que CIEMAT tiene una importante participación.

Además durante el año 2010, han merecido una especial atención las siguientes actuaciones en el campo específico de la investigación energética:

- El impulso de aquellos proyectos en los que ha existido una decidida participación de la industria, con especial énfasis en las energías renovables.
- Consolidación del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) en Soria como un centro de referencia en tecnologías medioambientales relacionadas con el uso de la biomasa como fuente de energía, sola o en combinación con combustibles fósiles. Durante 2010 ha continuado el programa de ampliación y mejora de capacidades e infraestructuras que se inició en el año 2005, con realizaciones importantes en el campo del ensayo y caracterización de aerogeneradores de pequeña potencia.
- El CIEMAT ha continuado en 2010 coordinando el PSE, del Ministerio de Ciencia e Innovación «Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂», en el que se plantean las tecnologías de captura de CO₂ en Pre-combustión, las de Oxicombustión y su almacenamiento geológico.
- El CIEMAT participa en el PSE-Probiogás, basado en la gestión y revalorización de residuos orgánicos mediante el proceso de digestión anaerobia de los mismos. En dicho proceso se genera biogás que puede ser aprovechado como una fuente de energía y, el material residual digerido, como enmienda agronómica. Asimismo, se realiza el estudio a nivel nacional y comarcal de los posibles emplazamientos de plantas de producción de biogás. Por último, resaltar la labor de divulgación y formativa de este PSE.
- El CIEMAT, en el ámbito de su contribución técnica a la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN), de la que es miembro del Patronato, participa en el Programa de Almacenamiento y Secuestro Geológico de CO₂ en el que ejerce la dirección del Subprograma de Evaluación del Comportamiento. Colabora en proyectos como la «Evaluación del Comportamiento y Análisis de Riesgos de las potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂», y el «Estudio Hidrogeoquímico de potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂». «Caracterización petrofísica de las formaciones calcáreas jurásicas de la Antiforma de Arroyal como posibles rocas almacén y sello en la Planta de Desarrollo Tecnológico de Almacenamiento Geológico de CO₂ en Hontomín (Burgos)», y «Análisis de sensibilidad e incertidumbre de los Elementos clave de la evaluación del comportamiento de una Planta de Desarrollo Tecnológico de CO₂ (Hontomín-Bur-



gos)». En el año 2010 CIEMAT y CIUDEN han firmado un Acuerdo Específico para la realización de un Proyecto Conjunto de 5 años de duración (2010-2015) para el «Análisis de Seguridad de una Planta de Desarrollo Tecnológico en Hontomín (Burgos)» cuya Fase I se extiende hasta diciembre de 2011. Asimismo, es destacable la elaboración ante el año 2009 del «Plan Director para la restauración edafopaisajística y restauración ambiental de espacios degradados por la minería del carbón en El Bierzo», documento base para las propuestas de recuperación de escombreras y áreas afectadas tras el abandono de la minería del carbón en esta comarca. En esta línea, se continúa trabajando en la Dirección y Supervisión de la Restauración Edafopaisajística de Escombreras en el Municipio de Igüeña. También se ha cooperado en la realización de los Comentarios a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de CO₂ (COD/2008/0015).

- Asimismo, el CIEMAT ha continuado colaborando con la Fundación Estatal Ciudad de la Energía, CIUDEN, asumiendo la coordinación del programa de investigación paralelo que se está llevando a cabo y en el que participan el Departamento de Matemática aplicada de la Universidad de Santiago de Compostela, El Departamento de Mecánica de Fluidos de la Escuela Superior Politécnica de la Universidad de Zaragoza, el Instituto de Carboquímica – CSIC de Zaragoza, y el CIRCE.

- El CIEMAT colabora con el Centro Nacional de Energías Renovables (Fundación CENER-CIEMAT)) en virtud del acuerdo suscrito entre

CENER y CIEMAT para el desarrollo de la Instalación Científico Tecnológica Singular (ICTS) de Biocombustibles de 2.^a Generación, centro promovido por CENER en Aoiz – Navarra, participando en la definición, diseño y gestión científico-tecnológica de la misma. Esta ICTS dedicada a los biocombustibles tiene como objetivo principal el ser una instalación de ensayos a escala piloto semi-industrial capaz de desarrollar procesos de producción de biocarburantes de 2.^a generación a partir de materias primas no competitivas con la industria alimentaria (especialmente materiales lignocelulósicos tales como residuos forestales y herbáceos) y la producción de biocombustibles mediante diferentes vías de producción (termoquímica, bioquímica y/o enzimática) y la aplicación de conceptos de biorrefinería.

- CIEMAT es miembro de la Asociación Española del CO₂ (AECO₂) y de la Plataforma Tecnológica Española de CO₂ (PTECO₂) participando además en el Consejo Rector de esta última.

- Participación en el 7.^o Programa Marco de la UE mediante el proyecto FORGE (Fate Of Repository GasEs, 2009-2012), orientado al estudio del transporte de gas en diversos materiales de barrera; además a principios de 2010 se han cerrado las negociaciones del proyecto PEBS (Long-term performance of Engineered Barrier Systems, 2010-2014), orientado al estudio de los sistemas de barreras de ingeniería.

- Se ha continuado participando en los proyectos PSE, uno sobre mineólica y otro, sobre almacenamiento energético. El PSE-minieóli-



ca engloba 30 entidades implicadas en el desarrollo de 14 subproyectos y está coordinado por el CIEMAT.

- La continuación de los estudios de Separación y Transmutación en ciclos avanzados del combustible nuclear como opción complementaria al Almacenamiento Geológico Profundo (AGP) para mejorar la gestión de los residuos radiactivos, encuadrados en varios proyectos del 6.º y 7.º Programas Marco de la UE en esta área y la colaboración con ENRESA, y la continuación de los estudios de seguridad nuclear en áreas de interés compartido con el CSN.
- Lanzamiento del proyecto ANDES del FP7 de EURATOM, coordinado por el CIEMAT, para la mejora de datos nucleares de alta precisión requerida para los nuevos sistemas nucleares que podrían mejorar la sostenibilidad de la energía nuclear, reduciendo los residuos radiactivos finales y aumentando el aprovechamiento del combustible nuclear.
- La participación en la Plataforma Tecnológica Española sobre Energía Nuclear, CEIDEN, y en la Plataforma Europea de Energía Nuclear Sostenible, SNE-TP.
- Los trabajos de la participación en el suministro de componentes para el reactor experimental Jules Horowitz, de acuerdo con los compromisos adquiridos con el CEA.
- Consolidación de la Plataforma Solar de Almería (PSA) como el más importante centro de experimentación de Europa en el área de la energía solar de concentración, con especial interés en el lanzamiento de proyectos para el uso industrial de este tipo de energía en cooperación con empresas que desean explorar las posibilidades del sector.
- Progreso en el desarrollo de plasmas de fusión en el stellarator TJ-II: la pared de litio, desarrollada en 2008, ha permitido la operación a alta densidad y como consecuencia reproducir la «transición a modo de alto confinamiento» típica de los dispositivos «Tokamak», abriendo así un nuevo campo de experimentación en la física de TJ-II.
- Progreso en la participación española en el I+D del proyecto ITER, con el inicio de tareas en «breeding blankets», soporte de ingeniería, sistemas de calentamiento de plasma y sistemas de control/adquisición de datos
- Progreso en las actividades en tecnologías para la Fusión: a) en los proyectos del «Broader Approach to Fusion», con la finalización de diseños para componentes de los proyectos IFMIF y JT60, b) estudios de ingeniería para la implantación de la ICTS de Tecnología de Fusión, y c) obtención de los primeros resultados en el CONSOLIDER «Tecnología de Fusión».
- Puesta en marcha de la aplicación informática «SIGE» [Sistema Integrado de Gestión de Emisiones para Grandes Instalaciones de Combustión (GIC)], que permite a las GIC enviar telemáticamente sus declaraciones de emisiones a la atmósfera a la Oficina de Control de Emisiones



de Grandes Instalaciones de Combustión (OCEM). Mediante este procedimiento oficial, establecido por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo, las GIC del sector eléctrico y del refino están aportando regularmente su información sobre este tipo de emisiones.

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

ENERGÍAS RENOVABLES

El CIEMAT, como laboratorio nacional, aglutina las actividades de I+D en energías renovables fundamentalmente en aquellas tecnologías y aplicaciones estratégicas para nuestro país, tanto desde el punto de vista medioambiental como en el ámbito de la seguridad energética. España atesora enormes recursos energéticos renovables en solar, eólica y biomasa, y es en estos tres campos donde se concentra el desarrollo tecnológico liderado por CIEMAT en sus Centros de Madrid, Soria y Almería, y a través de su participación en la Fundación CENER-CIEMAT ubicada en Pamplona. El CIEMAT desarrolla su actividad en estas áreas sirviendo como enlace entre el mundo académico y de la investigación básica y el sector industrial y el mercado, siendo el eslabón tecnológico esencial para la obtención de nuevos productos y soluciones basados en el uso de las energías renovables. Sus líneas estratégicas vienen marcadas por los distintos Programas de la Comisión Europea y por los Programas Nacionales de I+D, así como por los objetivos y líneas de actuación marcadas por el Plan de Energías Renovables. El nuevo reto planteado

desde la CE con el ambicioso objetivo de alcanzar el 20% de contribución de las energías renovables en la demanda de energía primaria en el año 2020, introduce un factor muy importante de peso a la hora de seleccionar aquellos proyectos con un mayor impacto en la consecución de este objetivo. En este sentido cabe resaltar que durante el año 2010, CIEMAT ha conseguido una participación muy importante en buena parte de los nuevos grandes proyectos iniciados en el campo de las energías renovables. Cabe reseñar su participación en los Proyectos Singulares Estratégicos del Ministerio de Ciencia e Innovación, así como en diversos proyectos CENIT, proyectos Consolider y de una manera especial en los proyectos asociados con el Plan E de fomento del empleo y la competitividad.

La presencia internacional de CIEMAT en el ámbito de las energías renovables es muy intensa. Se ha participado activamente en la Agencia Europea EUREC de Centros de Investigación en Energías Renovables, así como en los Comités Ejecutivos de los Programas de Implementación Solar Heating and Cooling; Wind Energy Systems y Solar Power and Chemical Energy Systems de la Agencia Internacional de la Energía. Asimismo desde la Dirección de la División de Energías Renovables se participa en el comité de expertos del Programa de Energía del 7.º Programa Marco de la UE, Además, CIEMAT ha participado activamente en el Task Force para la creación de un Grupo de Investigación dentro de la iniciativa tecnológica conjunta en pilas de combustible e hidrógeno (JTI), siendo la División de Energías Renovables quien participa en el grupo de trabajo de producción de hidrógeno.



CIEMAT también aporta un apoyo importante a los nuevos instrumentos del SET Plan, por un lado proporciona una fuerte presencia en las European Industrial Initiatives (EII), mediante la participación de su personal en los «EII Team» en Bioenergía, Energía Eólica, Energía Solar (fotovoltaica y termoeléctrica) y Energía nuclear.

Por otro lado y como se ha mencionado con anterioridad, participa activamente en otras dos iniciativas europeas:

- La Alianza de Centros Europeos de Investigación en Energía (EERA), que ha definido durante 2010 Programas Conjuntos («Joint Programming») en Energía Eólica, Energía Solar Fotovoltaica, Redes Inteligentes y Energía Geotermia, Bioenergía, Materiales para Nuclear y Captura y Almacenamiento de CO₂.
- La iniciativa KIC (Knowledge and Innovation Community), promovida por el Instituto Europeo de Tecnología (EIT), que en su nodo Iberia centrará las actividades de la KIC en energías renovables y eficiencia energética y en la que se han definido proyectos en: Energía Eólica Marina, Energía Solar Fotovoltaica y Energía Solar de Concentración.

ENERGÍA DE LA BIOMASA

Dentro del área de Biomasa, las actividades se dividen en dos líneas de investigación: la producción y la caracterización de la biomasa como combustible sólido para la obtención de calor y electricidad y el desarrollo de procesos y tecnologías para la pro-

ducción de biocarburantes para el sector del transporte. En la primera línea de actividad se trabaja intensamente en la evaluación de recursos y demostración a gran escala de cultivos energéticos, analizándose su viabilidad técnico-económica, así como los impactos sociales y medioambientales (emisiones de CO₂) de su producción. Estas actividades han continuado desarrollándose durante el año 2010 en el marco de un Proyecto Singular Estratégico en cultivos energéticos coordinado por el CIEMAT y financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación, que pretende, desde una aproximación sectorial, dinamizar la producción y procesado de biomasa para usos energéticos. El PSE On Cultivos lo integran actualmente 28 participantes, de los que 18 son empresas y otras entidades privadas y 8 son universidades y organismos de I+D. La superficie de cultivo que se estima implementar en el Programa de Demostración de los cultivos estudiados (2005-2012) es de unas 30.000 ha, con localización de parcelas en Andalucía, Aragón, Castilla la Mancha, Castilla y León, Extremadura, Madrid y Navarra.

En el área de preparación y caracterización de la biomasa como biocombustibles sólidos la actividad se centra en el desarrollo de métodos de preparación de biomasa, la optimización de estas operaciones con el objetivo de obtener las características adecuadas para los procesos de conversión energética con un buen balance energético y económico y en la verificación, estandarización y desarrollo de métodos para el análisis energético de la biomasa. También se desarrollan estudios sobre los parámetros que afectan a la formación de PAH's y NOx en la combustión de biomasa y determinación de los métodos y/o condiciones de

trabajo para minimizar el contenido de tales compuestos en las emisiones y posibles estrategias para minimizar el riesgo de formación de sinterizados de cenizas, así como la corrosión en equipos cuando se utilizan biomásas herbáceas como combustibles, con alto contenido en álcalis y cenizas.

En este sentido cabe resaltar que durante el año 2010 el CEDER ha conseguido una participación destacada en nuevos proyectos sobre el aprovechamiento energético de la biomasa. Caben destacar los financiados por la convocatoria INNPACTO para la realización de proyectos de I+D+i orientados hacia productos explotables basados en la demanda en cooperación público-privada:

- *Proyecto On-3-Bioterm: utilización de la biomasa procedente de cultivos energéticos para la generación de energía térmica y trabajo en los sectores residencial y terciario).*
- *Proyecto G+C 15 MWt (Desarrollo, construcción y ensayos de un quemador de alto rendimiento para biomasa de 15 MW de potencia térmica y un sistema de preparación de combustible asociado).*

Otros proyectos de carácter internacional en los que también participa el Centro a partir del año 2010 son el proyecto HIBRELEC, financiado por el Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo (CYTED), que busca soluciones al abastecimiento energético de calidad en zonas aisladas de Iberoamérica, o el proyecto BIOMASAUD para la puesta en marcha de acciones de promoción de la biomasa sólida en España, Francia y Portugal, financiado por el programa de cooperación territo-

rial del espacio sudoeste europeo, que apoya el desarrollo regional a través de la cofinanciación de proyectos transnacionales por medio del FEDER (Fondo Europeo de Desarrollo Regional).

En el área de producción de biocarburantes para el transporte se continúan las investigaciones para el desarrollo de procesos de producción de etanol a partir nuevos cultivos energéticos no convencionales con el objetivo de obtener etanol-combustible a precios competitivos. La actividad en esta área se centra en la producción de bioetanol a partir de biomasa lignocelulósica, en concreto, en el desarrollo de las etapas de pretratamiento, hidrólisis enzimática y fermentación. La paja de cereal, el residuo de la poda del olivar, las microalgas y la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos son recursos con los que trabajando al amparo de proyectos como el CENIT-Biosos, el Biorefol (CICYT) y el Biofuel (MICYT). Se colabora intensamente con Abengoa Bioenergía Nuevas Tecnologías en la puesta en marcha de la planta de demostración de producción de bioetanol a partir de paja de cereal para la planta de Biocarburantes de Castilla y León ubicada en Babilafuente (Salamanca), y como fruto de esta colaboración se ha finalizado del proyecto DEMO-E financiado dentro del Plan E. También se ha finalizado el proyecto Biotop en colaboración con Latinoamérica, se han continuado las actividades de investigación en el proyecto Babethanol en torno al desarrollo de pretratamientos avanzados y comenzado las actividades del proyecto Proethanol 2G en colaboración con Brasil en el que participan diversas instituciones europeas y brasileñas. Todos estos proyectos son financiados por la Comisión Europea dentro del 7.º Programa Marco. Se ha intensi-

ficado la colaboración con la empresa IMECAL para comercializar la tecnología desarrollada de manera conjunta para la producción de etanol a partir de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos. También en el año 2010, CIEMAT sigue colaborando con CENER en la gestión del ICTS-Biocombustibles que se espera sea una realidad a lo largo del año 2011.

ENERGÍA EÓLICA

En el ámbito de la energía eólica CIEMAT ha dirigido su actividad a los sistemas eólicos aislados y aerogeneradores de pequeña potencia (hasta 100 kW), profundizando en el conocimiento y la aplicación de este tipo específico de sistemas para aprovechamiento de la energía eólica, bien sea para aplicaciones autónomas (carga de baterías, desalación de agua de mar, bombeo de agua, generación de hidrógeno...), en aplicaciones combinadas o híbridas (electrificación rural mediante sistemas eólico-fotovoltaicos, eólico-diesel, eólico-gas) o en aplicaciones de generación distribuida conectadas a red cerca de la demanda ya sea en entornos rurales, residenciales o incluso urbanos.

En los últimos años esta línea de trabajo se ha concentrado en el Proyecto Singular Estratégico de fomento de la tecnología mini-eólica PSE-MINIEÓLICA en España (2007-2011) a través del I+D+i en el que se integra a los principales fabricantes de aerogeneradores de potencia por debajo de 100 kW y que promueve las instalaciones de ensayo ubicadas en el CEDER de Soria para el desarrollo de procedimientos de ensayo y certifica-

ción tanto de pequeños aerogeneradores como de sus componentes. Dentro de esta actividad se continua realizando ensayos de certificación de aerogeneradores de pequeña potencia existentes en el mercado, así como de nuevos prototipos (caracterización de la curva de potencia, medida de la emisión de ruido acústico y ensayos de durabilidad, seguridad y operación). además de ensayos estáticos de palas, en la actualidad se esta ensayando un prototipo de pala de 11 m de la empresa alavesa Del Valle Aguayo. En breve se va a disponer de capacidad de ensayo dinámico de palas de cara a comprobar su comportamiento en fatiga así como de un banco de ensayo de generadores de 100 kW de potencia. Se han comenzado los ensayos encaminados a la certificación de pequeños aerogeneradores en un nuevo emplazamiento de alto recurso eólico en las tierras altas de Soria, y se prevé que el CIEMAT-CEDER este acreditado de acuerdo a la norma de laboratorios IEC/IOS 17025 para todo tipo de ensayos de aerogeneradores de pequeña potencia a corto plazo. En esta línea se prevé firmar un acuerdo de colaboración con una entidad multinacional para certificación de tipo de aerogeneradores de pequeña potencia de acuerdo a las normas IEC así como a las requeridas en Estados Unidos y Reino Unido.

En el área de normalización también reseñar la gran actividad realizada a nivel nacional e internacional en el desarrollo de normativa armonizada para la certificación de aerogeneradores de pequeña potencia en la cual tanto a nivel nacional (UNE) como a nivel internacional en el marco del Comité Electrotécnico Internacional (Desarrollo de la nueva edición de la norma IEC 61400-2 incluyendo todo tipo de normas relacionadas con la

tecnología de aerogeneradores de pequeña potencia, actividad en la cual se ha celebrado en marzo del 2011 en CIEMAT la última reunión en la cual se ha entregado el borrador de la nueva norma, esta actividad se desarrolla conjuntamente con la tarea 27 del grupo de energía eólica de la Agencia Internacional de la Energía AIE, liderado por CIEMAT donde se ha elaborado la recomendación práctica para etiquetado de aerogeneradores de pequeña potencia para usuarios que ya se ha enviado para su aprobación al Comité Ejecutivo. En la actualidad dentro de esta tarea se trabaja en el establecimiento de la asociación mundial de centros de ensayo de pequeña eólica y en la ampliación de las metodologías de evaluación de recurso eólico y elaboración de procedimientos de diseño, ensayo y etiquetado de aerogeneradores para aplicaciones en entorno urbano.

Comentar la colaboración estratégica del CIEMAT con el SEI (Sustainable Energy Ireland) en la definición técnica del programa nacional irlandés de microgeneración. Mencionar la activa colaboración en el marco de la IEA en el desarrollo de recomendaciones técnicas para evaluación de sistemas híbridos solares fotovoltaicos con minieólica.

Conjuntamente con la Red Científico Tecnológica del Sector Eólico Español REOLTEC se está trabajando en el fomento de la tecnología eólica de media potencia mediante la identificación y desarrollo de aplicaciones innovadoras.

Respecto al diseño de aerogeneradores, durante el año 2010 se ha trabajado conjuntamente con varias empresas privadas en el desarrollo de un innovador procedimiento de fabricación de palas

que busca principalmente reducir el tiempo requerido en el proceso. Asimismo se han fabricado varios volantes con materiales compuestos (fibra de carbono) y se han ensayado exitosamente a alta velocidad de rotación.

Dentro del área de sistemas a finales del año 2010 fue aprobado por CYTED el proyecto integrado de cooperación ECOTUR-RENOVA para promoción del uso de las tecnologías renovables en aplicaciones ecoturísticas, en el cual participa CIEMAT.

Continuando con el área de sistemas, en 2010 se ha finalizado un interesante proyecto denominado SINTER encaminado a demostrar la utilidad de la tecnología eólica de forma autónoma o de forma integrada con la tecnología del hidrógeno en la estabilización de redes débiles. En el marco de este proyecto ha elaborado un informe sobre el estado del arte mundial en el tema de estabilizadores de red, para poder mejorar el funcionamiento y la calidad de redes débiles, dentro del rango de hasta 5 MVA y se ha realizado la instalación, conexión y monitorización en el CEDER de un innovador aerogenerador monopala de 250 kW, fabricado por la empresa aragonesa ADES. Dicho aerogenerador se está ensayando como generador de energía además de estabilizador de red y permitirá avanzar en las posibilidades de integración de la energía eólica distribuida en España.

Por último y dentro de la tecnología de redes inteligentes se ha aprobado el proyecto GEBE (Gestor de Balances de redes energéticas con generación distribuida inteligente), aprobado en la convoca-

toría INNPACTO 2010 del MICINN, mediante el cual se va a poder optimizar la capacidad gestión de la generación, del almacenamiento y del consumo de energía en una red acotada del CEDER de cara a aumentar el autoconsumo lo mas posible de toda la energía renovable generada in situ e incluso realizar estudios de viabilidad tanto técnica como económica del potencial intercambio de energía, a través de las redes convencionales (mediante un peaje virtual) con otras redes inteligentes situadas a media distancia que también forman parte de este proyecto.

En el área de predicción de recursos eólicos se ha desarrollado conjuntamente con el NCAR (National Center for Atmospheric Research) de Estados Unidos, una nueva parametrización del modelo Meso-escala WRF para viento que permite reducir a más de la mitad el error cometido en la estimación del viento en todas las estaciones analizadas. Además se está desarrollando una herramienta de control de calidad de datos de viento. Se ha estudiado, dentro de AVAWIP, el comportamiento lineal del viento en media mensual y se ha realizado una reconstrucción del viento en Navarra desde 1850 hasta 2005. Se está realizando una reconstrucción de la potencia eólica en la Comunidad Foral de Navarra.

Todos estos estudios llevados a cabo en la unidad están permitiendo participar en la elaboración de varios proyectos europeos, dentro del marco del EERA (European Energy Research Alliance). Por ultimo se esta trabajando en un subproyecto dentro del proyecto KIC-INNOENERGY para predicción de recursos eólicos en entorno marino (Proyecto OFFWINTTECH).

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

En energía solar fotovoltaica, el CIEMAT, ha centrado su actividad en investigación y desarrollo de dispositivos fotovoltaicos de lámina delgada, así como en medida y ensayo de células, módulos y componentes FV y diseño y evaluación de centrales de potencia:

- La actividad en materiales policristalinos en lámina delgada, con aplicaciones fotovoltaicas y electro-ópticas, se ha centrado en el desarrollo de los proyectos externos que siguen en curso de años anteriores, cual es el caso del Proyecto Consolider del MEC GENESIS-FV en el que CIEMAT contribuye con la investigación en materiales tipo calcopirita y otros relacionados para células de banda intermedia. Un importante esfuerzo se ha dedicado a la preparación de óxidos conductores transparentes (OCTs) con propiedades avanzadas para su aplicación en dispositivos fotovoltaicos y de eficiencia energética, así en el Proyecto ELOP (Plan Nacional de I+D) se han desarrollado dispositivos electrocrómicos altamente novedosos tipo tandem con 4 estados ópticos diferentes, incluyendo la preparación de electrodos de este tipo sobre materiales poliméricos. Dentro del Proyecto FV-H₂ se han elaborado fotoelectrodos transparentes para la producción foto-electroquímica de hidrógeno. Durante 2010 se ha comenzado el desarrollo del Proyecto ATON (CENIT-CDTI) cuyo objetivo es sentar las bases industriales para producción de sistemas fotovoltaicos basados en lámina delgada, la contribución del grupo será el desarrollo de electrodos sobre substratos flexibles así como de absorbedores tipo calcopiritas.

- En silicio depositado se ha trabajado en la fabricación de células y módulos fotovoltaicos de silicio en lámina delgada en configuración superestrato (pin), en la preparación de células de heterounión de silicio (SHJ) sobre obleas texturadas de interés industrial, y en el desarrollo de células sobre sustratos flexibles (plásticos). En células «pin» se consolidaron los resultados de años anteriores, con eficiencias de conversión por encima del 8%. En módulos «pin» se consiguieron, en colaboración con el Centro Láser de la UPM, eficiencias mayores que el 7% para dispositivos compuestos por ocho células y con más de 14 cm² de área total; lo que representa a día de hoy la primera y única tecnología de interconexión monolítica de módulos fotovoltaicos netamente española. En la tecnología SHJ se consiguieron células de unión simple sobre sustratos Czochralski texturados en el laboratorio con eficiencias de conversión del 14,5%. Y en células sobre sustratos plásticos se lograron dispositivos con prometedoras eficiencias de más del 3%, que representan, hasta donde nosotros sabemos, los primeros dispositivos fotovoltaicos de lámina delgada preparados sobre sustrato flexible con tecnología netamente española. Todos estos logros han permitido dar por cumplidos los compromisos adquiridos por el CIEMAT en los proyectos CLÁSICO y MICROSIL (el primero de los cuales terminó en septiembre de 2010, mientras que el segundo finaliza en junio de 2011). La ejecución de los mencionados proyectos permitió asimismo al CIEMAT ahondar la colaboración con grupos de investigación de la UPM, la UPC y la UB, así como con empresas del sector fotovoltaico como Isofotón, Alstom o Mondragon.
- En componentes y sistemas FV se ha continuado la actividad de calibración de módulos FV de referencia de fábrica y de medidas y ensayos por muestreo de módulos FV para asegurar la potencia en grandes plantas FV. Se ha iniciado una nueva actividad de estudio y desarrollo de técnicas de medida por electroluminiscencia, termografía y reflectancia para atender la nueva demanda del sector fotovoltaico de analizar la salud de los módulos FV y las causas y efectos de defectos que van apareciendo en las centrales. También ha crecido la actividad de calibración de células solares para ajuste de los clasificadores de células de fabricantes nacionales e internacionales y la de calibración de muy diversos tipos de sensores de irradiancia solar para los sistemas de monitorización de centrales FV, a partir de las cuales se mide el rendimiento global de la planta fotovoltaica (Performance Ratio). Se realizaron evaluación o calibración in situ de varias centrales fotovoltaicas y se sigue participando en el desarrollo de normativa FV colaborando con los comités nacionales de AENOR (presidencia del comité nacional) e internacionales de CENELEC y de la IEC, en este último con una presencia activa.
- En relación a proyectos de investigación de I+D, en componentes y centrales FV, se ha finalizado la participación en el proyecto PERFORMANCE de la UE que tiene como resultado las recomendaciones y métodos de medida de módulos de nuevas tecnologías y la medida y análisis de curvas I-V obtenidas en modo continuo en condiciones reales. Se iniciaron los proyectos del PN de I+D, denominados EVADIFOT (herramientas de diagnóstico de centrales FV de



potencia) y el proyecto CALENER (análisis de degradación prematura de módulos FV operando en sistemas FV y de sus causas y efectos). Por último, a través de proyectos del programa CENIT (proyectos MEDIODÍA y ATON), con empresas del sector en estudios varios (efectos del polvo, ensayos de degradación de células CIS, comportamiento de paneles flexibles curvados para invernaderos, etc.).

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LA EDIFICACIÓN

En el campo de la eficiencia energética en la edificación, la actividad se ha centrado en el análisis energético integral del edificio, y en particular, en la integración de técnicas naturales de acondicionamiento térmico para reducir la demanda de calor y frío considerando las técnicas solares pasivas (a partir del diseño arquitectónico) y las instalaciones solares activas (captadores solares y módulos fotovoltaicos) integradas y como otro componente más de la edificación. Durante el año 2010 la actividad más intensa ha seguido siendo la registrada dentro del Proyecto Singular Estratégico ARFRISOL coordinado por CIEMAT que contempla la demostración y evaluación de cinco edificios en distintos emplazamientos climáticos de la península considerados como prototipos experimentales, siendo estudiado su comportamiento energético y la reducción del consumo de energía que se espera sea de más de un 80%. Este proyecto aglutina a importantes empresas del sector de la construcción, a usuarios, empresas del sector de la refrigeración solar y de la energía solar térmica. Durante el 2010, al tener ya construidos los cinco Contenedores-Demostradores de Investigación, se

han continuado los subproyectos SP7 (monitorización o evaluación energética en condiciones reales de uso de los mismos), SP8 (I+D de los sistemas solares pasivos y activos empleados) SP9 (difusión a los profesionales de la construcción y de la enseñanza elaborando Guías y Unidades Didácticas de los niveles de conocimiento (Enseñanza Infantil, Primaria y Secundaria) y a la sociedad en general (pagina Web, medios de comunicación, participando en Ferias y Exposiciones diversas), SP10 (operación/mantenimiento, optimización y mejora de las instalaciones) y SP11 (análisis de los aspectos humanos y sociales). El liderazgo de CIEMAT en el ámbito de la eficiencia energética en edificación, se ha materializado asimismo con la continuación de proyectos como el EDEA con la Junta de Extremadura, y con nuevos proyectos como el ENVITE (del Plan E), la colaboración con el Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNETHPC), para el concurso y posterior construcción de su sede social en Puertollano (Ciudad Real), el proyecto Smart City con ENDESA, el estudio de Viabilidad para la creación de un Centro de Eficiencia y Gestión Energética en Zamora (CEGE) subvencionado por el I D A E y el comienzo de las actividades de dos proyectos de la convocatoria INNPACTO del MICINN: CELSIUS (Componentes de Edificación Ligados a la Sostenibilidad y la Innovación Utilizando como energía el Sol) coordinado por Collosa y DEPOLIGEN (Eficiencia energética en edificios de «emisión cero» mediante la mejora de la demanda energética, la poli-generación y la gestión integral de la energía) coordinado por Iberdrola. Así mismo, se ha participado con la presentación de múltiples ponencias exponiendo los resultados de las investigaciones en los diferentes subproyectos del

PSE-ARFRISOL en el Congreso sobre Arquitectura Bioclimática y Frío Solar, celebrado en marzo de 2010 en Roquetas (Almería) organizado por la Universidad de Almería.

PSA-CIEMAT

La Plataforma Solar de Almería (PSA-CIEMAT) continúa siendo considerada la primera gran instalación europea en el campo de la energía solar térmica. Además de los proyectos propios y de sus actividades de formación, la PSA participa activamente como asesor tecnológico en el desarrollo de las tres primeras iniciativas de proyectos de demostración comercial promovidos por distintos consorcios empresariales en España.

Desde el año 2005, la PSA está asociada con la Universidad de Almería en el Centro Mixto 'CIE-SOL'. Este centro está ubicado en el Campus de la Cañada (Almería), Se desarrollan actividades de I+D en química solar, evaluación del recurso solar, control automático y arquitectura bioclimática. Además de eso, se imparte un master sobre energía solar con un curso académico de duración.

También se mantiene la tradicional colaboración con el Instituto Aeroespacial Alemán (DLR), articulada mediante el 'Convenio Hispano-Alemán 2009-2011', que regula la permanencia de un grupo de investigadores del DLR en las instalaciones de la PSA para trabajar en proyectos conjuntos con la PSA.

En tecnología de Colectores Cilindro-Parabólicos, se ha entrado a formar parte de la sociedad PUER-

TOLLANO GDV, conjuntamente con Iberdrola Renovables, el IDAE, AGECAM y la empresa Navarro Piquer. Este consorcio promueve el diseño y la instalación de una planta pre-comercial de 3 MWe con generación directa de vapor (GDV) en el campo solar de captadores cilindroparabólicos. La ingeniería de detalle y la tramitación de las licencias y permisos se encuentran muy avanzadas. Esta planta se construirá en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real), junto a la planta solar termoeléctrica IBERSOL que posee en dicho municipio Iberdrola Renovables. A través de la PSA, el CIEMAT está asesorando en la ingeniería de detalle relacionada con el proceso GDV I.

Por otra parte, se han firmado dos contratos de licencia con empresas extranjeras para la comercialización del recubrimiento anti-reflexivo desarrollado y patentado por CIEMAT para vidrios. Al mismo tiempo se trabaja para abaratar el recubrimiento selectivo de altas prestaciones desarrollado por CIEMAT para receptores solares que trabajen en contacto con el aire a temperaturas de hasta 600 °C.

Como actividad novedosa cabe mencionar la participación de la PSA en diversos comités, nacionales e internacionales de estandarización relacionados con las plantas solares termoeléctricas. Cabe mencionar a participación en los tres grupos de trabajo que componen el Subcomité AEN/CTN 206/SC «Sistemas de Energía Solar Termoeléctrica», creado por la iniciativa conjunta de AENOR, PROTERMOSOLAR, CENER y CIEMAT. Dentro de este Subcomité la PSA participa en sus tres Grupos de Trabajo, dedicados a: GT1: Plantas, GT2: Componentes, y GT3: Sistemas de Almacena-



miento Térmico. La PSA también participa en el comité de estandarización ASME PTC-52 creado en EEUU,

También se han iniciado nuevas líneas de I+D en concentración solar, apoyadas en algunos casos con la creación de laboratorios específicos en la PSA, como el Laboratorio de Materiales y el Laboratorio de Reflectometría, equipados con todo el equipamiento necesario. Estos laboratorios permiten estudiar diversos aspectos importantes de los sistemas de concentración solar, como la durabilidad de espejos, estimación del periodo de vida para materiales de receptores sometidos a altas temperaturas, durabilidad de los materiales en contacto con sales fundidas (material ampliamente usado para almacenamiento térmico en esta tecnología), etc.

En Tecnología de Receptor Central, y tras la conclusión de la campaña de ensayos con el prototipo de receptor refrigerado mediante sales fundidas que será tomado como modelo para la planta GEMASOLAR, se han llevado a cabo diversas actividades. Así, se ha participado en el proyecto europeo 'SOLHYCO', aportando las capacidades experimentales de la PSA. Este es un proyecto de receptor para torre con tecnología de aire comprimido y ciclo Brayton para producción de electricidad solar. El sistema de apoyo fósil es una caldera de biocombustibles, lo que 'cierra el círculo' de la sostenibilidad para esta tecnología. Se alcanzó por primera vez una temperatura de salida del receptor de 700 °C y se consiguió operación estable hasta 780 °C. No obstante, la estimación previa de la eficiencia estaba debajo del 50%, debido a diversos problemas de diseño.

También se puso en marcha el proyecto SOLGEMAC, con financiación de la Comunidad de Madrid (CAM), cuya actividad de I+d se focaliza en la búsqueda de opciones tecnológicas que permitan desarrollar una futura generación de centrales y sistemas termosolares que abra el abanico de aplicaciones a nuevos ciclos termodinámicos y máquinas térmicas más eficientes y a procesos químicos endotérmicos a alta temperatura.

En cuanto a las aplicaciones no-eléctricas de la energía solar de alta concentración, se ha avanzado en el proyecto SYNPET, promovido por 'Petróleos de Venezuela, S.A.' para el desarrollo de un receptor de torre que, mediante un proceso termoquímico y aplicando radiación solar concentrada, obtendría hidrógeno a partir de coque de petróleo venezolano de difícil comercialización debido a su elevado contenido de impurezas. Se ha logrado alcanzar una temperatura en el interior del reactor de 1050 °C, habiéndose logrado flujos de irradiación de 1.5 MW/m².

Igualmente, y dentro de la línea estratégica de trabajo relacionada con la producción de hidrógeno mediante energía solar, se han realizado ensayos con resultados muy positivos dentro del marco del proyecto europeo HYDROSOL-II, cuyo objetivo es la obtención de hidrógeno mediante la descomposición termoquímica del agua utilizando receptores solares monolíticos con recubrimiento de ferritas. Tras los éxitos experimentales del proyecto se ha lanzado una nueva fase del mismo, bajo la denominación de proyecto HYDROSOL 3D, el cual cuenta igualmente con financiación europea.

Las actividades dentro del área de Aplicaciones Medioambientales de la Energía Solar se han centrado, por un lado, en los procesos de descontaminación y desinfección tanto de agua como de aire y, por otro, en los procesos de desalación de aguas de mar y salobres.

Dentro de los proyectos llevados a cabo en relación con la detoxificación cabe reseñarse el proyecto TRAGUA, que se encuadra dentro del Programa Ingenio 2010 (CONSOLIDER), proyecto de excelencia del MICINN. En el campo de la desinfección solar cabe destacar el proyecto Europeo SODISWATER, que tiene por objetivo el estudio del efecto que sobre la salud tiene el consumo de agua tratada con SODIS en cuatro países de África y la demostración de la eficacia de la técnica SODIS a escala doméstica y del grado de aceptación de ésta como método de desinfección.

En cuanto a la desalación solar, merece una mención especial el proyecto MEDESOL, para el desarrollo de la tecnología de destilación por membranas y el proyecto COSOLIDA, en el que, entre otras actividades, se analizan en detalle los principios físicos de diferentes sistemas de desalación, con objeto de poder proceder al modelado de los mismos, y se estudian algunas de las configuraciones consideradas como las más adecuadas para su implementación práctica.

En la línea de diseminación de la tecnología solar, este año ha continuado la participación de la PSA en el 'Programa Nacional de Mejora y Acceso a Grandes Instalaciones Científicas'. Mediante este programa, financiado por el MICINN, la PSA pone a disposición de la comunidad científica nacional

sus instalaciones de ensayo, a la vez que recibe financiación para la mejora de su equipamiento científico.

Adicionalmente, CIEMAT-PSA continúa liderando un proyecto de especial relevancia financiado por la Comisión Europea dentro del 7.º Programa Marco. Se trata de una 'Integrating Activity' encuadrada dentro del programa 'Capacities' y denominada 'SFERA: Solar Facilities for the European Research Area'.

Mediante este proyecto, la PSA lidera una acción coordinada de todos los laboratorios europeos con infraestructuras experimentales relevantes para la investigación en tecnología solar de concentración. Los principales objetivos del mismo son:

- Avanzar hacia la homogeneización de procedimientos y estándares de trabajo, compartiendo recursos materiales y humanos.
- Poner a disposición de la comunidad científica europea las instalaciones experimentales de que disponen los miembros del consorcio.

CIEMAT-PSA es parte fundamental de la propuesta EU-SOLARIS, presentada este año como candidata al 'ESFRI Roadmap' por la Fundación CTAER (Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables) y aceptada por el Comité Evaluador.

EU-SOLARIS propone una gran infraestructura europea para I+D en energía solar de concentración, ubicada en los terrenos de CTAER en Tabernas (Almería), colindantes con la propia PSA, que sería parte fundamental del proyecto.



La PSA ha venido incrementando sus capacidades de manera notoria gracias al proyecto 'SolarNOVA', financiado a través del programa FEDER. Entre otras actuaciones, se han construido las siguientes instalaciones experimentales:

- sistema para el estudio de las sales fundidas como medio de almacenamiento térmico en las plantas comerciales de tecnología CSP,
- instalación experimental para el aprovechamiento del calor residual de las plantas CSP en desalinización de agua, como aprovechamiento energético adicional.

COMBUSTIBLES Y GASIFICACIÓN

En Valorización Energética de Combustibles y Residuos, se ha generado conocimiento para apoyar el desarrollo de sistemas avanzados de combustión, gasificación y sistemas de tratamiento, limpieza y separación de gases.

Los principales conclusiones obtenidas por el CIEMAT a lo largo del proyecto han sido: la importancia del contenido de inquemados en las cenizas que favorece la oxidación del Hg elemental a Hg²⁺, concentraciones bajas, inferiores a 10 µg/Nm³ de mercurio total en los gases de combustión y aceptable comportamiento del absorbente desarrollado dentro del proyecto, HGC15-Lancaster cuya eficacia de retención de mercurio fue superior a uno de los absorbentes comerciales usados.

Por otra parte el grupo continua trabajando en la valorización energética de la biomasa de cardo en

lecho fluidizado, CARDENER-CM. El cardo es un combustible que plantea graves problemas operacionales como consecuencia de su contenido en metales alcalinos, especialmente sodio y potasio formando aglomerados en el interior del reactor. Aumentar el porcentaje de biomasa en la mezcla combustible y la fiabilidad en la operación son los objetivos de dicho proyecto.

Se participa también en el proyecto FHIBCAT cuyo objetivo es la construcción y puesta a punto de una instalación para demostración y evaluación de técnicas de control de contaminantes tóxicos a nivel traza, a escala piloto. Actualmente se está llevando a cabo la campaña experimental y el grupo de combustión es el encargado de la medida de los gases contaminantes y de metales traza antes y después del filtro híbrido objeto de estudio.

En el campo de la gasificación, se sigue avanzando en la definición de estrategias para la reducción, reutilización y valorización de los residuos generados en la gasificación de fangos de EDAR en un proyecto liderado por Cadagua S.A. y subvencionado por el Ministerio de Medioambiente y Medio Rural y Marino. Dentro del PSE-Cultivos energéticos «Desarrollo, demostración y evaluación de la viabilidad de la producción de energía en España a partir de cultivos energéticos» se continúa investigando en la producción de gas, mediante gasificación a partir de cultivos energéticos para su utilización en motores de combustión interna.

Dentro del proyecto DOTGe, Plan E Demostradores, liderado por INERCO, y participado por CIUDEN y la Unidad de Valorización del CIEMAT se han completado las modificaciones y adaptación

de un gasificador de lecho fluidizado circulante atmosférico de 500 kW, que opera con aire como agente de gasificación, para su operación en condiciones de oxi-gasificación y gasificación con aire enriquecido y vapor, habiéndose instalado los equipos para el suministro de oxígeno, dióxido de carbono y vapor de agua al gasificador. Esto permitirá estudiar la viabilidad del empleo de la gasificación de biomasa con aire enriquecido y/o de la gasificación con vapor para optimización del proceso y mejora de condiciones de operación de los motores de combustión interna. Asimismo sienta las bases para futuras modificaciones de la instalación para poder estudiar procesos de oxi-combustión.

En virtud del acuerdo suscrito entre CENER y CIEMAT para el desarrollo de la Instalación Científico Tecnológica Singular (ICTS) DE Biocombustibles de 2.ª Generación, centro promovido por CENER en Aoiz – Navarra, se ha venido colaborando en la definición de las actividades de la vía termoquímica y en las especificaciones técnicas de la isla de gasificación de biomasa. Se ha definido un gasificador burbujeante de 2 MWt con mezclas de oxígeno y vapor de agua como agente gasificante. La construcción ha sido adjudicada a una empresa española y estará disponible a finales de 2011.

En la línea de tratamiento de gases se han continuado las actividades experimentales en captura de CO₂ en precombustión en el marco del Proyecto Singular Estratégico del Ministerio de Ciencia e Innovación «Procesos avanzados de generación, captura y almacenamiento de CO₂». En dicho proyecto se viene trabajando, junto con ELCOGAS y la UCLM en el proceso Water Gas Shift Catalítico

para su implementación en sistemas de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado para captura de CO₂ y producción de H₂. Se han definido condiciones adecuadas para maximizar la conversión de CO a CO₂ e H₂ utilizando catalizadores de alta temperatura. Por otro lado, el proceso Water Gas Shift Catalítico aplicado a oxi-gasificación se ha abordado en el proyecto europeo FLEXGAS (Research Fund for Coal and Steel, RFCS-CT-2007-00005) recientemente finalizado.

Como continuación de las actividades que se iniciaron en el Programa CENIT, del CDTI, participando en el Proyecto «CENIT CO₂» liderado por ENDESA, se sigue estudiando la captura de CO₂ en gases de escape de centrales térmicas en el proyecto PROMOCAP del Plan Nacional de I+D+i (ENE2010-15569). El desarrollo propuesto se basa en la aplicación de la promoción electroquímica tanto a la captura de CO₂ por adsorción selectiva electropromovida, como a la valorización de CO₂ por hidrogenación selectiva electropromovida para producir hidrocarburos ligeros u oxigenados (metanol, etanol, etc.).

Siguen activas las actividades de separación y purificación de hidrógeno mediante la utilización de membranas de paladio, participando actualmente en el Proyecto Singular Estratégico H₂RENOV, liderado por Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías del Hidrógeno y las Pilas de Combustible.

Se continúan realizando actividades experimentales en el proceso de la reacción de desplazamiento del gas de agua (WGS) y su combinación con tecnología de reactores de membranas y adsorben-



tes para captura de CO₂. Los resultados obtenidos en el ámbito del proyecto europeo CHRISGAS (Integrated Project VI Framework Programme SES6-CT-2004-502587), finalizado en 2010 mostraron que la combinación de reactor de membranas y catalizador permite aumentar el rendimiento de la reacción, obtener una corriente de H₂ puro e incrementar la concentración de CO₂ en la corriente de retenido como paso previo a su captura.

Avanzando un paso más en la integración de sistemas se está desarrollando un sistema híbrido formado por catalizador WGS-adsorbente-membrana para capturar CO₂ con producción de hidrógeno en gases de gasificación. La actividad está soportada por los proyectos CAPHIGAS, correspondiente al Plan Nacional de I+D+i, (ENE2009-08002) y FECUNDUS del Research Fund for Coal and Steel (RFCS-CT-2010-00009). Se han realizado ya la tarea de ensayos de laboratorio para selección de adsorbentes con capacidad de captura de CO₂ en el intervalo de temperatura de 250 a 500 °C.

En Pilas de Combustible e Integración de Sistemas se desarrolla la actividad en tres líneas de actuación: pilas de combustible poliméricas (PEMFC), pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) e integración de sistemas (IS).

EL grupo de pilas de combustible PEMFC está llevando a cabo actividades que incluyen el estudio de las reacciones electroquímicas que intervienen en su funcionamiento, síntesis de materiales electrocatalizadores, preparación de componentes, montaje y ensayos de funcionamiento de monoceldas y pilas. Para los estudios fundamentales de

las reacciones se utilizan técnicas como la voltametría, el electrodo rotatorio, la balanza electroquímica y la espectrometría de masas en líquido. Por otro lado, se utilizan métodos químicos y electroquímicos para la síntesis de nuevos catalizadores basados en platino, aleaciones y óxidos metálicos con alta eficiencia y durabilidad. Para la fabricación de componentes se utilizan técnicas de depósito de láminas delgadas como la electropulverización, en la que el grupo ha demostrado su utilidad práctica para fabricación de electrodos y membranas catalizadas con bajo contenido de platino y alta estabilidad. Los componentes fabricados por el grupo, principalmente electrodos y membranas catalizadas, se evalúan en monocelda con especial atención a su rendimiento, actividad másica (W•gPt⁻¹), y durabilidad. Para ello se han puesto a punto estaciones de ensayo a las que se han adaptado protocolos estandarizados, como el preparado por la International Electrotechnical Commission a través del grupo IEC/TC 105 en cuya elaboración se ha participado. Finalmente se lleva a cabo la fabricación de pilas de combustible de pequeña y mediana potencia (hasta 500 W), utilizando algunos de los componentes de fabricación propia, como los electrocatalizadores, electrodos, placas finales o los colectores de corriente. Se estudian las condiciones de funcionamiento de las pilas, su rendimiento y durabilidad.

En el campo de las pilas de combustible de óxido sólido (SOFC), el grupo ha continuado en el desarrollo de celdas de combustible de temperatura intermedia (IT-SOFC), centrándose principalmente en el estudio de nuevos materiales anódicos que puedan operar directamente con hidrocarburos y además toleren compuestos de azufre pre-

sentos en el gas de alimentación. Las actividades realizadas se han centrado en el desarrollo de nuevos materiales anódicos basados en sistemas Cu-ceria y en sistemas con metales como Mo, W y Ni con CeO_2 como soporte, abordándose su síntesis, caracterización química, estructural, térmica y morfológica, propiedades de transporte, compatibilidad química electrodo-electrolito y estabilidad química en H_2S . Los resultados obtenidos han permitido determinar las formulaciones más prometedoras para ser utilizadas como material anódico que sea resistente a la deposición de carbón y al envenenamiento por impurezas de azufre. Estos materiales anódicos permitirán reducir los costes de fabricación, así como operar directamente con hidrocarburos que es un aspecto clave para su comercialización. Además, se ha iniciado la puesta a punto del método de preparación de los electrolitos de temperatura intermedia por la técnica de tape casting.

El Grupo de Integración de Sistemas ha mantenido la actividad relacionada con el estudio de las aplicaciones de las pilas de combustible para generación de energía y de los procesos de generación de hidrógeno que permitan el aprovechamiento de diferentes combustibles y fuentes de energía. Una de las principales actividades del Grupo la constituyen los programas de control y adquisición de datos, basados en entorno Labview, que se han venido desarrollando para su aplicación a estaciones de ensayo y sistemas integrados. Se han desarrollado varios prototipos que se mantienen en operación: 1) Instalación GELSHI: un sistema de generación limpia que integra aerogenerador, panel fotovoltaico, pila de combustible PEMFC y sistema de almacenamiento de

hidrógeno en hidruros metálicos. 2) Sistema de alimentación ininterrumpida (UPS): incorpora una pila de combustible de 500 W que se alimenta de hidrógeno almacenado en botellas comerciales de hidruro metálico fácilmente recargables o reemplazables aumentando la autonomía del equipo. 3) Instalación EGA: sistema autónomo de generación de energía; se dispone de un campo fotovoltaico (3000 W), una pila de combustible (500 W) y un emulador eólico como fuentes primaria de energía. Se han desarrollado los programas de gestión y control de los equipos, y se mantienen en operación para estudiar su comportamiento e introducir las mejoras necesarias para optimizar la gestión de la energía. Se está realizando la integración en el sistema de un electrolizador alimentado por energía solar o eólica, que permita la obtención de hidrógeno ($1 \text{ m}^3/\text{h}$) a partir de fuentes renovables y su utilización como alimentación de las pilas de combustible.

En simulación numérica y modelización de procesos, la actividad se centra en el uso de la Simulación Numérica Directa (DNS) y en la Simulación de Grandes Escalas (LES) para la predicción de fenómenos físico-químicos relacionados con procesos industriales, con énfasis en procesos de combustión, en flujos multifásicos y en flujos en geometrías compleja. En particular se ha extendido la técnica numérica empleada para simular el movimiento de miles de partículas numéricamente embebidas en un mallado cartesiano regular a mallados arbitrarios. Esta nueva técnica permitirá abrir nuevas capacidades de simulación de flujos en geometrías complejas, móviles y hasta deformables. En un contexto de investigación de carácter más básico, se están desarrollando técnicas

numéricas para extender la formulación hasta ahora usada para partículas rígidas a cuerpos y contornos deformables. Este avance permitirá abordar problemas de interacción fluido estructura de notable importancia en ingeniería y en flujos de interés médico. Usando herramientas de LES se han abordado temas de combustión con química detallada en configuraciones industriales.

Financiados por la Comunidad de Madrid (Programa de Ayudas a actividades de investigación entre grupos de la CAM) se ha iniciado un nuevo proyecto para la modelización y la simulación de la combustión de hidrógeno, con el objetivo a medio plazo de abordar la simulación de turbinas de gas con combustible hidrógeno o con contenido de hidrógeno (gas de síntesis) (HYSYCOMB: Desarrollo de Herramientas Predictivas para la Combustión de Hidrógeno en Turbinas de Gas, S2009-ENE1597). Este nuevo proyecto se acoplará a otros proyectos españoles de desarrollo de la modelización y caracterización de sistemas de combustión limpia gracias a la financiación obtenida en un nuevo programa Consolider (SCORE: Combustión Sostenible CSD2010-00011). Al amparo del Plan Nacional de I+D 2011-2013, se ha empezado a abordar la modelización y la simulación de la combustión del hidrógeno Dentro del plan Consolider-Ingenio (CSD2007-00050 SycE) se seguirá con el desarrollo de actividad pudiéndose aprovechar de las capacidades de cálculo de los más potentes ordenadores del país y extendiendo las herramientas desarrollada a el uso de ordenadores paralelos y de GPUs. En el marco del Plan Nacional de I+D 2011-2013 se enmarca la actividad (de forma conjunta con la Universidad de Zaragoza) para la simulación de problemas fluido-estructura. Por lo que concierne

a las colaboraciones internacionales cabe destacar la relación estrecha que se viene manteniendo con el centro CERFACS de Toulouse (Francia) y con la Universidad de Queens en Canadá.

FISIÓN NUCLEAR

En el ámbito de la fisión nuclear, se han mantenido las actividades para mejorar la seguridad de las plantas nucleares españolas y la gestión de los residuos radiactivos. Es de destacar la colaboración con el Consejo de Seguridad Nuclear, CSN, con ENRESA y con el sector eléctrico a través de la Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear, CEIDEN. También es señalable la integración del CIEMAT en los principales proyectos internacionales sobre esta materia, entre ellos, los correspondientes al 7.º Programa Marco de la UE, el Proyecto Halden, el reactor Jules Horowitz (JHR) y la Plataforma Tecnológica Europea, SNE-TP. En esta plataforma se ha participado en la coordinación de la agenda estratégica de investigación y la preparación de su realización práctica con una iniciativa industrial europea, ESNII, encuadrada en el SET plan.

La investigación sobre Seguridad Nuclear ha continuado centrada en las áreas de: los accidentes severos, la termo-mecánica del combustible de alto quemado, desde su irradiación en reactor hasta su Almacén Temporal Centralizado (ATC) y los sistemas de seguridad de reactores innovadores. Estas investigaciones se han coordinado con el CSN que financia parte de la actividad.

En el campo de los accidentes severos, la instalación PECA-SGTR se ha adaptado y cualificado

para una segunda campaña experimental dirigida a medir la retención de aerosoles y productos de fisión en el secundario del generador de vapor (GV) en caso de fusión de núcleo con rotura de tubos en el GV. Estos resultados y los precedentes están siendo utilizados para el desarrollo y validación de un modelo de cálculo innovador, ARI3SG. Estos trabajos se enmarcan en el proyecto internacional ARTIST2. Las actividades en accidente severo se completan con la participación en proyectos internacionales como el ISTP, el PHEBUS-FP y proyectos de la OECD, como el BIP y el SFP. A través de ello se logra la mejora de las herramientas de simulación al uso, como los códigos MELCOR 2.1 y ASTEC v2.0, particularmente en lo que al Término Fuente se refiere.

En la línea de combustible de alto quemado se han incorporado las últimas versiones de las herramientas analíticas aceptadas por el organismo regulador americano y español. Con ellas se han simulado experimentos de los programas CABRI y SCIP. Asimismo, y bajo el patrocinio de ENRESA, se ha desarrollado una extensión del código FRAPCON-3 para su aplicación a las condiciones de ATC (trabajo financiado por ENRESA); su validación se halla en curso.

Todavía dentro de Seguridad Nuclear se ha potenciado la nueva línea de investigación orientada a la seguridad en futuros reactores, en particular los de alta temperatura (HTR o VHTR), cuya aplicación podría estar vinculada a la producción de calor de proceso e hidrógeno y los reactores rápidos refrigerados por sodio (SFR). Las actividades en HTRs se han integrado dentro del proyecto de la UE Raphael y en el suministro de servicios de apoyo al

proyecto de un demostrador de estos reactores (PBMR) en Sudáfrica. La participación en el proyecto CP-ESFR del 7.º Programa Marco de la UE encuadra las investigaciones en la seguridad de reactores rápidos refrigerados por metal líquido, sodio en este proyecto, propuestos para una generación eléctrica con menos residuos y mejor aprovechamiento de los recursos naturales y para la transmutación y reducción de los residuos de alta actividad de los reactores actuales. Estas actividades se han extendido al campo de la fusión a través del proyecto CONSOLIDER TECNO_FUS. En cada uno de los diseños innovadores citados se han efectuado estudios prospectivos sobre los ciclos de potencia más adecuados a cada tecnología.

En relación con los residuos radiactivos, han continuado las actividades en cuatro grandes líneas la caracterización de residuos de baja y media actividad, el comportamiento del combustible nuclear gastado, la separación de los residuos de alta actividad y su posible transmutación para reducir drásticamente su inventario de riesgo potencias, todos ellos en colaboración con ENRESA.

En materia de residuos radiactivos de baja y media actividad se continúa desarrollando técnicas radioanalíticas destructivas y no destructivas de caracterización radiológica de residuos primarios y bultos de residuos acondicionados dentro de los acuerdos con ENRESA. En el año 2010 se ha continuado el enorme esfuerzo en la caracterización de materiales procedentes del proyecto PIMIC del CIEMAT, la caracterización de los terrenos radiológicamente contaminados de Palomares y el apoyo tecnológico a ENRESA. Durante ese año se ha consolidado la participación en el proyecto del 7.º Pro-



grama Marco de la UE CARBOWASTE, para la caracterización y gestión de grafito irradiado, como el de la central de Vandellos I.

Se participa en la investigación y el desarrollo de la caracterización del comportamiento del combustible nuclear gastado, considerada prioritaria en la evaluación del campo próximo y del término fuente de los almacenamientos de residuos radiactivos de alta actividad, y en las redes europeas HOT-LAB, de laboratorios de ensayos sobre combustible nuclear irradiado, y ACTINET, para el estudio de actínidos. Adicionalmente se potencian las líneas de investigación del comportamiento del combustible irradiado en seco para poder predecir su evolución en el futuro Almacenamiento Temporal Centralizado, ATC.

Se continúan las líneas de investigación de separación de actínidos para el desarrollo de procesos, tanto hidrometalúrgicos como piroquímicos, para los actínidos minoritarios presentes en los residuos de alta actividad; participando en el proyecto ASCEPT del 7.º Programa Marco de la UE y en la continuación del acuerdo sobre I+D en separación con ENRESA.

La investigación en transmutación se centra en varios proyectos del 7.º Programa Marco de la UE. En estos proyectos el CIEMAT participa en el diseño de dos conceptos de sistemas críticos y subcríticos asistidos por acelerador (ADS) para transmutación; en la realización de importantes experimentos de validación de la física y dinámica de los ADS optimizados para transmutar residuos radiactivos (incluyendo la interpretación de los primeros registros directos de interrupciones de

haz en un reactor subcrítico); en los estudios de las características especiales de los materiales estructurales de estos ADS; en la identificación de nuevos datos nucleares necesarios para diseñar transmutadores y en la realización de los experimentos para su medida. La optimización de sistemas para la transmutación de residuos radiactivos se centra, para los diseños subcríticos, en la participación en el proyecto CDT y para los diseños de reactores críticos rápidos de cuarta generación en la participación en el proyecto CP-ESFR, ambos del 7.º Programa Marco de la UE.

Estos estudios se complementan con la participación en proyectos de la NEA/OCDE y la OIEA para la evaluación de ciclos avanzados del combustible nuclear que incluyen las técnicas de Separación y Transmutación.

Adicionalmente se desarrollan dos líneas de investigación más básica en datos y técnicas nucleares de relevancia para sistemas transmutadores y futuros conceptos de reactores nucleares. En la primera, centrada en la medida de secciones eficaces de actínidos en la instalación n_TOF del CERN, durante 2010 se ha completado la medida de la sección eficaz de captura del Am₂₄₁ y se ha comenzado su análisis e interpretación. En la segunda línea, se ha progresado en la realización de estudios experimentales y caracterización de detectores de neutrones y sistemas de digitalización avanzados en PTB (Alemania) y Jyväskylä (Finlandia), dentro de la participación en el proyecto DESPEC para FAIR (Alemania).

Además se ha lanzado del proyecto ANDES, coordinado por el CIEMAT, para la mejora de datos

nucleares de alta precisión requerida para los nuevos sistemas nucleares que podrían mejorar la sostenibilidad de la energía nuclear, reduciendo los residuos radiactivos finales y aumentando el aprovechamiento del combustible nuclear.

Adicionalmente, el CIEMAT ha coordinado la participación del consorcio español en el reactor experimental JHR para estudios de materiales de los futuros reactores y sistemas de transmutación. En el proyecto se han completado los diseños de los intercambiadores de calor y del simulador de experimentos, que constituyen el núcleo de la contribución española al JHR. Dentro de esta misma línea se continúa la participación en el proyecto internacional del reactor de ensayos de materiales nucleares Halden, y se ha apoyado a la preparación de un proyecto para una fuente de intensa de neutrones en el País Vasco, ESS-Bilbao.

Finalmente, El CIEMAT también ha progresado significativamente en el diseño del Laboratorio de Neutrones que se instalará en su centro de Madrid para el desarrollo de técnicas de detección de neutrones y estudios neutrónicos en varias aplicaciones.

FUSIÓN NUCLEAR

Una buena parte de las actividades del Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético se sitúa en el área de física de plasmas. Aquí se integran la operación y explotación científica del Stellarator TJ-II y la participación creciente en los proyectos internacionales de fusión, como JET y, especialmente ITER. Otra línea de actividad,

enmarcada en el concepto «tecnologías de la fusión», engloba el proyecto CONSOLIDER de tecnología de fusión, el programa de materiales, la participación en los proyectos IFMIF y JT60 y los estudios socioeconómicos relacionados con la energía de fusión.

El TJ-II, en operación desde 1998, es un dispositivo de confinamiento magnético del tipo «stellarator», la diferencia fundamental con los dispositivos «tokamak» (como el ITER) es que, pese a ser ambos de geometría toroidal, el tokamak tiene un sistema de bobinas más simple, que se complementa con el campo magnético creado por la corriente del propio flujo caliente (plasma), mientras que el stellarator con un sistema de bobinas más complejo, no utiliza corriente en el plasma. La mayor complejidad tecnológica del stellarator ha dado lugar a que su desarrollo haya sido más lento, pero este tipo de sistemas presentan de cara al futuro la gran ventaja de poder operar en estado estacionario, frente a la operación pulsada del tokamak, lo que hace del stellarator el candidato ideal para un reactor comercial.

Las actividades de TJ-II durante 2010 se han centrado en dos grandes líneas de trabajo:

Física de stellarators: en 2010 ha continuado el progreso de a operación con paredes recubiertas de litio e inyección de energía con haces de partículas neutras (NBI). Se ha establecido de modo rutinario la transición al modo de alto confinamiento (modo H) y se han obtenido interesantes resultados sobre la física de la transición. En particular cabe destacar la observación experimental de fenómenos tipo depredador presa entre la tur-

bulencia y el campo eléctrico en la transición, algo previsto desde hace años por la teoría pero no observado experimentalmente hasta ahora. Otras líneas de trabajo han sido los estudios del efecto de la topología magnética y la implantación del sistema de calentamiento por «onda de Bernstein», con el que se han realizado experimentos preliminares.

En el campo de los desarrollos teóricos y modelado se ha lanzado una nueva línea de trabajo, orientada al estudio de nuevas configuraciones de dispositivos stellarator. La idea es aplicar técnicas nuevas al proceso de optimización de parámetros, utilizando para ello las grandes capacidades de computación que brinda la «Fusion-GRID».

En lo que concierne a las actividades en JET, los desarrollos de minería de datos orientados a la detección / prevención de disrupciones y a la detección de la transición L-H han comenzado a dar resultados muy esperanzadores. El nuevo sistema de detección mejora significativamente los anteriormente existentes, tanto en la fiabilidad de la detección como en el tiempo de anticipación con que esta se realiza.

Otro campo de actividad que se ha mantenido en 2010 es el relativo a los desarrollos para la instalación de materiales IFMIF. Se han continuado las actividades de diseño preliminar y diseño detallado de los sistemas de radiofrecuencia, el bloque de parada, el sistema de diagnósticos, sistema de control, la sección de acoplo de media energía, el subsistema de los solenoides del criomódulo y la sección de acoplo de alta energía. Como parte de estas actividades se han realizado (y pasado con

éxito a pesar de algunas dificultades identificadas de tipo burocrático y financiero) varias revisiones por parte de paneles de expertos internacionales. En el marco de estas actividades se han iniciado la construcción de algunos elementos de los citados subsistemas, que van a utilizarse como prototipos y como paso previo a la fase construcción. También se ha progresado significativamente en la evaluación y diseño conceptual de los diferentes experimentos a realizar en IFMIF. Finalmente se ha realizado un esfuerzo significativo para la definición de las actividades que son necesarias para la instalación y operación del Acelerador Prototipo que va a construirse en Rokkasho (Japón) así como para la definición del alcance del Diseño de Ingeniería de IFMIF y que debe realizarse como paso previo a la posible decisión de su construcción en el marco de un consorcio internacional. También incluido en el «Broader Approach to Fusion» se sitúa el proyecto del tokamak japonés JT60, en el que el CIEMAT es responsable del diseño y construcción del criostato. En 2010 se ha adjudicado el contrato de construcción de la base del criostato y se han ultimado los detalles del diseño de la parte superior del mismo.

Durante 2010 se ha intensificado la participación del CIEMAT en el proyecto de la ICTS «TechnoFusión», habiéndose finalizado el Informe Científico-Técnico en el que se ha realizado un resumen detallado del diseño conceptual de las diferentes instalaciones previstas así como su justificación científica. Más en concreto la contribución del CIEMAT se ha concentrado en: i) el diseño conceptual de la instalación del triple haz, principalmente en el diseño del ciclotrón y la viabilidad de los diferentes experimentos previstos;

ii) el diseño conceptual de la instalación para el estudio de la interacción de plasma-pared PALOMA; y iii) la definición y validación de las diferentes técnicas para la caracterización de los materiales de interés.

Se han mantenido también las líneas de trabajo en estudios socioeconómicos de la energía de fusión y los trabajos orientados a las necesidades tecnológicas a largo plazo: materiales estructurales, materiales funcionales y metales líquidos así como las actividades relacionadas con la modelización computacional del efecto de la radiación en diferentes materiales con especial énfasis en el desarrollo de experimentos «modelo» que permitan la validación de los modelos utilizados. En este marco se ha intensificado de forma muy significativa la colaboración con el CMAM (UAM) en el que se ha puesto en marcha una línea de irradiación específica para la irradiación de materiales.

Finalmente, también se ha intensificado la participación del CIEMAT en distintos programas relacionados con las tecnologías de manipulación remota, habiéndose desarrollado el diseño conceptual de varias de las instalaciones necesarias para la validación de las operaciones de Manipulación Remota de ITER (e IFMIF) y se ha puesto en marcha una red española de cooperación entre distintas instituciones de la CM en relación con estas actividades.

El CIEMAT, en buena parte con la colaboración de empresas españolas, ha consolidado su participación en los desarrollos de I+D para ITER. Se han consolidado las actividades en las áreas de «breeding blankets», mantenimiento remoto y siste-

mas NBI. También se ha consolidado la posición del CIEMAT en dos consorcios orientados al sistema de observación visible-infrarrojo y al sistema de control de posición del plasma mediante microondas.

Dentro del proyecto CONSOLIDER «Tecnología de Fusión», coordinado por el CIEMAT y aprobado en la convocatoria de 2008, se ha alcanzado el pleno nivel de actividad y se han empezado a obtener los primeros resultados. En particular cabe destacar la reproducción del acero de baja activación, el desarrollo de estudios de magnetohidrodinámica en metales líquidos, el establecimiento de los estándares de calidad para la mezcla eutéctica litio-plomo y el desarrollo de sistemas de extracción de tritio basados en permeación contra vacío.

Se han mantenido también las líneas de trabajo en estudios socioeconómicos de la energía de fusión y a nivel nacional ha continuado la colaboración con numerosos grupos universitarios, en el «Master Europeo Erasmus Mundos en Fusión y Física de Plasmas».

Por último, cabe destacar el papel de la industria española en los contratos de construcción del proyecto ITER. España ocupó en 2009-10 el segundo lugar, tras Francia, en el número de ofertas presentadas a las licitaciones de ITER y el tercer lugar, tras Italia y Francia, en presupuesto el total acumulado de los contratos ganados en estas licitaciones. Este éxito se debe en primer lugar al compromiso de nuestra industria con el proyecto pero también ha jugado un cierto papel la actividad de apoyo por parte de CDTI y de CIEMAT, que preside la Plataforma Tecnológica de Fusión.

PROTECCIÓN RADIOLÓGICA E I+D EN RESIDUOS RADIATIVOS

El CIEMAT, que continua siendo centro de referencia en los campos de la Protección Radiológica de las personas y el medio ambiente y en la I+D en Residuos Radiactivos (RR), participa en proyectos especialmente orientados por las necesidades del CSN y de ENRESA, en el ámbito nacional, y por las iniciativas de los principales organismos internacionales relacionados con estas materias.

En lo relativo a Protección Radiológica las principales actividades han consistido no sólo en los controles preceptivos para cumplir la legislación vigente en cuanto al control de radiactividad ambiental y en dosimetría de las radiaciones ionizantes, sino también en el desarrollo de metodologías y criterios de protección. Se participa en proyectos de investigación, nacionales e internacionales, profundizando en el estudio de las características de diferentes radionucleidos de origen natural o antropogénico, así como de sus efectos ambientales, sus vías y modelos de incorporación al organismo humano, y la evaluación tanto de sus consecuencias radiológicas como de los efectos sobre la salud de dosis bajas de radiación.

Debido al prestigio del CIEMAT en este ámbito y a su vocación de servicio público a la sociedad española se inicia una nueva etapa de trabajo centrada en la transferencia de conocimientos y tecnología a empresas privadas.

– Se ha mantenido un alto nivel de presencia internacional, como acredita la participación en numerosos comités internacionales de expertos

de alto nivel (CE, ICRP, ISO, EURADOS), destacando la aportación en la elaboración de guías y en la revisión de recomendaciones y normas de buena práctica.

El objetivo de la I+D en Residuos Radiactivos es adquirir y profundizar en los conocimientos y la tecnología necesarios para garantizar la seguridad a largo plazo de las instalaciones de almacenamiento, tanto temporales como definitivas.

Con relación a la I+D en Residuos Radiactivos conviene destacar las siguientes actuaciones realizadas fundamentalmente en el marco de la UE y en apoyo a ENRESA.

- Con respecto a la opción de Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), se participa en el proyecto FORGE (Fate Of Repository GasEs) Inscrito en el 7.º Programa Marco de la UE. Asimismo está en negociación el proyecto PEBS (Long-term performance of Engineered Barrier Systems) así como la propuesta CRYSTALLINE ROCK RETENTION PROCESSES.
- CIEMAT también participa en distintos programas experimentales que se llevan a cabo en el Laboratorio Subterráneo de Grimsel (Suiza), al amparo de un convenio de colaboración (FEBEX-e) con la agencia de residuos radiactivos suiza (NAGRA), en el que también participan SKB (Suecia) y POSIVA (Finlandia). Es destacable también la colaboración de CIEMAT con la agencia de residuos radiactivos francesa (ANDRA) en las líneas de investigación relacionadas con la migración de radionucleidos en formaciones arcillosas.

- Se sigue investigando el efecto de las partículas coloidales en la migración de contaminantes radiactivos en medios geológicos, a través de un proyecto financiado por el MICINN (CROCKIS). En este proyecto, enlazado con el proyecto internacional CFM (Colloid Formation and Migration), se cuenta con la colaboración de distintos grupos de investigación: KIT (Alemania); PSI (Suiza); KTH (Suecia); AECL (Canadá) y KAERI (Corea), entre otros.
- Con relación a otras opciones de almacenamientos de residuos radiactivos (almacenamientos de media y baja actividad o almacenamientos temporales, AT), CIEMAT colabora con ENRESA, fundamentalmente en el campo de la gestión temporal de los residuos –en cuyo ámbito se desarrolla la caracterización hidrogeoquímica y la investigación sobre el comportamiento de materiales y procesos en el C.A. El Cabril–, y ello a través del Convenio Marco vigente, mediante el desarrollo de los anexos para la «Caracterización del material de cobertera y el hormigón», el estudio de la «Físico-química de radionucleidos en hormigones y productos de corrosión» y la «Caracterización hidrogeoquímica de El Cabril». También se promueven otras actuaciones de apoyo que se materializarán en nuevos anexos de dicho Convenio Marco.
- CIEMAT a petición de ENRESA trabaja en la caracterización de las propiedades de adsorción de los materiales de marisma del Centro de Recuperación de Inertes (CRI) de Huelva, con el objetivo de diseñar una barrera geoquímica a la migración del ^{137}Cs , presente de forma accidental en el CRI.

EFFECTOS AMBIENTALES DE LA ENERGÍA

El CIEMAT, a través de la División de Contaminación Ambiental del Departamento de Medio Ambiente, desarrolla distintas líneas de investigación relacionadas en muchos casos con los efectos ambientales de la producción de energía. Ello no sólo para conocer qué procesos sufren los contaminantes emitidos al ambiente y cuánto y cómo se emiten estos, sino para desarrollar tecnologías y estrategias que reduzcan su emisión y mitiguen o subsanen los daños ocasionados.

- Destaca especialmente la labor de la Oficina de Control de Emisiones de Grandes Instalaciones de Combustión (OCEM-CIEMAT), que, en el marco de lo dispuesto en la Resolución Ministerial (BOE 313 de 29-12-08), además de efectuar el seguimiento y el control de las emisiones en grandes instalaciones de combustión (GIC) del sector eléctrico, también recopila y gestiona la información relativa a las emisiones a la atmósfera producidas por el resto de GIC españolas incluidas en el RD 430/2004, de 12 de marzo, según lo previsto en la Orden ITC/ 1389/2008 del MITYC y en la Orden PRE/3539/2008 de Presidencia del Gobierno en relación al control, seguimiento y evaluación del cumplimiento del Plan Nacional de Reducción de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión Existentes (PNRE-GIC).

La aplicación informática «SIGE» (Sistema Integrado de Gestión de Emisiones de GIC), diseñada, administrada y mantenida por la OCEM-CIEMAT, y reconocida oficialmente según la Resolución de la Secretaría General de la Energía de 8 de julio de



2009 (BOE 183) es la principal herramienta utilizada para la gestión y el procesamiento de los datos de emisiones del parque nacional de GIC. SIGE permite la comunicación directa a través de la Web entre los focos GIC y la OCEM. Las emisiones declaradas según las distintas modalidades previstas en la normativa vigente, son gestionadas a través de SIGE y esa información, una vez superados los rigurosos procedimientos de control y garantía de calidad establecidos, es incorporada a la Base de Datos de la OCEM-CIEMAT, que tras procesarlos se encarga de elaborar los informes oficiales mensuales y anuales sobre el balance de emisiones a la atmósfera de cada uno de los focos GIC que junto a los correspondientes al seguimiento del PNRE-GIC son enviados al MITYC.

- En el ámbito de los estudios de I+D sobre las emisiones a la atmósfera de determinación de emisiones procedentes del sector del transporte CIEMAT trabaja en la determinación experimental de las emisiones producidas por motores tanto en condiciones controladas como reales, para lo que ha desarrollado un sistema para la medida embarcada (a bordo) de las emisiones (gases y partículas) producidas por vehículos. Esta actividad se enmarca en el proyecto MERTEC V, financiado por el Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino (MMAMRM) ha permitido evaluar las emisiones de contaminantes producidos por turismos y vehículos pesados en trayectos interurbanos, tomando como recorrido piloto el tramo español del Corredor V (Gerona-Badajoz).
- En el campo de la reducción de las emisiones desde chimeneas destacan los avances en téc-

nicas de filtrado de partículas, especialmente con filtros híbridos catalíticos para control de emisiones gaseosas de contaminantes tóxicos COPs, PM₁₀ y metales pesados (proyecto FHI-BCAT) parte de esta investigación se está realizando en la planta de combustión del CEDER.

- A través de distintos proyectos nacionales e internacionales se investiga sobre la caracterización de los contaminantes emitidos al medio ambiente procedentes de los procesos de producción de energía, extracción de minerales y combustibles, así como sobre su dispersión, prestando especial atención a su impacto sobre la atmósfera y el suelo. Para ello se utilizan avanzadas técnicas de modelización, simulación numérica y teledetección.
- La participación en el Proyecto Singular Estratégico PROBIOGAS (coordinado por AINIA) favorece la investigación y el avance del conocimiento en el ámbito del tratamiento y aprovechamiento de los residuos agroindustriales para la producción de biogás, profundizando en la mejora de las técnicas de codigestión anaerobia y obtención de digestatos para su uso como enmiendas orgánicas. El CIEMAT además lidera las tareas de divulgación de dicho PSE, habiendo participado en numerosos foros temáticos y codirigiendo un video sobre la producción del biogás y su importancia.

En el marco de los Proyectos Singulares Estratégicos del MICINN, en relación con el Almacenamiento Geológico de CO₂ y restauración de zonas mineras, se trabaja fundamentalmente en apoyo de la Fundación Pública Estatal Ciudad de la Ener-

gía (CIUDEN) de la que CIEMAT es miembro de su Patronato. Por ello se participa en el Programa de Almacenamiento y Secuestro Geológico de CO₂ de CIUDEN y en la realización de proyectos y diversas contribuciones de carácter técnico.

- En 2008, se aprobó el proyecto «Tecnologías Avanzadas de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂» en vigor hasta 2010. CIEMAT coordina el proyecto global en el que además participan ELCOGAS SA, la Universidad de Castilla La Mancha, Universidad Rey Juan Carlos, Universidad Politécnica de Madrid, Universidad de Salamanca, Universidad de Zaragoza, Universidade da Coruña, Universidad de Extremadura, el CSIC, INABENSA SA, AICIA, CIUDEN, Enviros-Spain SL y el IPF, en los siguientes subproyectos: «Tecnología de separación de CO₂», «Captura de CO₂. Oxidación» y «Almacenamiento Geológico de CO₂, Aceptabilidad y Gobernanza. «y «Caracterización de las formaciones almacén de CO₂ y sello en condiciones ambientales y de yacimiento en zonas de Zaragoza y Teruel», este último desde el año 2009.
- A través de acuerdos con CIUDEN, y para su Programa de Almacenamiento Geológico de CO₂, se participa en la «Evaluación del comportamiento y Análisis de Riesgos de las potenciales ubicaciones de una Planta Piloto de Almacenamiento Geológico de CO₂» y en el «Estudio Hidrogeoquímico de potenciales ubicaciones de una Planta Piloto, así como en el estudio de «Percepción y comunicación social».
- CIEMAT también ha participado en la formulación de Comentarios a la Propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono (COD/2008/0015) como miembro de la PTECO₂ y a propuesta del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.
- A instancias del Instituto Geológico y Minero de España, y dentro del proyecto «Análisis y Aplicación de Criterios de Favorabilidad de Estructuras Geológicas» (Proyecto IGME, 2009), el CIEMAT ha participado en el Panel de Expertos sobre Criterios de Favorabilidad del Almacenamiento Geológico de CO₂, con objeto de formular los criterios que permitan definir las estructuras geológicas idóneas para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono en España.
- El CIEMAT, como miembro de la Asociación Española del CO₂ (AECO₂) y de la Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (PTECO₂) a propuesta del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, participa, a través de su Grupo de Trabajo sobre Almacenamiento y Usos del CO₂, en la elaboración del «Documento de Visión» y el «Documento de Despliegue Estratégico y Agenda de I+D+i» para el análisis general del estado de las tecnologías de captura y almacenamiento como solución al cambio climático reforzado antropogénicamente.
- En lo referente a la restauración edafopaisajística de la Comarca de El Bierzo se continúan las labores de dirección, supervisión y monitorización del proyecto de restauración de las escombreras de Tremor de Arriba. En ese ámbito se ha elaborado el Plan Director, auténtica guía para la restauración de los espacios degradados



por la minería de carbón de la comarca, el cual será presentado oficialmente en un futuro próximo. Se ha supervisado la creación de un vivero que lleva asociado una escuela-taller y un taller de empleo que impulsará la formación de personal capacitado en las tareas de restauración. El CIEMAT actúa como asesor sobre proyectos medioambientales de interés en la zona.

– Con respecto a la conservación y recuperación de suelos, el CIEMAT tras la clausura de las minas de mercurio en la zona minera de Almadén, asesora tanto sobre el adecuado uso agropecuario de los suelos, riesgos potenciales, comportamiento del mercurio en los diferentes compartimentos ambientales y sobre las técnicas de recuperación de suelos afectados y la correcta monitorización del área.

– Coordinada por la Universidad politécnica de Cartagena (UPCT) se ha realizado una campaña en Bolivia para la evaluación del impacto sobre la salud y el medio ambiente del mercurio, derivado de su uso intensivo en la minería aurífera. En este punto se ha contribuido a la transferencia de conocimientos y tecnologías con universidades y colectivos de la zona del Altiplano boliviano.

– Con respecto a la conservación y recuperación de suelos, el CIEMAT tras la clausura de las minas de mercurio en la zona minera de Almadén, asesora tanto sobre el adecuado uso agropecuario de los suelos, como sobre las técnicas de recuperación de los mismos.

– Coordinada por la Universidad politécnica de Cartagena (UPCT) se ha realizado una campaña

en Bolivia para la evaluación del impacto sobre la salud y el medio ambiente del mercurio, derivado de su uso intensivo en la minería aurífera.

– La participación en foros internacionales sobre Fitotecnologías (European COST Action-859); CNR de Biodiversidad (red EIONET) de la Agencia Europea de Medio Ambiente, así como en Sistemas de Observación de la Tierra (GEOSS-GMES), favorece el desarrollo de proyectos centrados en la conservación y evaluación del estado del Parque Nacional Tablas de Daimiel, en proyectos de evaluación de efectos ambientales y recuperación de emplazamientos de la Comunidad de Madrid y en la monitorización de vertederos.

OTRAS ACTIVIDADES.

La División de Prospectiva y Vigilancia tecnológica del CIEMAT ha continuado desarrollando actividades para evaluar el papel de las tecnologías energéticas en el diseño de un nuevo sistema energético más sostenible que el actual. Durante 2010, ha participado en el Programa de Prospectiva desarrollado por la Fundación OPTI desde 1998 como responsable del sector energético desarrollando un estudio sobre Energías Renovables. El principal objetivo del ejercicio ha sido analizar la situación actual de las energías renovables en función del impacto que su desarrollo va a tener para nuestro país y las capacidades con que contamos para poder abordar acciones estratégicas que mejoren nuestra competitividad industrial. Los resultados de este estudio de prospectiva, que se publicará por FECYT a principios de 2011, permiti-

rán identificar una serie de tecnologías críticas en su horizonte temporal de desarrollo que deben ser consideradas como objetivos a conseguir junto con los obstáculos que aparecen y las medidas que pueden tomarse para poder lograr su materialización. Las áreas estudiadas han sido. Redes y Gestión de la Energía, Eólica, Solar fotovoltaica, Energía termo solar, Biomasa para producción de calor y electricidad, Biocarburantes, Edificios energéticamente eficientes, Integración de las energías renovables en la edificación, Hidráulica, Geotérmica y Energía marina

Ha continuado la colaboración con Universidad Austral de Chile, donde la División participa en el desarrollo del «Estudio de Prospectiva Regional de la Región de los Ríos» (Estrategia Regional de Desarrollo 2008-2018). Como continuidad de esta colaboración se ha participado conjuntamente en el proyecto «Desarrollo de la Inteligencia Económica en La Región De Los Ríos», AECID A/031224/10

La certificación otorgada por AENOR según la norma UNE 16600 al Sistema de Vigilancia Tecnológica del CIEMAT, ha sido renovada en el 2010. Se ha participado en los trabajos de revisión de la norma ampliando sus contenidos para incluir la inteligencia económica. En vigilancia tecnológica se han elaborado 8 estudios entre los que cabe destacar los realizados para IBERDROLA y URBASER, a través de los acuerdos de colaboración existentes.

Durante el año 2010, la División de Prospectiva y Vigilancia Tecnológica desarrolló un total de siete informes de Vigilancia Tecnológica en áreas entre las que destacan Sistemas Inteligentes de Estabi-

lización de Red, Helióstato autónomo con ultracondensador, Reactor híbrido solar-lámparas eliminación compuestos azufre Pilas de combustible Digestato y Recubrimientos antirreflectantes.

Se ha elaborado un boletín de Biomasa para FECYT del que se han publicado cuatro números en los que se recoge un análisis de las patentes más relevantes en cada una de las áreas correspondientes a las distintas tecnologías de combustión utilizadas en la generación de calor y electricidad.

Finalmente hay que señalar la participación en el Think Tank Innovación en el Área de La Energía del Club Español de la Energía contribuyendo a los informes publicados y en el Grupo de Estadísticas de la Energía creado en el seno del Consejo Superior de Estadística, CSE, para elaborar recomendaciones sobre las estadísticas del sector.

El CIEMAT, a través de la Unidad de Análisis de Sistemas Energéticos, desarrolla tres líneas de investigación relacionadas con la evaluación de los impactos medioambientales y socio-económicos de la producción y consumo de energía y con el desarrollo y utilización de modelos para el análisis económico, tecnológico y medioambiental de los sistemas energéticos.

El liderazgo del CIEMAT en el ámbito de la evaluación de los impactos medioambientales de la energía queda reflejado por la demanda de su participación en diversos proyectos de I+D y por su reconocimiento como centro de referencia en la realización de Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de procesos energéticos, habiendo sido requerido por diversos organismos y empresas nacionales e



internacionales para la realización de estudios en este tema.

Durante 2010, ha participado en los proyectos: HIDROBODIESEL, del Plan E, en el que ha realizado el Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de los biocarburantes obtenidos, a escala industrial, por co-procesamiento de aceites vegetales comparándolos con los carburantes fósiles (diesel) y FAME (biodiesel obtenido por transesterificación) y HYCHAIN (6.º PM de la UE) con el análisis de ciclo de vida de los componentes diferenciadores de los vehículos que utilizan hidrógeno como combustible (pilas de combustible, y sistemas de almacenamiento y distribución de hidrógeno). En el marco del Plan Nacional I+D, ha realizado la evaluación de los gases de efecto invernadero (GEI) a lo largo del ciclo de vida del cultivo del cardo (*Cynara cardunculus*) y de su transformación y utilización como combustible sólido (producción de calor y electricidad) y líquido (producción de biodiesel) y la evaluación de las emisiones GEI evitadas por sustitución de los combustibles convencionales. Así mismo participa en el proyecto europeo BIOGRACE (Programa IEE) en el que se armonizan los cálculos de las emisiones GEI de los biocarburantes en Europa para el cumplimiento de la Directivas Europeas de Fomento de las Energías Renovables 2009/28/CE y de Calidad de los carburantes (2009/30/CE).

Asimismo, el Ciemat ha sido requerido por el IDAE, para la evaluación de los balances de emisiones GEI de los biocarburantes producidos en España, introduciendo los requerimientos a que obliga la citada Directiva 2009/28/CE y por ECO-PETROL para la realización de los ACV de los carburantes fósiles y biocarburantes de Colombia.

Asimismo, el MARM (Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino) ha solicitado el apoyo técnico del CIEMAT, a través de esta Unidad, para la incorporación de los criterios de sostenibilidad de las citadas directivas en la metodología de cálculo del ACV de los biocarburantes, así como en diversos aspectos relacionados con la transposición de las directivas a la legislación nacional.

En relación con el área de evaluación de los impactos socio-económicos de la energía, merece destacar el proyecto INER, recientemente iniciado, y financiado por el Plan Nacional I+D, en el que se van a evaluar los impactos socio-económicos netos derivados de la progresiva implementación de las energías renovables en el sistema energético español, considerando diferentes escenarios, así como la continuación de los análisis económicos de los cultivos energéticos establecidos en el PSE-On Cultivos que lidera el CIEMAT.

Las actividades desarrolladas en el área de modelización energética están relacionadas con la participación en los siguientes proyectos del 7.º PM de la UE:

Proyecto COMET, cuyo objetivo es el estudio de viabilidad técnico-económica del transporte y almacenamiento de CO₂ en los países del Oeste del Mediterráneo, Portugal, España y Marruecos, en el que se actualizará el modelo energético TIMES-Spain registrado por CIEMAT. En el proyecto ATEsT se están revisando distintas herramientas y modelos utilizados a nivel mundial, teniendo en cuenta los requerimientos del SET-Plan, a fin de recomendar aquellos que deberían ser usados por los EM y por el Sistema de Informa-



ción de Tecnologías Energéticas (SETIS), recomendar los datos más adecuados sobre tecnologías y recursos energéticos y proporcionar un roadmap para la mejora y desarrollo de herramientas y métodos con objetivo de cubrir las necesidades para la implementación del SET-Plan. En el proyecto SERF, y en colaboración con otras asociaciones de EURATOM-Fusión, se está mejorando el modelo EFDA-TIMES, modelo económico global, multirregional, en el que se incluye la fusión como tecnología futura. Las mejoras introducidas están relacionadas con los sistemas de almacenamiento de las tecnologías de concentración solar, los biocarburantes de segunda generación y los vehículos híbridos y eléctricos.

Esta Unidad participa en el Programa Conjunto de Bioenergía de la «Alianza de Centros Europeos de Investigación en Energía (EERA)», concretamente, en el Subprograma «Cross-cutting topics» en el tema de Evaluación de la sostenibilidad de los sistemas bio-energéticos: herramientas, escenarios y casos de estudio. Además representa a nuestro país en el programa ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) de la Agencia Internacional de la Energía.

El Centro de Investigación Sociotécnica (CISOT) ha proseguido su investigación con nuevos proyectos en el ámbito de los factores humanos y sociales de las tecnologías energéticas.

En el ámbito europeo el CISOT participa en el proyecto NEARCO₂ –*New Participation and Communi-*

cation Strategies for Neighbours of CO₂ operations–, centrado en el análisis de la percepción y comunicación social en torno a los proyectos europeos de almacenamiento de CO₂. El CISOT participó en la elaboración de la publicación Wind Energy The Facts, referente de la situación de la energía eólica en Europa (IEE). En el marco del programa SERF de EFDA, se llevaron a cabo dos estudios sobre la percepción de la energía de fusión por parte de stakeholders (en España y UK) y se elaboró una propuesta sobre canales de comunicación y participación.

En el ámbito nacional, se continuó con el estudio de la aceptación social de las tecnologías de Captura y Almacenamiento de Co₂ (PSE-Co₂). Se participó en el ámbito de la eficiencia energética en la edificación, la satisfacción ocupacional y el ahorro energético en el proyecto PSE-ARFRISOL. Se realizó investigación sobre biocombustibles de segunda generación y sostenibilidad social en el proyecto PSE-Microalgas. Por último, en el marco del PSE-GLOBALOG se analizó el perfil humano y organizativo de las empresas de logística y transporte del arco atlántico mediterráneo.

Asimismo, investigadores del CISOT han participado en distintas evaluaciones de cultura de seguridad en CCNN.

Durante 2010, el CISOT publicó distintos informes técnicos y monografías, así como artículos en revistas españolas e internacionales de impacto.

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2010 en infraestructuras de transporte de electricidad y de gas recogidas en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, aprobada por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008, y que constituye el documento de planificación vigente. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras desde 2006 y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

11.1. REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2010

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2010 han ascendido a 865 millones de euros, lo que ha supuesto un incremento de casi un 18% respecto a los del año anterior.

Durante el año 2010, se han puesto en servicio 686 km de líneas y se ha aumentado la capacidad de transporte en 367 km de líneas existentes. Se resume a continuación, por zonas geográficas, las actuaciones más destacadas:

Zona norte: Con el objeto de aumentar la capacidad de evacuación de energía y reforzar la red de

transporte en Asturias, Cantabria, País Vasco y Navarra, se han seguido intensificando los trabajos de construcción del eje Norte. El tramo Soto-Penagos 400 kV ya está en servicio. Los tramos que se pondrán en servicio a continuación son Pesoz-Grado 400 kV y Penagos-Abanto 400 kV. Los tramos del eje que afectan la conexión entre Navarra y el País Vasco están planificados en el medio plazo.

Galicia: Se sigue trabajando en el mallado de la región con el resto de España y Portugal. La conexión con Castilla y León está en fase de construcción. La conexión con Asturias está en fase de tramitación. La interconexión con Portugal se ha redefinido, por inviabilidad de las conexiones en 400 kV en la zona de Vigo, y están iniciándose las tramitaciones.

Cataluña: Se sigue trabajando en refuerzos en el entorno del área metropolitana de Barcelona que sumados a los ya puestos en servicio permitirán evacuar la generación prevista en la zona, con las que se ayudara a mantener la garantía de suministro y la calidad del servicio en la zona. Además se han construido nuevas instalaciones para la evacuación de generación de energía de régimen especial en la provincia de Tarragona y se continúa con la construcción de la red de refuerzo de Gerona, parte de la cual está prácticamente está a punto de entrar en servicio.

CUADRO 11.1. INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2006	2007	2008	2009	2010	% 10/09
Inversiones en la red de transporte ⁽¹⁾	510	608	614	735	865	17,7

⁽¹⁾ No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

Aragón: Se está trabajando en una serie de instalaciones que permitirán apoyar la evacuación de generación de régimen especial en la zona centro y sur de Aragón y el apoyo a la distribución en determinados puntos de la Comunidad.

Zona centro y Extremadura: Continúan los trabajos de construcción del eje de 400 kV de mallado de Castilla y León con Madrid. En Madrid se ha reforzado considerablemente la red de transporte en 220 kV, líneas y subestaciones, para dar apoyo a la demanda. Asimismo, siguen avanzando los trabajos de ingeniería y los estudios ambientales del eje de interconexión de Extremadura con Andalucía occidental.

Andalucía: Los trabajos realizados en esta zona se han centrado en el apoyo a la red de 220kV de la zona de Sevilla desde la red de 400 kV. Así mismo se han realizado nuevas instalaciones de 400 kV en la zona de Cádiz que mejoran el mallado de la red de transporte y facilitan la evacuación de las plantas de generación a partir de fuentes de energía renovables y de generación ordinaria fundamentalmente de ciclo combinado.

Levante: Han finalizado algunas de las actuaciones de refuerzo de la red en esta zona, con un nuevo apoyo al eje costero de 220 kV entre Murcia y Jijona, y actuaciones puntuales de mejora de la alimentación. Se continúa la construcción de la futura interconexión Península-Baleares.

Baleares: Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. La conexión con la península mediante cable submarino está en fase de construcción.

Canarias: Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro.

Interconexión con Portugal: Durante el año 2010, han seguido progresando los trabajos de refuerzo de los ejes del Duero y de Andalucía, así como los estudios de una nueva interconexión desde el noroeste español, con el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio comercial con el país vecino de 3.000 MW.

En diciembre de 2010 se puso en servicio la nueva interconexión del Duero entre Aldeadávila (España) y Lagoaça (Portugal), a 400 kV, así como algunos cambios topológicos en las líneas de 220 kV de la interconexión.

Interconexión con Francia: Durante el 2009, INELFE, la empresa constituida al 50% por Red Eléctrica y su homóloga francesa, RTE, con objeto de desarrollar las interconexiones entre España y Francia, ha llevado a cabo los estudios técnico-económicos y ambientales de la nueva interconexión eléctrica por los Pirineos orientales, que deberá estar en servicio en el 2014. En el año 2010 se ha avanzado en la tramitación del proyecto y se han adjudicado los contratos de estaciones convertoras, cables y túnel de forma que los trabajos podrán comenzar en el año 2011. La construcción de esta nueva interconexión, calificada de interés prioritario por la Unión Europea, permitirá duplicar la actual capacidad de interconexión entre los dos países hasta alcanzar el 6% del máximo de la demanda española. Además, favorecerá la integración de un mayor volumen de producción de energía renovable, especialmente de la energía eólica del sistema ibérico.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.2. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV

Línea	Empresa	N.º circuitos	km
E/S en Minglanilla L/Olmedilla-Catadau	Red Eléctrica	1	3,0
E/S en Minglanilla L/Morata-Cofrentes	Red Eléctrica	1	1,0
E/S Carmona L/D.Rodrigo-Valdecaballeros	Red Eléctrica	2	0,4
L/Segovia-Entronque Galapagar	Red Eléctrica	2	25,8
E/S Villanueva Escuderos L/Trillo-Olmedilla	Red Eléctrica	2	3,6
L/Cabra-Guadame	Red Eléctrica	2	146,0
E/S en Belinchon L/Morata-Cofrentes	Red Eléctrica	2	0,6
E/S en Torrente L/Catadau-Eliana	Red Eléctrica	2	15,9
L/Arcos-La Roda	Red Eléctrica	2	286,8
L/Abanto-Zierbena	Red Eléctrica	2	10,4
E/S en Maials L/Rubi-Mequinzenza	Red Eléctrica	1	0,6
Aguayo-L/Penagos-Güeñes (E/S en Aguayo)	Red Eléctrica	1	0,2
Aguayo-L/Penagos-Güeñes (E/S en Penagos)	Red Eléctrica	1	0,6
Compactación Soto-Penagos	Red Eléctrica	2	13,2
L/Pierola-Vic (1.ª fase)	Red Eléctrica	1	48,6
L/Sentmenat-Bescanó (2.ª fase)	Red Eléctrica	1	74,1
L/Aldeadávila-Frontera Portuguesa	Red Eléctrica	1	1,8

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.3. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV

Línea	Empresa	N.º circuitos	km
E/S en Carmona L/Santiponce-Villanueva Rey	Red Eléctrica	1	0,2
E/S en Galapagar L/Majadahonda-Otero	Red Eléctrica	1	3,6
L/Puerto Real-Gazules	Red Eléctrica	1	30,3
L/Puerto Real-Gazules (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,1
E/S en Carmona L/Guillena-Dos Hermanas	Red Eléctrica	2	2,0
E/S en Carmona L/Guillena-Alcores	Red Eléctrica	2	2,0
E/S en Carroyuelas L/Aceca-La Paloma	Red Eléctrica	2	3,9
L/Melancólicos-Mazarredo (subterráneo)	Red Eléctrica	1	0,6
L/Ventas-Melancólicos (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,7
L/Arganzuela-Melancólicos (subterráneo)	Red Eléctrica	1	2,2
L/Villaverde-Parque Ingenieros (subterráneo)	Red Eléctrica	1	4,1
L/Parque Ingeniero-Antonio Leyva (subterránea)	Red Eléctrica	1	5,4
L/Arganzuela-Antonio Leyva (subterráneo)	Red Eléctrica	1	2,8
E/S en Don Rodrigo L/Aljarafe-Quintos (antigua Santiponce-Quintos)	Red Eléctrica	2	25,8
E/S en Prado de Santo Domingo L/Villaviciosa-Getafe (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,4
E/S en Anoia L/Pont de Suert-Rubí (aéreo)	Red Eléctrica	2	1,6
E/S en Anoia L/Pont de Suert-Rubí (subterráneo)	Red Eléctrica	2	0,1
E/S en Carmona L/Santiponce-Villanueva Rey	Red Eléctrica	1	0,2
E/S en Galapagar L/Majadahonda-Otero	Red Eléctrica	1	3,6
L/Puerto Real-Gazules	Red Eléctrica	1	30,3

FUENTE: Red Eléctrica de España.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



CUADRO 11.4. NUEVAS SUBESTACIONES DE 400 Y 220 KV

	Empresa	Tensión
Belinchón	Red Eléctrica	400
Bescanó	Red Eléctrica	400
Maials	Red Eléctrica	400
Minglanilla	Red Eléctrica	400
Torrente	Red Eléctrica	400
Villanueva de los Escuderos	Red Eléctrica	400
Anoia	Red Eléctrica	220
Beniferri	Red Eléctrica	220
Carroyuelas	Red Eléctrica	220
Guixeres	Red Eléctrica	220
Melancólicos	Red Eléctrica	220
Prado de Santo Domingo	Red Eléctrica	220
Pujalt	Red Eléctrica	220
Vaguadas	Red Eléctrica	220

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.5. NUEVA TRANSFORMACIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE EN SUBESTACIONES EN SERVICIO

	Empresa	Tensión	Transformación	
		kV	kV	MVA
Tabernas	Red Eléctrica	400	400/220	600
Brovaes	Red Eléctrica	400	400/220	600
S. Miguel Salinas (desfasador)	Red Eléctrica	400	400/220	800

FUENTE: Red Eléctrica de España.

CUADRO 11.6. AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE

	MVA
366,6 km de líneas de 220 kV	1

FUENTE: REE.



CUADRO 11.7. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN PENINSULAR

		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito de 400 kV	Red Eléctrica	17.005	17.134	17.686	17.977	18.765
	Otras empresas	38	38	38	38	0
	Total	17.042	17.172	17.724	18.015	18.765
km de circuito de ≤220 kV	Red Eléctrica	16.495	16.532	16.633	16.773	17.708
	Otras empresas	271	275	307	322	107
	Total	16.765	16.807	16.940	17.095	17.185
Capacidad de transformación 400/AT (MVA)	Red Eléctrica	56.072	58.522	62.922	66.322	69.122
	Otras empresas ⁽¹⁾	800	800	800	800	0
	Total	56.872	59.322	63.722	67.122	69.122

Los datos de 2010 reflejan tres transformadores inventariados en este ejercicio con una capacidad conjunta de 2.000 MVA.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

En el cuadro 11.8 se muestra la evolución de la red de transporte y transformación en los sistemas eléctricos insulares.

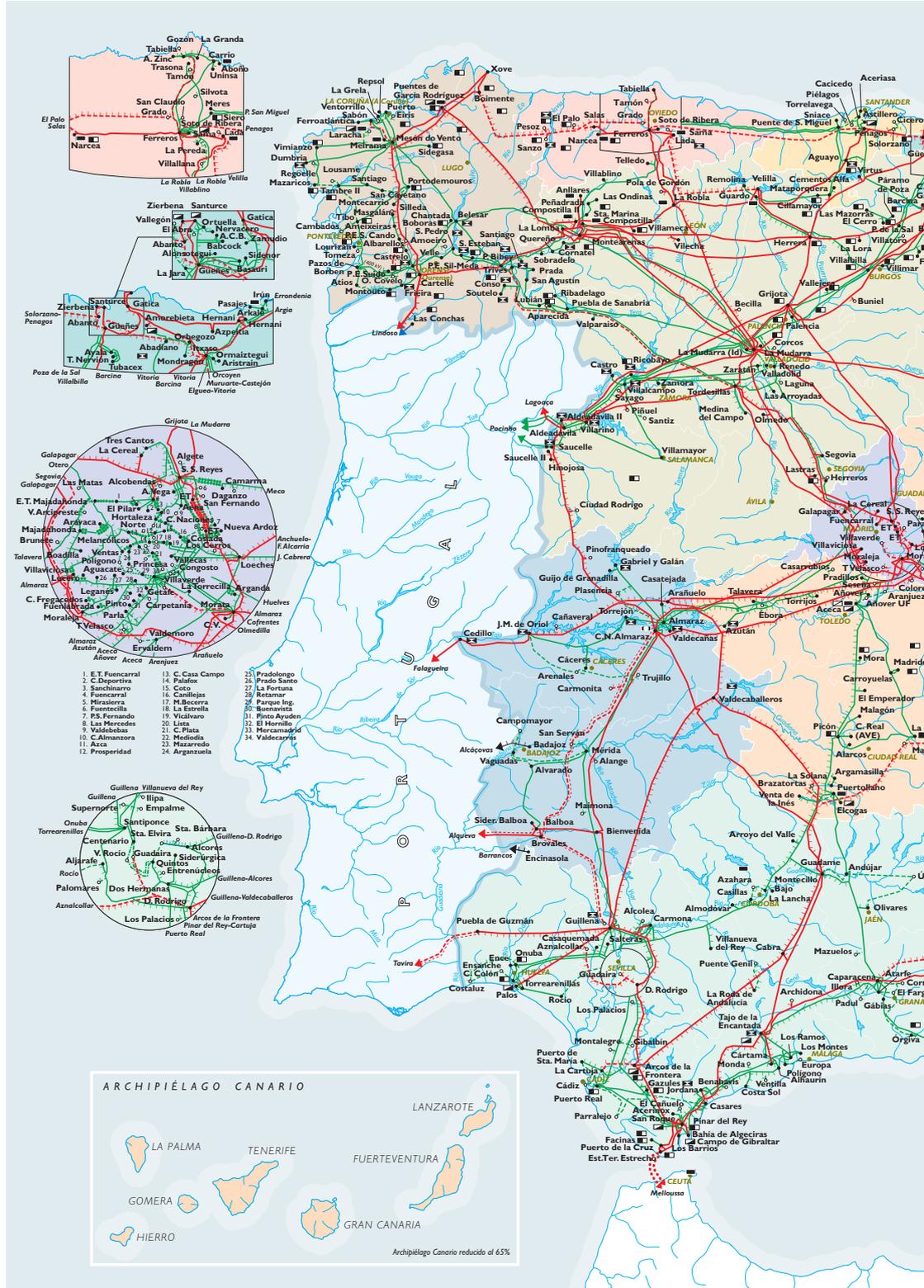
CUADRO 11.8. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS INSULARES

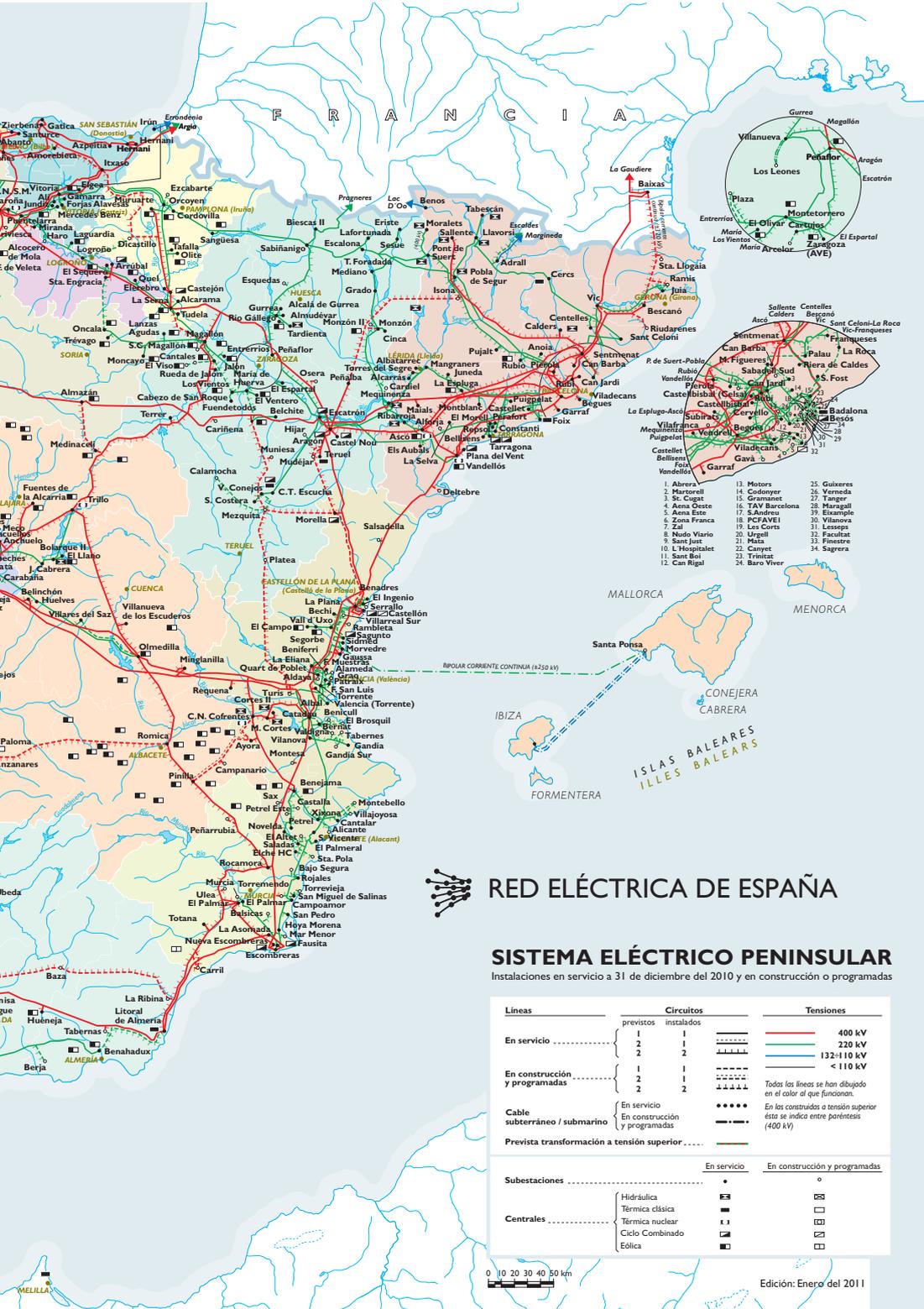
		2006	2007	2008	2009	2010
km de circuito de 220 kV	Canarias	163	163	163	163	163
	Baleares	177	177	177	185	185
	Total	340	340	340	348	348
km de circuito de 132 kV	Canarias	—	—	—	—	—
	Baleares	199	199	199	199	206
	Total	199	199	199	199	206
km de circuito de <132 kV ⁽¹⁾	Canarias	990	1.091	1.091	1.108	1.136
	Baleares	804	827	848	857	861
	Total	1.794	1.918	1.939	1.965	1.997
Capacidad de transformación (MVA)	Canarias	1.000	1.250	1.250	1.375	1.375
	Baleares	1.998	1.998	1.998	1.998	1.998
	Total	2.998	3.248	3.248	3.373	3.373

⁽¹⁾ Incluye enlace submarino.

FUENTE: Red Eléctrica de España.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA





RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2010 y en construcción o programadas

Líneas	Circuitos		Tensiones
	previstos	instalados	
En servicio	1	1	400 kV
	2	1	220 kV
	2	2	132-110 kV
En construcción y programadas	1	1	< 110 kV
	2	2	Todas las líneas se han dibujado en el color al que funcionan.
Cable subterráneo / submarino	En servicio		En las construidas a tensión superior dato se indica entre paréntesis (400 kV)
	En construcción y programadas		
	Prevista transformación a tensión superior		
Subestaciones	En servicio		
	En construcción y programadas		
Centrales	Hidráulica		
	Térmica clásica		
	Térmica nuclear		
	Ciclo Combinado		
	Eólica		

0 10 20 30 40 50 km

Edición: Enero del 2011



SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2010 y en construcción o programadas



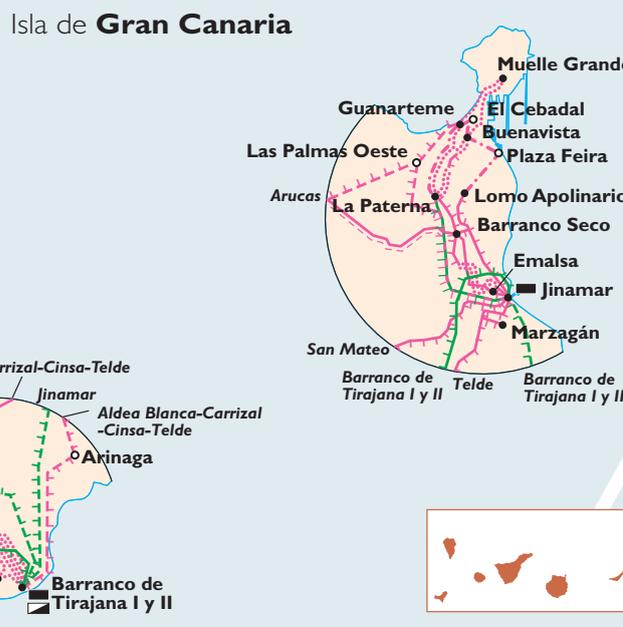
REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

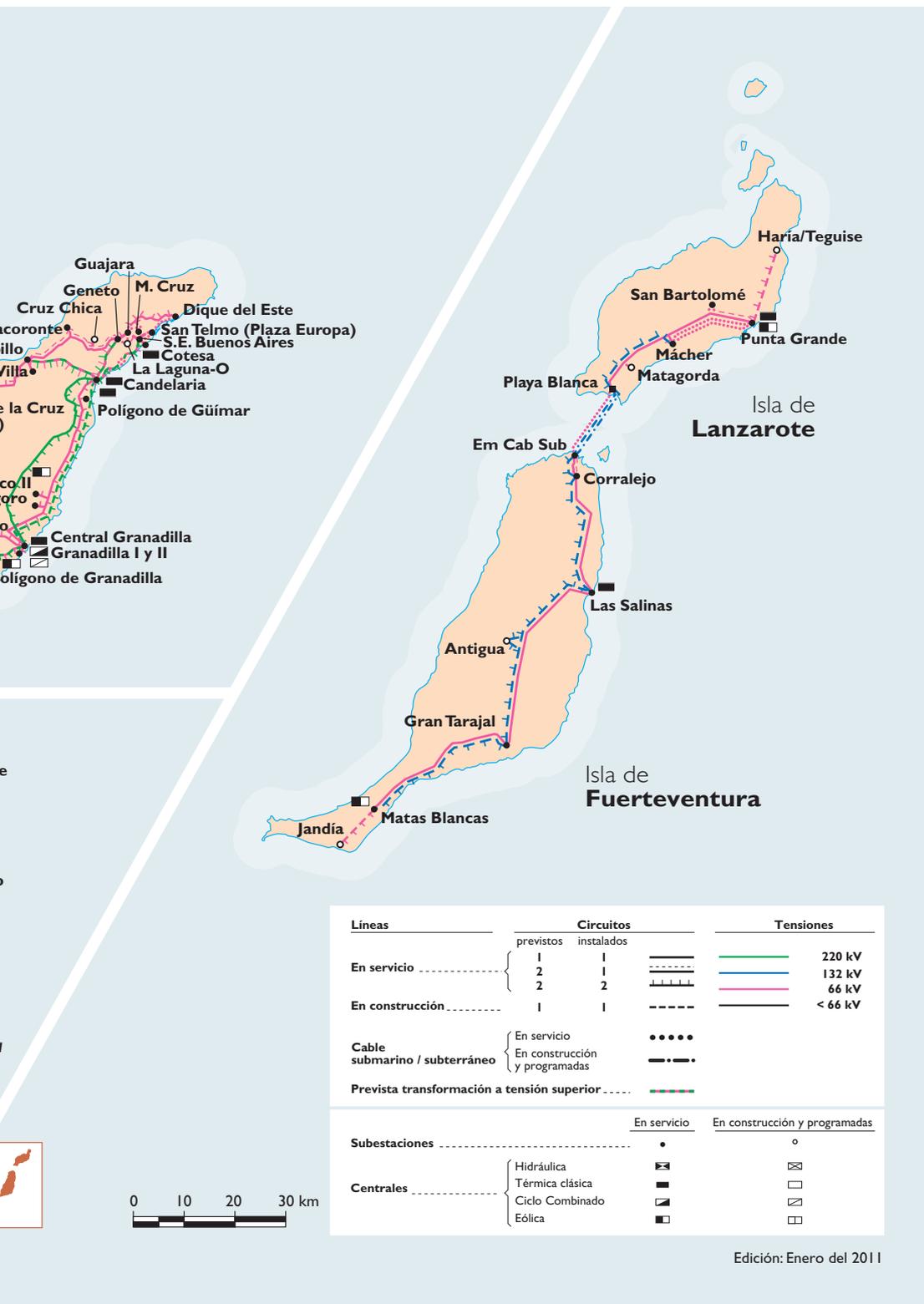




SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2010 y en construcción o programadas





11.2. REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2010

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron, en el ejercicio 2010, los 1.084 millones de euros lo que supone una reducción del 25% sobre las inversiones del año anterior. Esta cifra de inversión está en línea con los valores de los años anteriores a 2007. La caída de la inversión respecto al periodo 2007-2009 se puede explicar por el esfuerzo inversor que supuso durante este periodo la construcción del gasoducto a Baleares y la conexión centro-este.

La red de transporte y distribución de gas natural alcanzó a finales de 2010 los 74.200 km. Dentro de los anteriores, la red de transporte primario está integrada por 10.067 km de tuberías diseñadas para operar a presiones máximas de 72 y 80 bar, de los que 9.236 km son propiedad de Enagas y 841 km del resto de transportistas.

En relación con esa red de transporte primario, durante el año 2010 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de transporte, regasificación, y almacenamiento. Hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos:

- Fase III del gasoducto Vergara-Irún, que finaliza uno de los principales proyectos encaminados a la ampliación de la capacidad de conexión con Francia por Irún. Con esta incorporación aumenta la capacidad total de exportación sentido España-Francia en verano desde 4 GWh/día hasta 9 GWh/día.
- Duplicación del gasoducto Tivissa-Castelnou, la cual mejora considerablemente el transporte en el Valle del Ebro, además de facilitar el incremento de las exportaciones hacia Francia.
- Gasoducto Cala Gració-Ibiza-Central Térmica, que sirve para la atención de la demanda de su zona geográfica de influencia.

- La puesta en servicio de la estación de compresión de Montesa, la cual amplía la capacidad de transporte en el Eje de Levante, en el Eje Transversal, que une Levante con la zona Centro, y en el gasoducto que conecta las islas Baleares con el Sistema peninsular.
- Incorporación al Sistema de tres nuevos tanques de 150.000 m³ de GNL de capacidad de almacenamiento en las plantas de regasificación de Barcelona, Cartagena y Huelva, respectivamente.
- Comienzo de la reversibilidad del flujo a través de la conexión internacional de Larrau. Con esta

CUADRO 11.9. INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LOS KM DE RED DE GAS

	2006	2007	2008	2009	2010	% 10/09
Inversiones (millones de €)	1.104	1.208	1.422	1.453	1.084	-25,4%
Km de red	58.870	63.139	68.173	71.077	74.200	4,4%

FUENTE: SEDIGAS.



habilitación la capacidad nominal de flujo físico de salida a Francia es de 30 GWh/día en invierno y 50 GWh/día en verano, manteniéndose la capacidad nominal de flujo físico de entrada a España en 100 GWh/día a lo largo del todo el año.

- Finalización de la segunda y última fase del procedimiento Open Season 2015, desarrollado por el grupo de gas de la iniciativa regional sureuropea de reguladores, la cual dio como resultado el desarrollo, a partir de 2015, de una capacidad de transporte de 2 bcm/año en la conexión internacional de Irún/Biriatou en el sentido España à Francia.

Además se pusieron en servicio los siguientes gasoductos de transporte secundario: Gasoducto Zona Industrial de Hernani, Serinya-Figueres, El Puerto Santa María-Rota y Azaila-Albalate del Arzobispo-Ariño.

En resumen, a finales del año 2010 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Las plantas de regasificación de Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaridos. Disponían, a finales de 2010, de una capacidad total de almacenamiento de 2.937.000 m³ de GNL frente a los 2.487.000 m³ del año 2009 y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h, la misma que en 2009.
- Red de gasoductos de transporte con una longitud total de 10.067 km en los siguientes ejes principales:
 - Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)

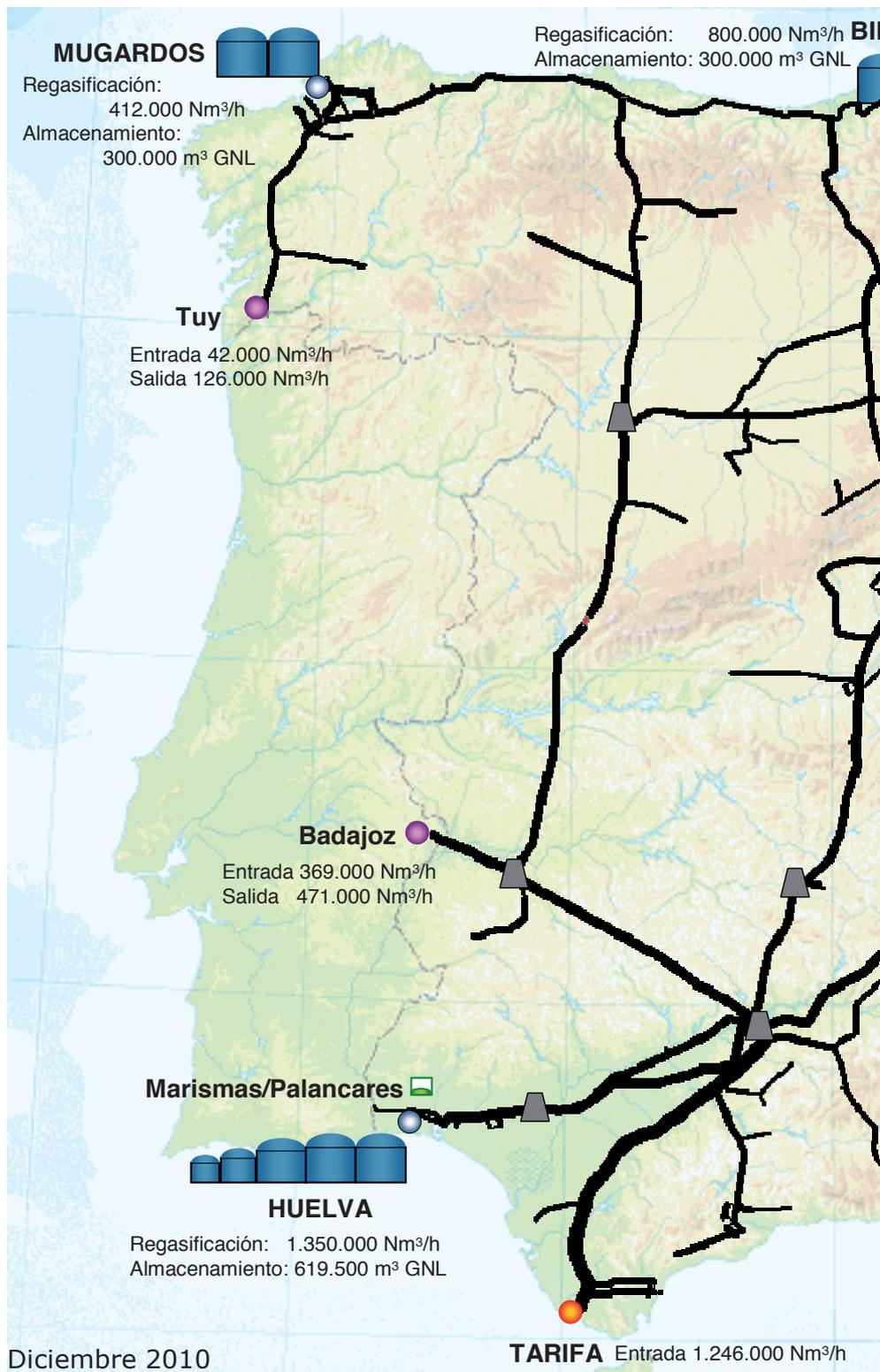
CUADRO 11.10. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

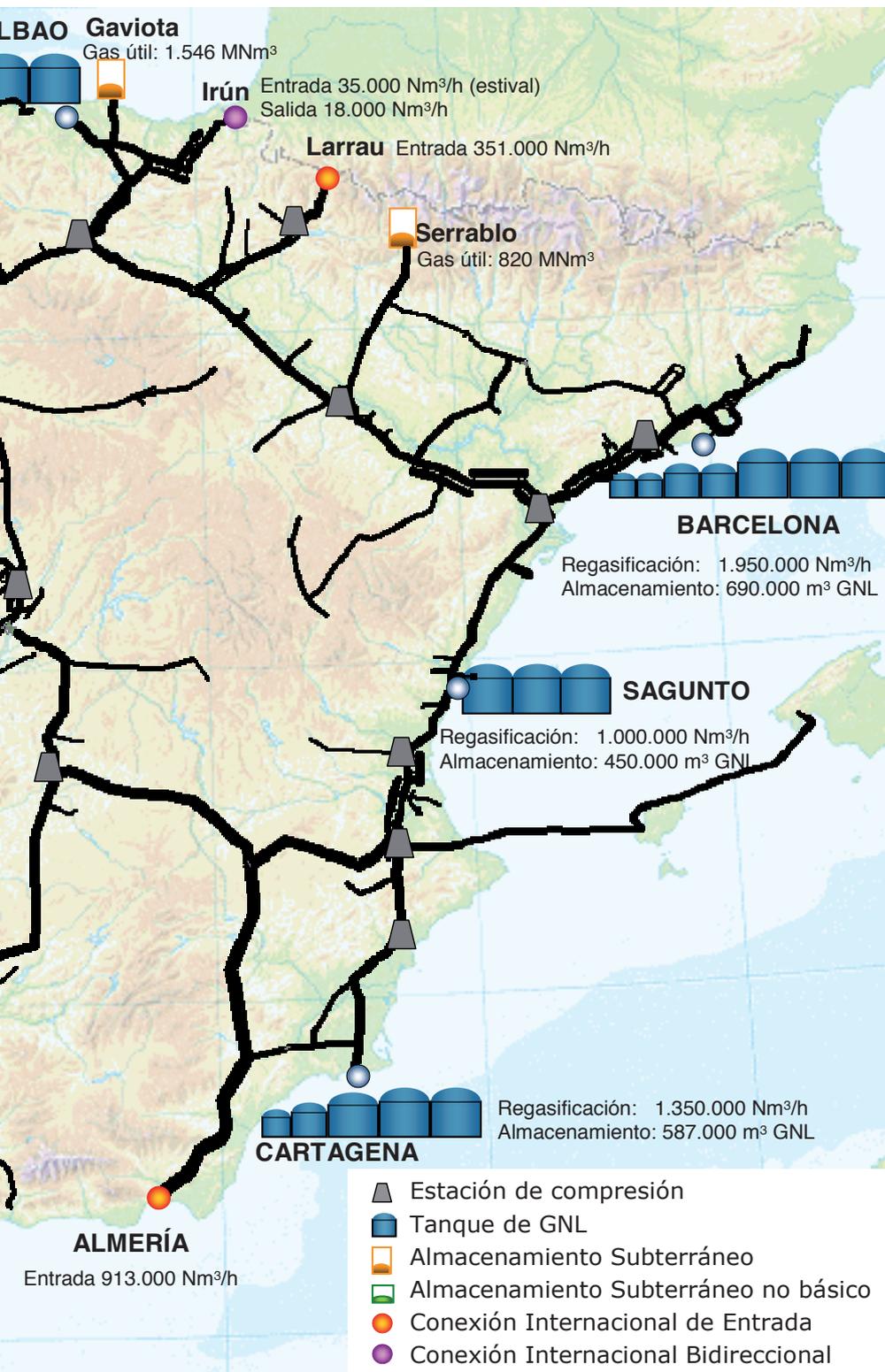
		2006	2007	2008	2009	2010	% 10/09
Capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)	Barcelona	1.650.000	1.650.000	1.650.000	1.950.000	1.950.000	
	Cartagena	1.200.000	1.200.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	
	Huelva	1.200.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	
	Bilbao	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	
	Sagunto	800.000	800.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	
	Mugaridos		412.800	412.800	412.800	412.800	
	Total	5.650.000	6.212.800	6.562.800	6.862.800	6.862.800	
Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Barcelona	540.000	540.000	540.000	540.000	690.000	+28%
	Cartagena	287.000	287.000	437.000	437.000	587.000	+34%
	Huelva	460.000	460.000	460.000	460.000	610.000	+33%
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	
	Sagunto	300.000	300.000	300.000	450.000	450.000	
	Mugaridos		300.000	300.000	300.000	300.000	
	Total	1.887.000	2.187.000	2.337.000	2.487.000	2.937.000	+18%

FUENTE: GTS.



**RED BÁSICA
DE GAS NATURAL**







- Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
 - Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.
 - Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) -Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
 - Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.
 - Eje Transversal: Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa
 - Conexión a Medgaz: Almería-Lorca-Chinchilla.
 - Gasoducto a Baleares: Montesa-Denia-Ibiza-Mallorca
- Las siguientes entradas de gas al sistema por gasoductos:
 - Norte: conexiones internacionales España-Francia por Irún (País Vasco) y por Larrau (Navarra), que conectan la Península Ibérica con la red europea de gasoductos.
 - Sur: Gasoducto Magreb-Europa y conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

11.3. ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) mantiene sus niveles de existencias de productos petrolíferos y sus correspondientes almacenamientos, de acuerdo a las reservas requeridas por la normativa. En el mes de diciembre de 2010, se disponía de unas reservas equivalentes a 48,8 días de consumos. Según la normativa vigente, a partir del 31 de diciembre de 2010, el volumen de reservas estratégicas constituidas, mantenidas y gestionadas por la Corporación deberá ser de, al menos, 45 días del total de la obligación de 92 días. A partir del 1 de enero de 2010, la obligación global (CORES + Sujetos Obligados) se incrementa en dos días, hasta 92 días, teniendo CORES que mantener un mínimo de 42 días para todos los sujetos obligados. En el cuadro 11.12 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2002-2010.

CUADRO 11.12. EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (PERIODO 2002-2010)

Fecha	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Gasolinas	738.632	737.155	683.882	683.882	668.882	668.882	668.882	699.536	699.536
Querosenos	246.784	246.784	246.784	296.784	326.784	326.784	348.784	427.884	427.884
Gasóleos	1.853.816	1.853.809	1.906.047	2.489.863	3.020.115	3.126.115	3.474.809	4.190.425	4.244.088
Fuelóleos	258.328	258.070	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812
Crudo	1.958.063	1.955.007	1.952.580	1.954.424	1.954.151	2.586.494	2.513.887	2.515.776	2.265.666

Nota: Existencias a las 24:00 horas del último día del año.
FUENTE: CORES.



RED BÁSICA DE OLEODUCTOS E INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS



11.4. PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el año 2010 se ha mantenido en vigor el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de mayo de 2008, con las modificaciones introducidas por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las

redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Por otra parte, en 2010 se inició el proceso de elaboración de la que será la futura Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020 mediante la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A 1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA (1973-2010). (UNIDAD: KTEP)

AÑO	Carbón		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		TOTAL	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	4.029	10,0	30.333	75,4	763	1,9	5.124	12,7	40.249	100,0
1974	4.326	10,2	31.576	74,6	820	1,9	5.597	13,2	42.319	100,0
1975	3.955	9,5	30.993	74,4	901	2,2	5.784	13,9	41.633	100,0
1976	3.510	7,9	33.335	75,5	1.034	2,3	6.292	14,2	44.171	100,0
1977	3.522	7,5	35.916	76,2	1.136	2,4	6.557	13,9	47.131	100,0
1978	3.161	6,5	37.127	76,6	1.220	2,5	6.933	14,3	48.441	100,0
1979	3.196	6,3	39.240	76,8	1.252	2,5	7.402	14,5	51.090	100,0
1980	3.504	7,0	37.737	75,2	1.220	2,4	7.748	15,4	50.209	100,0
1981	4.550	9,3	35.252	72,2	1.184	2,4	7.806	16,0	48.792	100,0
1982	5.545	11,3	34.477	70,3	1.178	2,4	7.865	16,0	49.065	100,0
1983	5.315	10,9	33.882	69,8	1.110	2,3	8.245	17,0	48.552	100,0
1984	5.443	10,8	34.581	68,9	1.549	3,1	8.622	17,2	50.195	100,0
1985	5.030	10,1	34.110	68,5	1.768	3,6	8.858	17,8	49.766	100,0
1986	4.783	9,4	35.221	69,0	2.004	3,9	9.046	17,7	51.054	100,0
1987	4.212	7,9	37.017	69,7	2.463	4,6	9.427	17,7	53.119	100,0
1988	4.237	7,6	38.328	68,9	3.153	5,7	9.876	17,8	55.594	100,0
1989	4.353	7,4	39.587	67,7	4.116	7,0	10.410	17,8	58.466	100,0
1990	4.271	7,0	40.893	67,4	4.531	7,5	10.974	18,1	60.669	100,0
1991	4.135	6,6	42.240	67,3	4.999	8,0	11.372	18,1	62.746	100,0
1992	3.511	5,6	42.481	67,8	5.154	8,2	11.488	18,3	62.634	100,0
1993	3.131	5,0	42.998	68,4	5.130	8,2	11.569	18,4	62.828	100,0
1994	2.977	4,5	44.826	68,5	5.647	8,6	11.999	18,3	65.449	100,0
1995	2.702	3,9	46.952	68,4	6.550	9,5	12.462	18,1	68.666	100,0
1996	2.464	3,5	48.107	68,0	7.325	10,4	12.827	18,1	70.723	100,0
1997	2.334	3,2	50.108	67,8	8.162	11,0	13.331	18,0	73.935	100,0
1998	2.554	3,2	53.682	66,9	9.688	12,1	14.290	17,8	80.214	100,0
1999	2.573	3,1	53.766	65,1	10.934	13,2	15.364	18,6	82.638	100,0
2000	2.546	2,9	55.628	64,1	12.292	14,2	16.306	18,8	86.772	100,0
2001	2.544	2,8	57.048	63,5	13.050	14,5	17.263	19,2	89.905	100,0
2002	2.486	2,7	57.253	62,6	14.040	15,3	17.751	19,4	91.531	100,0
2003	2.436	2,5	59.923	62,0	15.399	15,9	18.964	19,6	96.721	100,0
2004	2.405	2,4	61.619	61,5	16.342	16,3	19.864	19,8	100.230	100,0
2005	2.424	2,4	61.738	60,2	17.628	17,2	20.835	20,3	102.625	100,0
2006	2.265	2,2	60.919	60,2	16.430	16,2	21.540	21,3	101.155	100,0
2007	2.317	2,2	61.928	59,4	17.755	17,0	22.171	21,3	104.170	100,0
2008	2.080	2,1	59.595	58,9	17.256	17,1	22.253	22,0	101.183	100,0
2009	1.398	1,5	55.387	59,7	15.016	16,2	20.969	22,6	92.771	100,0
2010	1.719	1,8	54.551	57,8	16.772	17,8	21.418	22,7	94.460	100,0

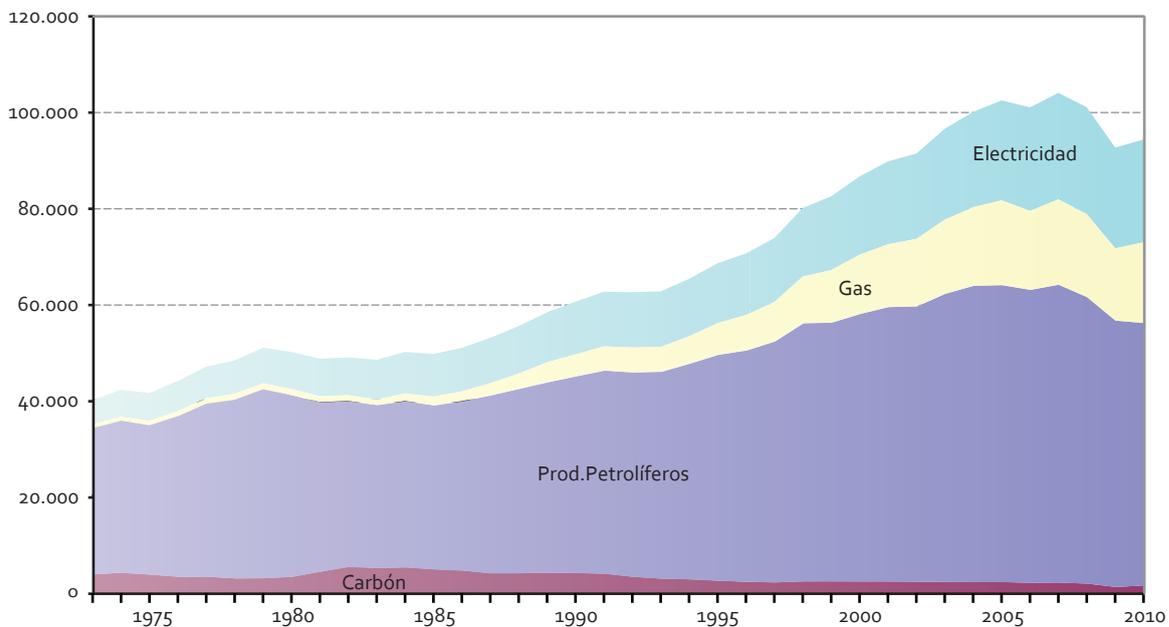
No incluye energías renovables.

Metodología: A.I.E.

Fuente: SEE. (Secretaría de Estado de Energía.)

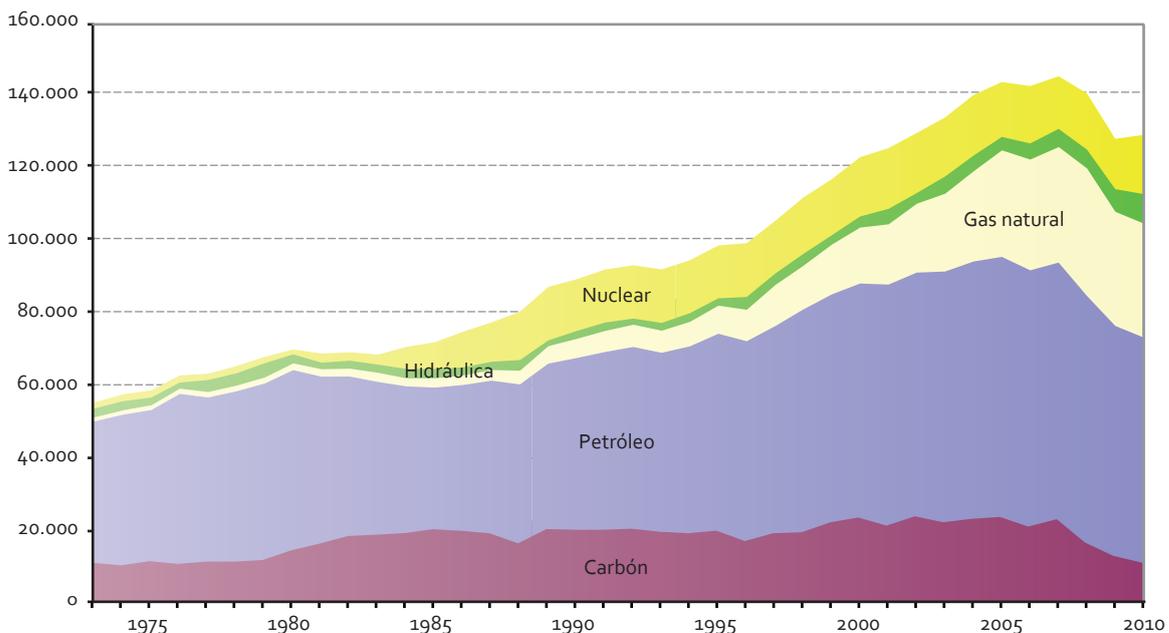


**GRÁFICO A.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL
UNIDAD: KTEP.**



FUENTE: SEE.

**GRAFICO A.2 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA
UNIDAD: KTEP**



FUENTE: SEE.

CUADRO A 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (1973-2010)

AÑO	Carbón ⁽¹⁾		Petróleo		Gas natural		Hidráulica ⁽²⁾		Nuclear		Saldo ⁽³⁾		TOTAL	
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)
1973	9.875	18,2	39.455	72,9	794	1,5	2.489	4,6	1.705	3,1	-173	-0,3	54.145	100,0
1974	9.169	16,2	42.095	74,5	852	1,5	2.635	4,7	1.882	3,3	-98	-0,2	56.535	100,0
1975	10.332	17,9	42.230	73,2	941	1,6	2.244	3,9	1.966	3,4	-53	-0,1	57.660	100,0
1976	9.584	15,5	47.353	76,7	1.092	1,8	1.808	2,9	1.969	3,2	-67	-0,1	61.739	100,0
1977	10.227	16,5	45.714	73,5	1.184	1,9	3.413	5,5	1.700	2,7	-81	-0,1	62.158	100,0
1978	10.229	15,9	47.389	73,8	1.269	2,0	3.468	5,4	1.993	3,1	-132	-0,2	64.216	100,0
1979	10.648	16,0	49.134	73,6	1.327	2,0	3.994	6,0	1.746	2,6	-128	-0,2	66.721	100,0
1980	13.337	19,4	50.070	72,8	1.567	2,3	2.544	3,7	1.351	2,0	-119	-0,2	68.750	100,0
1981	15.178	22,4	46.439	68,7	1.765	2,6	1.894	2,8	2.494	3,7	-125	-0,2	67.644	100,0
1982	17.253	25,4	44.395	65,5	1.890	2,8	2.265	3,3	2.285	3,4	-260	-0,4	67.828	100,0
1983	17.636	26,1	42.545	63,0	2.202	3,3	2.335	3,5	2.778	4,1	-9	0,0	67.487	100,0
1984	18.057	25,9	40.907	58,6	1.877	2,7	2.718	3,9	6.016	8,6	199	0,3	69.774	100,0
1985	19.121	27,0	39.538	55,9	2.195	3,1	2.701	3,8	7.308	10,3	-92	-0,1	70.771	100,0
1986	18.695	25,4	40.676	55,2	2.336	3,2	2.282	3,1	9.761	13,3	-108	-0,1	73.642	100,0
1987	18.003	23,6	42.520	55,8	2.648	3,5	2.358	3,1	10.755	14,1	-132	-0,2	76.152	100,0
1988	15.248	19,3	44.282	56,0	3.440	4,4	3.035	3,8	13.151	16,6	-115	-0,1	79.041	100,0
1989	19.173	22,3	46.025	53,6	4.505	5,2	1.640	1,9	14.625	17,0	-157	-0,2	85.811	100,0
1990	18.974	21,6	47.741	54,2	5.000	5,7	2.205	2,5	14.138	16,1	-36	0,0	88.022	100,0
1991	18.992	21,0	49.367	54,5	5.511	6,1	2.349	2,6	14.484	16,0	-58	-0,1	90.645	100,0
1992	19.277	21,0	50.464	54,9	5.851	6,4	1.724	1,9	14.537	15,8	55	0,1	91.908	100,0
1993	18.418	20,3	49.709	54,7	5.829	6,4	2.155	2,4	14.609	16,1	109	0,1	90.828	100,0
1994	18.018	19,3	51.894	55,6	6.479	6,9	2.425	2,6	14.415	15,4	160	0,2	93.390	100,0
1995	18.721	19,2	54.610	55,9	7.504	7,7	2.000	2,0	14.449	14,8	386	0,4	97.670	100,0
1996	15.857	16,2	55.433	56,6	8.401	8,6	3.521	3,6	14.680	15,0	91	0,1	97.983	100,0
1997	18.010	17,4	57.396	55,3	11.057	10,7	3.117	3,0	14.411	13,9	-264	-0,3	103.726	100,0
1998	18.300	16,5	61.670	55,7	11.816	10,7	3.220	2,9	15.376	13,9	293	0,3	110.676	100,0
1999	20.987	18,1	63.041	54,4	13.535	11,7	2.484	2,1	15.337	13,2	492	0,4	115.876	100,0
2000	22.347	18,4	64.663	53,1	15.223	12,5	2.943	2,4	16.211	13,3	382	0,3	121.768	100,0
2001	20.105	16,2	66.622	53,7	16.405	13,2	4.132	3,3	16.602	13,4	298	0,2	124.164	100,0
2002	22.679	17,7	67.334	52,4	18.757	14,6	2.808	2,2	16.422	12,8	458	0,4	128.457	100,0
2003	21.046	15,9	69.233	52,3	21.255	16,1	4.584	3,5	16.125	12,2	109	0,1	132.352	100,0
2004	22.000	15,9	71.018	51,4	24.671	17,9	4.128	3,0	16.576	12,0	-260	-0,2	138.133	100,0
2005	22.514	15,9	71.765	50,6	29.120	20,5	3.527	2,5	14.995	10,6	-116	-0,1	141.805	100,0
2006	19.849	14,1	70.759	50,4	30.298	21,6	4.227	3,0	15.669	11,2	-282	-0,2	140.520	100,0
2007	21.865	15,3	70.848	49,6	31.602	22,1	4.783	3,3	14.360	10,0	-495	-0,3	142.963	100,0
2008	15.470	11,2	68.172	49,4	34.782	25,2	5.023	3,6	15.368	11,1	-949	-0,7	137.866	100,0
2009	11.791	9,4	63.684	50,7	31.096	24,7	6.078	4,8	13.750	10,9	-695	-0,6	125.703	100,0
2010	9.784	7,7	62.540	49,3	31.003	24,5	7.987	6,3	16.155	12,7	-717	-0,6	126.752	100,0

No incluye el consumo final de energías renovables.

⁽¹⁾ Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos consumidos en generación eléctrica.⁽²⁾ Incluye energía eólica y solar.⁽³⁾ Saldo de intercambios internacionales de energía eléctrica (Importación-Exportación).

Metodología: A.I.E.

FUENTE: SEE.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A.3. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
INDUSTRIA	24.306	23.807	23.130	23.066	22.683	21.859	21.787	21.801	22.853	24.188	24.462	24.815	23.358	23.591	24.191
Carbón	3.191	4.130	5.094	4.829	4.873	4.418	4.131	3.752	3.766	3.884	3.932	3.690	3.011	2.733	2.733
P. Petrolíferos	15.731	14.315	12.725	12.704	11.879	11.350	11.375	11.273	11.363	11.555	11.306	11.578	10.857	11.627	12.127
Gas	720	738	722	842	1.024	1.211	1.417	1.835	2.635	3.384	3.677	3.987	4.000	3.800	4.331
Electricidad	4.664	4.624	4.589	4.691	4.907	4.880	4.864	4.941	5.088	5.365	5.547	5.560	5.491	5.431	5.585
TRANSPORTE	14.570	14.488	14.929	14.077	15.663	15.542	16.365	17.499	19.537	21.543	22.716	23.203	23.904	23.746	25.191
Carbón	11	12	8	8	2	9	2	1	1	1	0	0	0	0	0
P. Petrolíferos	14.414	14.328	14.769	13.907	15.486	15.345	16.168	17.296	19.333	21.325	22.478	22.953	23.643	23.493	24.491
Gas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Electricidad	146	148	152	162	174	188	195	203	203	217	238	250	261	253	253
USOS DIVERSOS	11.332	10.497	11.006	11.409	11.850	12.365	12.902	13.819	13.204	12.735	13.492	14.728	15.372	15.491	15.591
Carbón	302	408	443	479	568	603	650	459	470	468	339	445	500	398	398
P. Petrolíferos	7.592	6.609	6.983	7.270	7.216	7.415	7.678	8.448	7.631	6.706	7.109	7.709	7.981	7.878	7.878
Gas	500	446	456	268	525	557	587	628	518	732	854	1.012	1.154	1.330	1.330
Electricidad	2.938	3.034	3.124	3.392	3.541	3.790	3.987	4.283	4.585	4.828	5.190	5.562	5.737	5.885	6.065
T O T A L	50.208	48.792	49.065	48.552	50.196	49.766	51.054	53.119	55.593	58.466	60.669	62.746	62.634	62.828	65.971
Carbón	3.504	4.550	5.545	5.315	5.443	5.030	4.783	4.212	4.237	4.353	4.271	4.135	3.511	3.131	2.733
P. Petrolíferos	37.737	35.252	34.477	33.882	34.581	34.110	35.221	37.017	38.328	39.587	40.893	42.240	42.481	42.998	44.491
Gas	1.220	1.184	1.178	1.110	1.549	1.768	2.004	2.463	3.153	4.116	4.531	4.999	5.154	5.130	5.661
Electricidad	7.748	7.806	7.865	8.245	8.622	8.858	9.046	9.427	9.876	10.410	10.974	11.372	11.488	11.569	11.941
ESTRUCTURA (%)															
INDUSTRIA	48,41	48,79	47,14	47,51	45,19	43,92	42,67	41,04	41,11	41,37	40,32	39,55	37,29	37,55	37,55
TRANSPORTE	29,02	29,69	30,43	28,99	31,20	31,23	32,05	32,94	35,14	36,85	37,44	36,98	38,17	37,79	37,79
USOS DIVERSOS	22,57	21,51	22,43	23,50	23,61	24,85	25,27	26,01	23,75	21,78	22,24	23,47	24,54	24,66	24,66

CUADRO A.4. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR UNIDAD

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
PIB	353,20	352,70	357,20	363,60	370,20	379,00	391,70	414,80	437,00	459,20	477,20	489,70	494,30	489,30	489,30
Carbón/PIB	9,92	12,90	15,52	14,62	14,70	13,27	12,21	10,16	9,70	9,48	8,95	8,44	7,10	6,40	6,40
P. Petrolíferos/PIB	106,84	99,95	96,52	93,18	93,41	90,00	89,92	89,24	87,71	86,21	85,69	86,26	85,94	87,88	87,88
Gas/PIB	3,45	3,36	3,30	3,05	4,18	4,66	5,12	5,94	7,22	8,96	9,49	10,21	10,43	10,49	10,49
Electricidad/PIB	21,94	22,13	22,02	22,68	23,29	23,37	23,09	22,73	22,60	22,67	23,00	23,22	23,24	23,64	23,64
ENERGÍA FINAL/PIB	142,15	138,34	137,36	133,53	135,59	131,31	130,34	128,06	127,22	127,32	127,14	128,13	126,71	128,40	128,40
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,32	96,63	93,94	95,38	92,37	91,69	90,09	89,49	89,57	89,44	90,14	89,14	90,33	90,33

ANEXO ESTADÍSTICO

PIB POR SECTORES (1) (1980-2010). (UNIDAD: KTEP)

AÑO	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1994	26.284	26.478	27.930	30.325	30.557	32.717	32.873	32.916	35.132	35.372	35.757	33.667	34.962	34.827	30.528	32.262
1995	2.441	2.203	2.073	2.318	2.388	2.358	2.338	2.267	2.231	2.170	2.183	2.019	2.097	1.850	1.156	1.474
1996	12.794	12.720	13.166	13.804	12.695	13.350	12.767	12.551	12.709	12.112	11.293	10.027	9.955	10.863	10.107	10.197
1997	5.123	5.650	6.457	7.604	8.428	9.602	10.011	10.135	11.702	12.318	13.261	12.406	13.360	12.642	10.686	11.793
1998	5.926	5.906	6.235	6.599	7.045	7.408	7.756	7.963	8.490	8.771	9.021	9.215	9.550	9.473	8.578	8.799
1999	26.591	27.461	29.096	30.306	31.515	32.276	33.756	34.320	36.170	37.832	38.691	39.803	40.717	39.300	36.868	35.862
2000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2001	26.316	27.166	28.791	29.981	31.176	31.913	33.364	33.910	35.732	37.384	38.232	39.343	40.243	38.822	36.393	35.380
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	275	295	305	324	339	362	391	410	438	448	459	461	474	479	475	482
2004	15.791	16.783	16.910	19.584	20.566	21.779	23.277	24.295	25.418	27.026	28.176	27.684	28.491	27.056	25.376	26.336
2005	261	261	261	236	185	188	206	219	205	235	241	246	220	230	242	245
2006	7.842	8.221	8.151	9.897	9.895	10.365	10.916	10.793	11.482	12.123	12.213	11.549	11.729	9.910	8.887	8.974
2007	1.427	1.675	1.706	2.084	2.506	2.690	3.039	3.905	3.696	4.024	4.367	4.024	4.395	4.614	4.330	4.979
2008	6.261	6.627	6.792	7.367	7.980	8.536	9.116	9.378	10.035	10.645	11.355	11.864	12.147	12.302	11.916	12.138
2009	68.666	70.723	73.935	80.214	82.638	86.772	89.905	91.531	96.721	100.230	102.625	101.155	104.170	101.183	92.771	94.460
2010	2.702	2.464	2.334	2.554	2.573	2.546	2.544	2.486	2.436	2.405	2.424	2.265	2.317	2.080	1.398	1.719
2011	46.952	48.107	50.108	53.682	53.766	55.628	57.048	57.253	59.923	61.619	61.738	60.919	61.928	59.595	55.387	54.551
2012	6.550	7.325	8.162	9.688	10.934	12.292	13.050	14.040	15.399	16.342	17.628	16.430	17.755	17.256	15.016	16.772
2013	12.462	12.827	13.331	14.290	15.364	16.306	17.263	17.751	18.964	19.864	20.835	21.540	22.171	22.253	20.969	21.418
2014	38,28	37,44	37,78	37,80	36,98	37,70	36,56	35,96	36,32	35,29	34,84	33,28	33,56	34,42	32,91	34,15
2015	38,73	38,83	39,35	37,78	38,14	37,20	37,55	37,50	37,40	37,74	37,70	39,35	39,09	38,84	39,74	37,96
2016	23,00	23,73	22,87	24,41	24,89	25,10	25,89	26,54	26,28	26,96	27,46	27,37	27,35	26,74	27,35	27,88

(1) Sectorización estimada. Los datos definitivos son los publicados por EUROSTAT. Metodología AIE.

Nota: No incluye energías renovables.

FUENTE: SEE.

PIB (1980-2010). (TEP/MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

AÑO	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	
1994	501,20	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	768,66	796,20	803,37	773,67	772,89
1995	5,94	5,24	4,67	4,26	4,46	4,29	4,04	3,89	3,71	3,52	3,37	3,28	2,95	2,91	2,59	1,81	2,22
1996	89,44	91,10	91,13	91,39	93,72	89,61	88,26	87,32	85,34	86,67	86,33	83,54	79,25	77,78	74,18	71,59	70,58
1997	11,27	12,71	13,87	14,89	16,91	18,22	19,50	19,98	20,93	22,27	22,89	23,85	21,38	22,30	21,48	19,41	21,70
1998	23,94	24,18	24,30	24,31	24,95	25,61	25,87	26,42	26,46	27,43	27,83	28,19	28,02	27,85	27,70	27,10	27,71
1999	130,58	133,23	133,97	134,84	140,04	137,73	137,67	136,43	139,89	140,42	138,87	131,60	130,83	125,95	119,91	122,22	
2000	91,86	93,72	94,24	94,86	98,51	96,89	96,85	96,81	95,97	98,41	98,78	97,69	92,58	92,04	88,60	84,35	85,97

Metodología AIE.

PIB en miles de millones de Euros constantes de 2000.

FUENTE: SEE.

ANEXO ESTADÍSTICO

CUADRO A.5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,50	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22
Carbón/hab.	0,09	0,12	0,15	0,14	0,14	0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,09	0,08
P.Petrolíferos/hab.	1,01	0,93	0,91	0,89	0,90	0,89	0,91	0,96	0,99	1,02	1,05	1,08	1,09	1,10
Gas/hab.	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,05	0,05	0,06	0,08	0,11	0,12	0,13	0,13	0,13
Electricidad/hab.	0,21	0,21	0,21	0,22	0,22	0,23	0,23	0,24	0,25	0,27	0,28	0,29	0,29	0,29
ENERGÍA FINAL/hab.	1,34	1,29	1,29	1,27	1,31	1,29	1,32	1,37	1,43	1,50	1,56	1,61	1,60	1,60
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	96,25	96,25	94,70	97,50	96,26	98,32	102,16	106,67	111,96	115,97	119,83	119,25	119,30

CUADRO A.6. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR UNIDAD

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
PIB	353,20	352,70	357,20	363,60	370,20	379,00	391,70	414,80	437,00	459,20	477,20	489,70	494,30	489,30
Carbón/PIB	37,76	43,03	48,30	48,50	48,78	50,45	47,73	43,40	34,89	41,75	39,76	38,78	39,00	37,64
Petróleo/PIB	141,76	131,67	124,29	117,01	110,50	104,32	103,84	102,51	101,33	100,23	100,04	100,81	102,09	101,59
Gas natural/PIB	4,44	5,00	5,29	6,06	5,07	5,79	5,96	6,38	7,87	9,81	10,48	11,25	11,84	11,91
Nuclear/PIB	3,83	7,07	6,40	7,64	16,25	19,28	24,92	25,93	30,09	31,85	29,63	29,58	29,41	29,86
Hidráulica/PIB	7,20	5,37	6,34	6,42	7,34	7,13	5,83	5,68	6,95	3,57	4,62	4,80	3,49	4,40
Saldo internac/PIB	-0,34	-0,35	-0,73	-0,02	0,54	-0,24	-0,28	-0,32	-0,26	-0,34	-0,08	-0,12	0,11	0,22
ENERGÍA PRIMARIA/PIB.	194,65	191,79	189,89	185,61	188,48	186,73	188,01	183,59	180,87	186,87	184,45	185,10	185,94	185,63
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	98,53	97,55	95,36	96,83	95,93	96,59	94,32	92,92	96,00	94,76	95,10	95,52	95,37

CUADRO A.7. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA POR UNIDAD

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
POBLACIÓN	37,39	37,75	37,96	38,18	38,34	38,5	38,67	38,72	38,81	38,89	38,96	38,99	39,11	39,22
Carbón/hab.	0,36	0,40	0,45	0,46	0,47	0,50	0,48	0,46	0,39	0,49	0,49	0,49	0,49	0,47
Petróleo/hab.	1,34	1,23	1,17	1,11	1,07	1,03	1,05	1,10	1,14	1,18	1,23	1,27	1,29	1,27
Gas natural/hab.	0,04	0,05	0,05	0,06	0,05	0,06	0,06	0,07	0,09	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15
Nuclear/hab.	0,04	0,07	0,06	0,07	0,16	0,19	0,25	0,28	0,34	0,38	0,36	0,37	0,37	0,37
Hidráulica/hab.	0,07	0,05	0,06	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,08	0,04	0,06	0,06	0,04	0,05
Saldo internac/hab.	0,00	0,00	-0,01	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ENERGÍA PRIMARIA/hab.	1,84	1,79	1,79	1,77	1,82	1,84	1,90	1,97	2,04	2,21	2,26	2,32	2,35	2,32
ÍNDICE (Año 1980=100)	100,00	97,45	97,18	96,13	98,97	99,97	103,57	106,96	110,76	120,00	122,87	126,42	127,79	125,95

ANEXO ESTADÍSTICO

AL POR HABITANTE (1980-2010). (TEP/HABITANTE)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71	45,20	46,16	46,75	47,02
0,08	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05	0,05	0,05	0,03	0,04
1,14	1,19	1,21	1,26	1,35	1,34	1,37	1,39	1,37	1,40	1,43	1,40	1,36	1,37	1,29	1,18	1,16
0,14	0,17	0,18	0,21	0,24	0,27	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,37	0,39	0,37	0,32	0,36
0,31	0,32	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,42	0,44	0,46	0,47	0,48	0,49	0,48	0,45	0,46
1,67	1,74	1,78	1,86	2,01	2,06	2,14	2,19	2,19	2,26	2,32	2,33	2,26	2,30	2,19	1,98	2,01
124,00	129,84	132,77	138,51	149,89	153,08	159,56	162,84	162,92	168,62	172,79	173,27	168,49	171,62	163,25	147,79	149,60

Metodología AIE.
POBLACIÓN en millones de habitantes.
FUENTE: SEE.

IDAD DE PIB (1980-2010). (TEP/MILLÓN DE EUROS CTES. DE 2000)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
501,20	515,40	527,90	548,30	572,80	600,00	630,30	653,30	670,90	691,40	713,80	739,00	768,66	796,20	803,37	773,67	772,89
35,95	36,32	30,04	32,85	31,95	34,98	35,45	30,77	33,80	30,44	30,82	30,47	25,82	27,46	19,26	15,24	12,66
103,54	105,96	105,01	104,68	107,66	105,07	102,59	101,98	100,36	100,13	99,49	97,11	92,06	88,98	84,86	82,31	80,92
12,93	14,56	15,91	20,17	20,63	22,56	24,15	25,11	27,96	30,74	34,56	39,41	39,42	39,69	43,30	40,19	40,11
28,76	28,03	27,81	26,28	26,84	25,56	25,72	25,41	24,48	23,32	23,22	20,29	20,38	18,04	19,13	17,77	20,90
4,84	3,88	6,67	5,68	5,62	4,14	4,67	6,33	4,18	6,63	5,78	4,77	5,50	6,01	6,25	7,86	10,33
0,32	0,75	0,17	-0,48	0,51	0,82	0,61	0,46	0,68	0,16	-0,36	-0,16	-0,37	-0,62	-1,18	-0,90	-0,93
186,33	189,50	185,61	189,18	193,22	193,13	193,19	190,06	191,47	191,43	193,52	191,89	182,81	179,56	171,61	162,48	164,00
95,73	97,36	95,36	97,19	99,26	99,22	99,25	97,64	98,37	98,34	99,42	98,58	93,92	92,25	88,16	83,47	84,25

Metodología AIE.
PIB en miles de millones de Euros ctes. de 2000.
FUENTE: SEE.

ARIA POR HABITANTE (1980-2010). (TEP/HABITANTE)

1994	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
39,31	39,38	39,67	39,75	39,85	40,20	40,50	41,12	41,84	42,72	43,20	44,11	44,71	45,20	46,16	46,75	47,02
0,46	0,48	0,40	0,45	0,46	0,52	0,55	0,49	0,54	0,49	0,51	0,51	0,44	0,48	0,34	0,25	0,21
1,32	1,39	1,40	1,44	1,55	1,57	1,60	1,62	1,61	1,62	1,64	1,63	1,58	1,57	1,48	1,36	1,33
0,16	0,19	0,21	0,28	0,30	0,34	0,38	0,40	0,45	0,50	0,57	0,66	0,68	0,70	0,75	0,67	0,66
0,37	0,37	0,37	0,36	0,39	0,38	0,40	0,40	0,39	0,38	0,38	0,34	0,35	0,32	0,33	0,29	0,34
0,06	0,05	0,09	0,08	0,08	0,06	0,07	0,10	0,07	0,11	0,10	0,08	0,09	0,11	0,11	0,13	0,17
0,00	0,01	0,00	-0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	-0,01	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	-0,01	-0,02
2,38	2,48	2,47	2,61	2,78	2,88	3,01	3,02	3,07	3,10	3,20	3,21	3,14	3,16	2,99	2,69	2,70
129,22	134,88	134,33	141,92	151,04	156,76	163,52	164,23	166,98	168,50	173,91	174,85	170,93	172,01	162,44	146,25	146,60

Metodología AIE.
POBLACIÓN en millones de habitantes.
FUENTE: SEE.

ANEXO ESTADÍSTICO



CUADRO A.8. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Hulla +Antracita	13.293	14.758	15.423	15.419	15.289	16.091	15.909	14.147	14.259	14.579	14.882	13.884	14.691	14.085	13.952
Lignito negro	3.984	6.268	6.433	7.248	6.898	6.280	5.887	4.860	4.690	4.724	4.697	4.113	3.829	4.133	4.133
Lignito pardo	11.410	14.650	17.449	17.286	17.405	17.292	16.527	15.627	12.960	17.275	16.373	15.523	14.779	13.347	11.347
TOTAL	28.687	35.676	39.305	39.953	39.592	39.663	38.323	34.634	31.909	36.577	35.952	33.520	33.299	31.566	29.431

CUADRO A.9. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Hulla +Antracita	6.939	7.646	7.951	7.993	7.819	8.151	8.421	7.283	7.278	7.351	7.323	6.732	7.022	6.885	6.732
Lignito negro	1.071	1.560	1.808	2.117	2.118	1.834	1.889	1.518	1.472	1.464	1.362	1.160	1.130	1.222	1.222
Lignito pardo	2.272	2.851	3.190	3.044	3.089	2.931	2.924	2.693	2.138	2.833	2.698	2.544	2.450	2.324	1.885
TOTAL	10.281	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.649	11.383	10.436	10.602	10.431	9.839

CUADRO A.10. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Carbón (1)	10.281	12.057	12.948	13.154	13.027	12.916	13.233	11.493	10.888	11.836	11.527	10.581	10.763	10.593	10.000
Petróleo	1.593	1.226	1.531	2.976	2.245	2.183	1.861	1.640	1.483	1.086	795	1.067	1.073	874	874
Gas natural	32	40	45	64	204	291	367	655	833	1.425	1.228	1.248	1.122	615	715
Nuclear	1.351	2.494	2.285	2.778	6.016	7.308	9.761	10.755	13.151	14.625	14.138	14.484	14.537	14.609	14.409
Hidráulica (2)	2.544	1.894	2.265	2.335	2.718	2.701	2.282	2.358	3.035	1.640	2.205	2.349	1.724	2.155	2.409
TOTAL	15.801	17.711	19.074	21.307	24.210	25.399	27.504	26.901	29.390	30.612	29.892	29.728	29.219	28.845	28.409

CUADRO A.11. EVOLUCIÓN DEL GRADO DE AUTOSUFICIENCIA

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994
Carbón	77,1	79,4	75,0	74,6	72,1	67,5	70,8	63,8	71,4	61,7	60,7	55,7	55,8	57,5	55,7
Petróleo	3,2	2,6	3,4	7,0	5,5	5,5	4,6	3,9	3,3	2,4	1,7	2,2	2,1	1,8	1,6
Gas natural	2,0	2,3	2,4	2,9	10,8	13,2	15,7	24,7	24,2	31,6	24,6	22,6	19,2	10,5	11,6
Nuclear	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Hidráulica	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
TOTAL	23,0	26,2	28,1	31,6	34,7	35,9	37,3	35,3	37,2	35,7	34,0	32,8	31,8	31,8	30,4

ANEXO ESTADÍSTICO

CARBÓN (1980-2010). (UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

AÑO	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1991	13.657	13.712	13.886	12.402	11.732	11.334	10.491	9.752	9.386	8.923	8.553	8.354	7.869	7.306	6.955	6.955
1998	4.032	4.071	4.118	3.923	3.694	3.628	3.475	3.557	3.181	3.426	3.214	3.223	3.131	2.897	2.494	2.494
1992	10.775	9.587	8.463	9.750	8.832	8.524	8.718	8.726	7.981	8.147	7.587	6.822	6.180	0	0	0
1991	28.465	27.370	26.466	26.075	24.258	23.486	22.685	22.035	20.548	20.496	19.354	18.399	17.180	10.202	9.448	9.448

Metodología AIE.
FUENTE: SEE.

RESERVA DE CARBÓN (1980-2010). (UNIDAD: KTEP.)

AÑO	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1997	6.729	6.754	6.940	6.189	5.852	5.715	5.293	4.895	4.618	4.334	4.179	3.940	3.731	3.534	3.160	3.130
1992	1.204	1.190	1.175	1.234	1.177	1.149	1.075	1.058	964	1.038	1.005	1.007	960	840	726	649
1997	1.801	1.669	1.517	1.815	1.557	1.477	1.495	1.731	1.562	1.550	1.442	1.296	1.174	0	0	0
1998	9.734	9.614	9.632	9.238	8.586	8.341	7.863	7.685	7.144	6.922	6.626	6.243	5.865	4.374	3.887	3.778

Metodología AIE.
FUENTE: SEE.

RESERVA DE ENERGÍA (1980-2010). (UNIDAD: KTEP.)

AÑO	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1997	9.936	9.877	10.022	9.649	9.043	8.844	8.440	8.472	8.017	8.000	7.957	7.614	7.376	5.860	5.452	5.425
1997	652	519	371	532	300	224	338	316	322	255	166	140	143	127	107	126
1993	537	413	155	98	123	148	471	467	197	310	144	55	16	14	12	55
1995	14.449	14.680	14.411	15.376	15.337	16.211	16.602	16.422	16.125	16.576	14.995	15.669	14.360	15.368	13.750	16.155
1995	2.000	3.521	3.117	3.220	2.484	2.943	4.132	2.808	4.584	4.128	3.527	4.227	4.783	5.023	6.078	7.987
1997	27.575	29.010	28.075	28.875	27.287	28.370	29.983	28.484	29.244	29.268	26.788	27.705	26.677	26.392	25.399	29.747

Metodología AIE.
(1) Incluye R.S.U. y otros combustibles sólidos utilizados en generación eléctrica.
(2) Incluye eólica y solar fotovoltaica.
FUENTE: SEE.

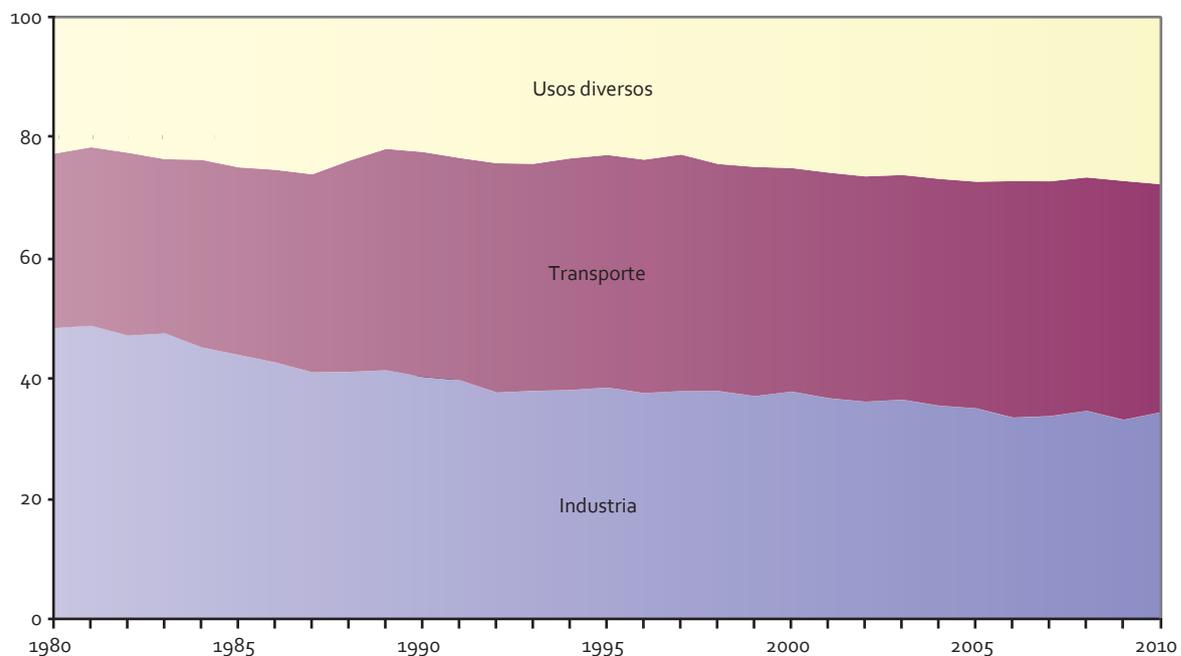
GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO (1980-2010). (%)

AÑO	1995	1.996	1.997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1995	53,1	62,3	55,6	52,7	43,1	39,6	42,0	37,4	38,1	36,4	35,3	38,4	33,7	37,9	46,2	55,5
1995	1,2	0,9	0,6	0,9	0,5	0,3	0,5	0,5	0,5	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
1995	7,2	4,9	1,4	0,8	0,9	1,0	2,9	2,5	0,9	1,3	0,5	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1990	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
1994	28,2	29,6	27,1	26,1	23,5	23,3	24,1	22,2	22,1	21,2	18,9	19,7	18,7	19,1	20,2	23,5

Metodología AIE
Fuente: SEE.

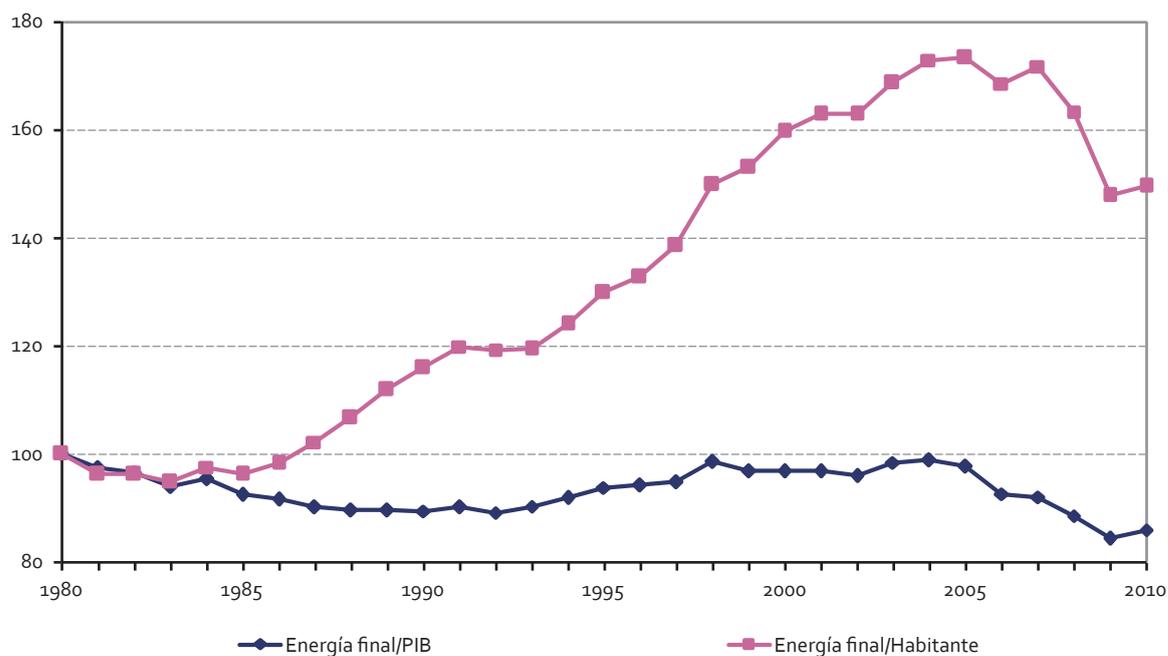


GRÁFICO A.3 SECTORIZACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL
UNIDAD: %



FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.4 INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL
ÍNDICE 1980 = 100



FUENTE: SEE.



GRÁFICO A.5 INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA
ÍNDICE 1980 = 100

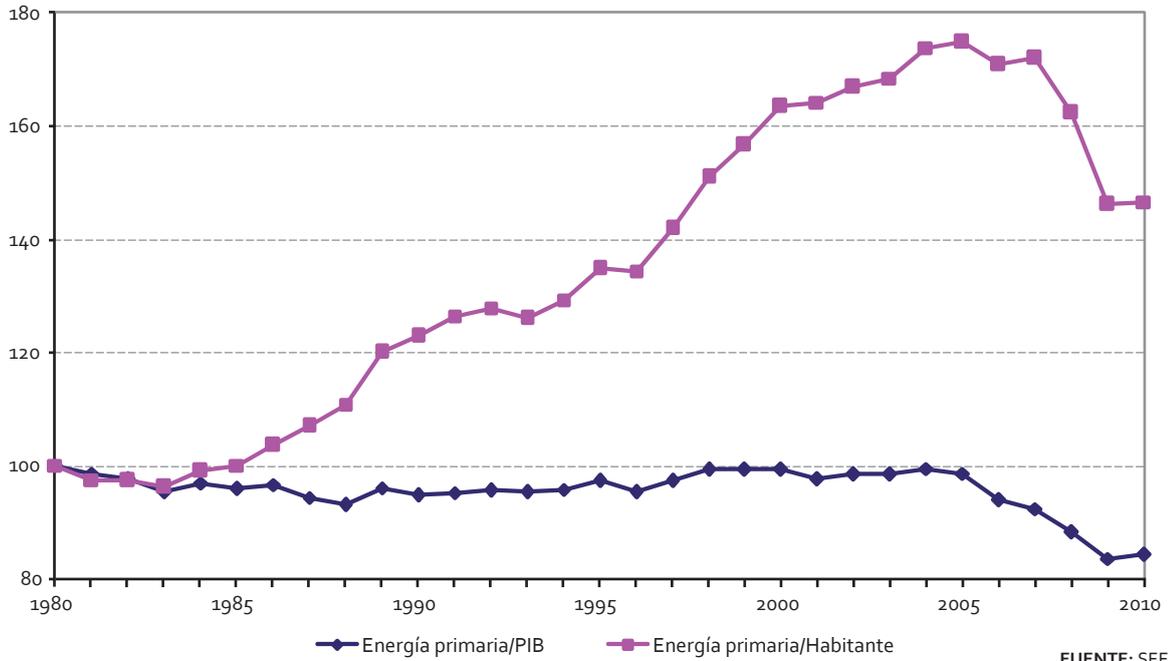


GRÁFICO A.6 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN
UNIDAD: MILES DE TONELADAS

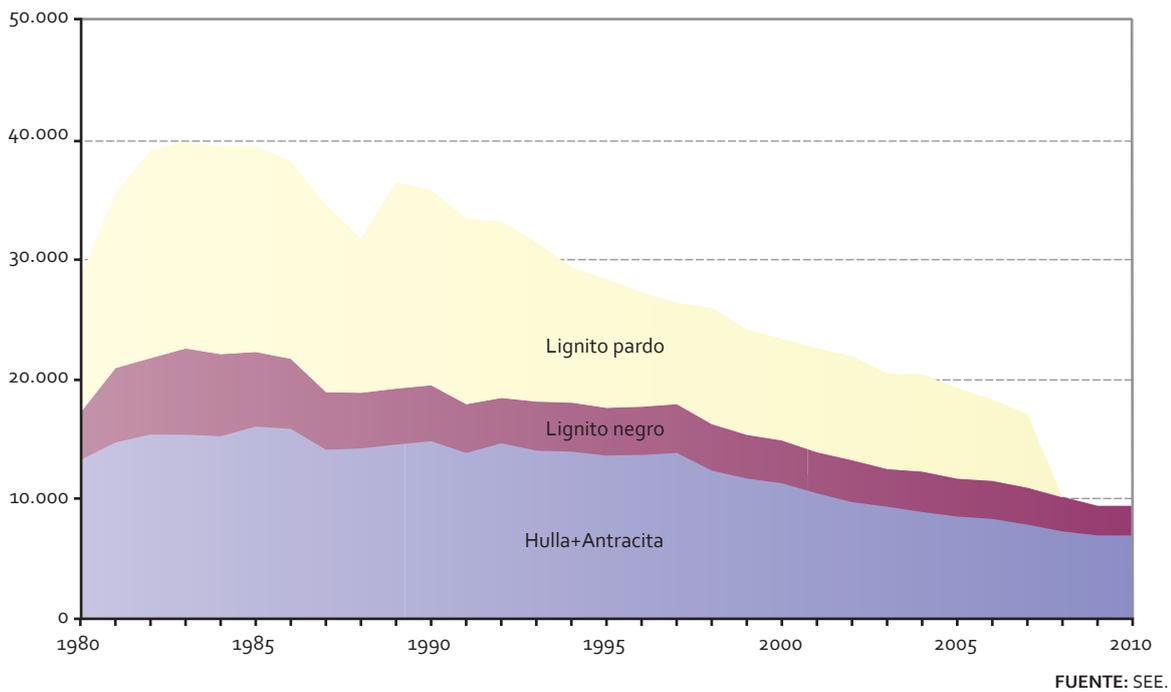
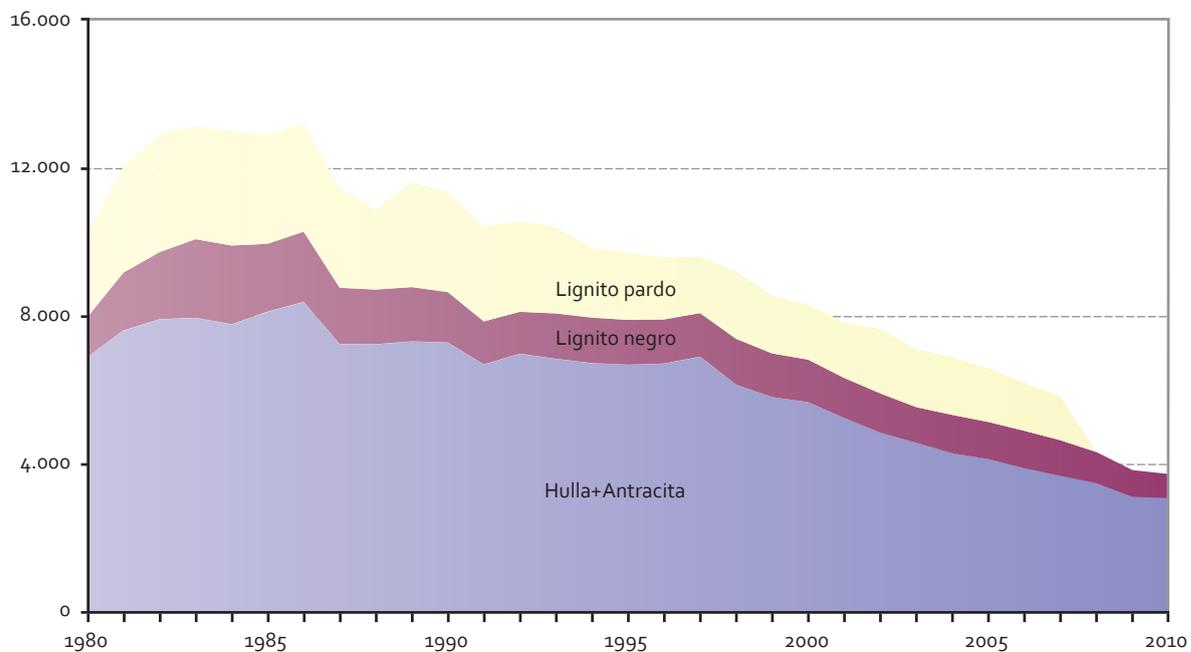


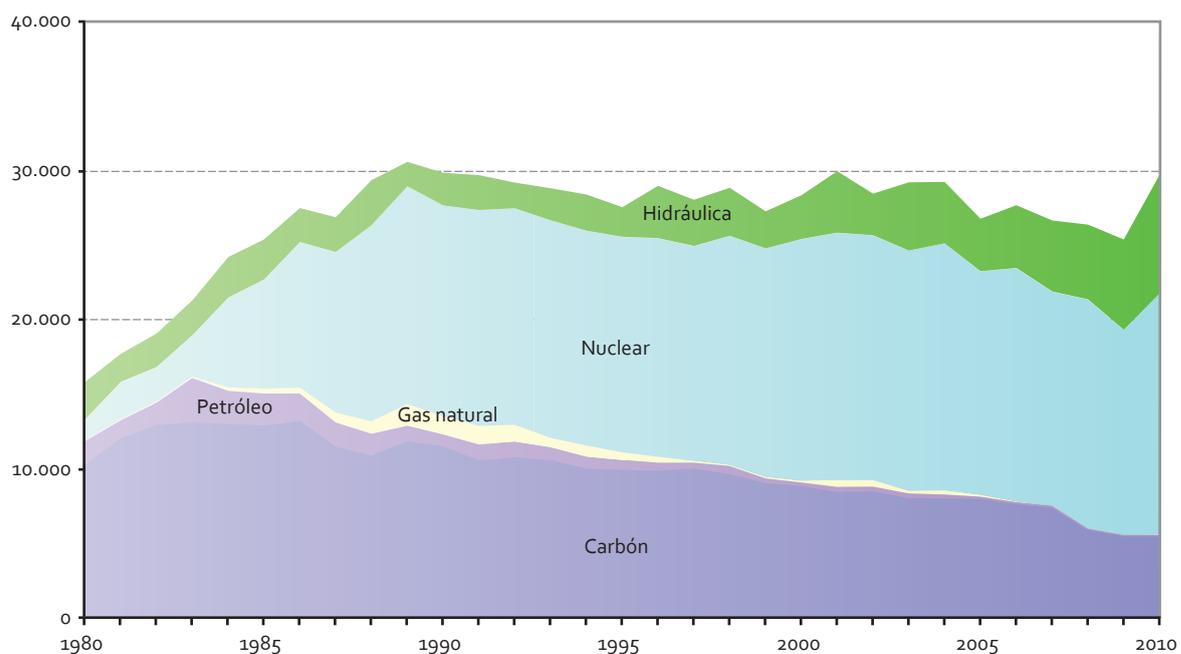


GRÁFICO A.7 PRODUCCIÓN NACIONAL DE CARBÓN
UNIDAD: KTEP

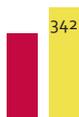


FUENTE: SEE.

GRÁFICO A.8 PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA
UNIDAD: KTEP.



FUENTE: SEE.





METODOLOGÍA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 10^7 Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

Carbón: Comprende los distintos tipos de carbón, (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coquerías, resto de sectores energéticos) y las pérdidas. El paso a tep se hace utilizando los poderes caloríficos inferiores reales, según la tabla adjunta.

Petróleo: Comprende:

- Petróleo crudo, productos intermedios y condensados de gas natural.
- Productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo (GLP) y gas de refinería.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

Gas: En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

Energía hidráulica: Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir, $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$.

Energía nuclear: Recoge la producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear. Su conversión a tep se hace considerando un rendimiento medio de una central nuclear (33%), por lo que $1 \text{ Mwh} = 0,2606 \text{ tep}$.

Electricidad: Su transformación a tep, tanto en el caso de consumo final directo como en el saldo de comercio exterior se hace con la equivalencia $1 \text{ Mwh} = 0,086 \text{ tep}$.

El consumo de energía primaria se calcula suponiendo que las centrales eléctricas mantienen el rendimiento medio del año anterior. Salvo en el caso de electricidad o de grandes consumidores (generación eléctrica, siderurgia, cemento, etc.) en que se contabilizan los consumos reales, en el resto se consideran como tales las ventas o entregas de las distintas energías, que pueden no coincidir con los consumos debido a las posibles variaciones de existencias, que en períodos cortos de tiempo pueden tener relevancia.

ANEXO ESTADÍSTICO



COEFICIENTES DE PASO A TONELADAS EQUIVALENTES DE PETRÓLEO (TEP)

Valores estimados	(Tep/Tm)	Coefficientes recomendados por la AIE	(Tep/Tm)
CARBÓN:		PRODUCTOS PETROLÍFEROS:	
Generación eléctrica:		– Petróleo crudo	1,019
– Hulla + Antracita	0,4096	– Condensados de Gas natural	1,080
– Lignito negro	0,2562	– Gas de refinería	1,182
– Hulla importada	0,5552	– Fuel de refinería	0,955
Coquerías:		– G.L.P.	1,099
– Hulla	0,6915	– Gasolinas	1,051
Resto usos:		– Keroseno aviación	1,027
– Hulla	0,6095	– Keroseno agrícola y corriente	1,027
– Coque metalúrgico	0,7050	– Gasóleos	1,017
		– Fuel-oil	0,955
		– Naftas	1,051
		– Coque de petróleo	0,764
		– Otros productos	0,955
		GAS NATURAL (Tep/GCal P.C.S.)	0,090
		ELECTRICIDAD (Tep/Mwh)	0,086
		HIDRÁULICA (Tep/Mwh)	0,086
		NUCLEAR (Tep/Mwh)	0,2606

PREFIJOS: Mega (M): 10^6 Giga (G): 10^9 Tera (T): 10^{12}

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA ENERGÍA:

A:	Tj	Gcal	Mtermias	Mtep	GWh
De:	Multiplicar por:				
Tj	1	238,8	0,2388	$2,388 \times 10^{-5}$	0,2778
Gcal	$4,1868 \times 10^{-3}$	1	10^{-3}	10^{-7}	$1,163 \times 10^{-3}$
Mtermias	4,1868	10^3	1	10^{-4}	1,163
Mtep	$4,1868 \times 10^4$	10^7	10^4	1	11630
GWh	3,6	860	0,86	$8,6 \times 10^{-5}$	1

UNIDADES Y FACTORES DE CONVERSIÓN PARA VOLUMEN:

A:	Galones(US)	Barriles	Pie cúbico	Litro	Metro cúbico
De:	Multiplicar por:				
Galones(US)	1	0,02381	0,1337	3,785	0,0038
Barriles	42	1	5,615	159	0,159
Pie cúbico	7,48	0,1781	1	28,3	0,0283
Litro	0,2642	0,0063	0,0353	1	0,001
Metro cúbico	264,2	6,289	35,3147	1.000	1

Utilizado en gas: bcm = 10^9 m³
1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias.

**ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS**

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
EUROSTAT	Oficina Estadística de las Comunidades Europeas.
FOB \$/Bbl	Precio «Free on Board» en Dólares/barril.
CIF	Precio «Cost-Insurance-Freight».
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos.
R.E.E.	Red Eléctrica de España, S.A.
SEE	Secretaría de Estado de Energía.
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas.
UE	Unión Europea.
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
b.c.	Barras de central.
b.g.	Bornes de generador.
Gcal. PCS	Gigacalorías de Poder Calorífico Superior.
GWh.	Gigawatio hora.
MWh.	Megawatio hora.
Ktep.	Miles de toneladas equivalentes de petróleo.
Kt.	Miles de toneladas.
tep.	Toneladas equivalentes de petróleo.

