

LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2012



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

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



**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

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.minetur.es

D.L.: M-2200-2014
Diseño de cubierta: CPMINETUR
Papel:

Exterior: Estucado mate ecológico
(70.100/260)
Interior: Estucado mate ecológico
(65.90/90)
(Certificados EFC y FSC)

Impresión: SAFEKAT, S. L.
ECPMINETUR: 1.ª Ed./150/0314



INTRODUCCION	5
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS	9
1. SITUACION Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES	11
1.1. Evolución reciente de los mercados energéticos	13
1.2. Política energética de la Unión Europea en 2012.....	16
1.3. Demanda, producción y comercio energético	20
1.4. Precios energéticos	27
1.5. Tendencias de los mercados energéticos.....	30
2. DEMANDA DE ENERGIA EN ESPAÑA	37
2.1. Demanda de energía final	39
2.2. Demanda de energía primaria.....	41
2.3. Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento	42
3. SECTOR ELECTRICO	45
3.1 Demanda eléctrica.....	47
3.2 Oferta eléctrica	49
3.3 Evolución del mercado de producción de la electricidad	51
3.4 Evolución de las tarifas eléctricas y comparación con otros países.....	57
4. SECTOR NUCLEAR.....	63
4.1 Generación eléctrica de origen nuclear	65
4.2 Pruebas realizadas a las centrales nucleares españolas, como consecuencia del accidente en la central nuclear de Fukushima	65
4.3 Primera parte del ciclo del combustible nuclear	68
4.4 Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	69
4.5 Industria de fabricación de equipos	71
4.6 Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras.....	72
4.7 I+D.....	74
4.8 Normativa aprobada y en elaboración	75
4.9 Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas.....	87
4.10 Actividad de organismos internacionales	89
5. SECTOR CARBON	107
5.1 Situación actual	109
5.2. Estructura del sector.....	114
5.3. La política carbonera en el año, en España y en la UE.....	115

6. SECTOR GAS	121
6.1 Demanda	123
6.2 Oferta.....	124
6.3 Régimen económico de gases y productos asimilados.....	133
6.4 Normativa.....	149
7. SECTOR PETROLEO.....	155
7.1 Demanda.....	157
7.2 Oferta.....	158
7.3 Precios de productos petroliferos.....	161
7.4 Regulacion legal del sector.....	165
8. EFICIENCIA ENERGETICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES	169
8.1 Eficiencia energética.....	171
8.2 Cogeneración.....	189
8.3 Energías renovables	198
8.4 Desarrollo normativo	203
9. ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE.....	213
9.1 Ambito internacional.....	215
9.2 Union Europea.....	216
9.3 Ambito nacional	222
10. INVESTIGACION Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGETICO	229
10.1 Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008–2011. Programa de trabajo 2012.....	231
10.2 Actuaciones Subdirección General de colaboración público – privada.....	233
10.3 Actuaciones CDTI en el área de energía	238
10.4 Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT)	245
10.5 Centro Nacional de Energías Renovables (CENER).....	292
10.6 Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías del Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH ₂)	298
11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	301
11.1 Redes eléctricas. Realizaciones en 2012.....	303
11.2 Redes gasistas. Realizaciones en 2012	316
11.3 Almacenamiento de reservas estratégicas de productos petroliferos	319
11.4 Planificación de las infraestructuras de transporte de energía	320
ANEXO ESTADISTICO Y METODOLOGÍA	323

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2012, con análisis detallado de los Balances Energéticos y precios, las nuevas disposiciones legales de ordenación del sector y el seguimiento anual de los planes y programas de la política energética.

El consumo de energía primaria o total en 2012 bajó el 0,8% respecto al del año anterior, reflejando la situación de la actividad económica en el año. Esta evolución ha venido acompañada del aumento de los precios en euros de las principales energías primarias en los mercados internacionales, continuando la tendencia de crecimiento del año anterior.

La demanda de energía final, es decir, sin incluir la de los sectores transformadores de la energía, bajó un 3,9% en 2012, debido principalmente al impacto de la situación económica, junto con las distintas condiciones climáticas y de laboralidad entre los dos años. En particular, ha tenido incidencia la menor actividad industrial en los últimos dos años.

En el descenso registrado en 2012 del consumo de energía primaria o total, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. Ha sido un año muy seco, bajando la producción hidroeléctrica por segundo año consecutivo, mientras ha continuado la recuperación de la generación con carbón, en aplicación de sus planes sectoriales.

En 2012 ha continuado el fuerte crecimiento de la aportación de las energías renovables al abastecimiento primario de energía, que aumentó en

un 7,6%, alcanzando el 12,3% del total. Este dato cobra especial relevancia por la fuerte bajada, de un tercio, que experimentó la aportación de la energía hidroeléctrica, compensada con el aumento de la eólica y la solar.

Al descender las demandas energéticas y también el PIB, en 2012 ha bajado un 2,5% el indicador de intensidad energética final, mientras el de intensidad energética primaria ha subido ligeramente, un 0,6%. La tendencia de mejora de estos indicadores se mantiene desde el año 2004, y 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 energéticas 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.

En los aspectos regulatorios, destacan las nuevas medidas fiscales para la sostenibilidad energética, aprobadas a finales del año 2012, y que tienen como objetivo armonizar el sistema fiscal con un uso más eficiente y sostenible del medio ambiente. Estas medidas tienen incidencia en las distintas formas de generación de electricidad y en los sectores del gas y el carbón.

En el sector eléctrico se continúan estableciendo los mecanismos para la eliminación del déficit de tarifa, que permitirán alcanzar la suficiencia de ingresos respecto de los costes del sistema. En este sentido, se aprobó la suspensión temporal de los procedimientos de pre-asignación de retribución

vigentes en ese momento y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Esto ha afectado a las instalaciones de producción eléctrica que, a la entrada en vigor de la nueva norma, no estuvieran inscritas en los citados registros de pre-asignación. Se mantienen los incentivos para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas inscritas en el Registro de pre-asignación.

También en 2012 ha culminado el desarrollo del Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006–2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, aprobado en el marco de la normativa comunitaria. De acuerdo a sus objetivos, este Plan ha mantenido activas, además de las ayudas propias para la reordenación de la actividad minera del carbón, tres líneas de ayudas complementarias, para el desarrollo de las infraestructuras, para la financiación de proyectos empresariales y para la formación. De esta forma se ha continuado potenciando el tejido productivo alternativo en las comarcas mineras, en paralelo a la reducción de la actividad minera.

En el sector nuclear, durante el año, el CSN ha elaborado el Plan de Acción Nacional, que fue remitido a la Comisión Europea, y que contiene las acciones que se están llevando a cabo o previstas hasta 2016 en España, en relación con los programas iniciados a nivel nacional e internacional a raíz del accidente de Fukushima, así como sobre su proceso de implantación.

En relación con las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares, la única actuación rele-

vante que ha tenido lugar en el año 2012 se refiere a la central nuclear de Santa María de Garoña, y aunque pudiera tener carácter provisional, la empresa titular de la misma ha comunicado a la Administración su decisión de no solicitar una renovación de la autorización de explotación y, por tanto, proceder al cese de la explotación de la central, motivando tal decisión en razones económicas.

En materia de eficiencia energética, destaca en 2012 la aprobación del Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE), que tiene por objetivo favorecer la compra de vehículos eficientes energéticamente, sustituyendo a otros actualmente en circulación y menos eficientes. A partir de este año, los planes en este campo deberán ser coherentes con el cumplimiento de los objetivos de la UE en la nueva Directiva 27/2012/UE, relativa a la eficiencia energética, por la que se establece un marco común de medidas para la promoción de la eficiencia energética dentro de la UE, a fin de alcanzar su objetivo de ahorro del 20% en 2020 y preparar el camino para más medidas de mejora en la eficiencia energética a partir de esa fecha.

También ha continuado en 2012 la actividad en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente, presentando la Comisión Europea el nuevo Marco para las Políticas de Clima y Energía en 2030, que dará lugar a futuros cambios legislativos y de objetivos relacionados con la energía.

Por otra parte, la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, lo que ha supuesto el lanzamiento de un nuevo proceso de planificación para

el periodo 2014–2020 y la suspensión del iniciado en marzo de 2010. Esta nueva Planificación contendrá las infraestructuras previstas en ese período temporal, ajustadas a la evolución actual de la demanda energética.

Las actividades de I+D+I en el sector energético, se incluyen en el nuevo Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación para el periodo 2013–2016, aprobado por el Gobierno para el fomento y coordinación de actuaciones en este campo. Dentro de este Plan, el Programa Estatal de I+D+I Orientada a los Retos de la Sociedad, incluye específicamente el Reto en Energía segura, eficiente y limpia, fijando como actividades prioritarias en energía las relativas a la sostenibilidad para luchar de forma activa contra el cambio climático, la competitividad, la seguridad del abastecimiento, y el impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

También el nuevo Plan se coordina con el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) impulsado por la Comisión Europea, que tiene el objetivo

de acelerar el desarrollo e implantación de tecnologías bajas en carbono que sean competitivas en costes. La Alianza Europea de Investigación Energética–European Energy Research Alliance (EERA) es un instrumento del SET–Plan para incrementar la capacidad de Europa en la Investigación de Tecnologías Energéticas con bajas emisiones de carbono. En la actualidad, España está representada en siete de estas iniciativas industriales europeas.

A partir de 2013, las perspectivas sobre un cambio de tendencia del ciclo económico, lleva a la aplicación de una nueva política energética, poniendo el énfasis en la optimización del uso de recursos, el aumento de la competitividad en los mercados, la seguridad de suministro y la sostenibilidad económica y ambiental. Esta nueva política dará lugar a nuevos instrumentos de regulación, y asumiendo los nuevos y ambiciosos objetivos de eficiencia en la demanda energética, de incremento de la participación competitiva de las energías renovables en la oferta y de cumplimiento de los objetivos relacionados con el medio ambiente.



Competencias:

Las competencias sobre energía de la Administración General del Estado se incluyen en las del Ministerio de Industria, Energía y Turismo por Real Decreto 1823/2011 de 21 de diciembre, cuya estructura orgánica básica se estableció por R. D. 1887/2011 de 30 de diciembre, desarrollada por R.D. 344/2012 de 10 de febrero y modificada parcialmente por Real Decreto 425/2013, de 14 de junio.

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, Energía y Turismo

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.
- Corresponde a la Secretaría de Estado de Energía la tutela sobre **ENRESA**, entidad pública empresarial de gestión de residuos radiactivos y 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.



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

- **El Ministerio de Economía y Competitividad:** A él están adscritos:
- El **Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT):** Sus funciones son la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas, junto con la participación en programas internacionales de este ámbito.
- La **Comisión Nacional de los Mercados y de Competencia (CNMC)** tiene funciones de

supervisión y control del correcto funcionamiento de los mercados de electricidad y de gas natural.

- **El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente:** Regula la incidencia sobre el medio ambiente de todas las actividades, incluyendo las energéticas.

Finalmente, el **Consejo de Seguridad Nuclear (CSN)**, organismo independiente de la Administración, es competente en materia de seguridad nuclear y protección radiológica.

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

En este capítulo se destacan por una parte los principales aspectos de la evolución de los mercados energéticos internacionales en los últimos años según la Agencia Internacional de la Energía y otros Organismos internacionales, la repercusión de los hidrocarburos no convencionales en el mercado mundial y los resultados de la XVIII CoP de Doha. Asimismo se incluyen las principales novedades en la legislación comunitaria en materia de energía y las perspectivas del sector energético de la Unión Europea.

1.1 EVOLUCIÓN RECIENTE DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

La recuperación económica en las principales economías de la OCDE todavía tiene incertidumbres, pero los indicadores de consumo energético a nivel global continúan manteniendo una tendencia al alza. Este mayor consumo energético tiene los efectos medioambientales derivados, con descenso de los niveles de calidad ambiental, sobre todo en países no OCDE.

En relación con el consumo de combustibles fósiles es importante señalar que el carbón sigue siendo el combustible fósil de más rápido crecimiento, con China como mayor consumidor mundial (prácticamente el 50% de la demanda global y con valores del orden del 18% del mercado mundial). Destacan en la producción de carbón, el crecimiento en China e Indonesia, mientras baja en EEUU por su competencia con el gas natural en generación eléctrica.

En cuanto a la energía nuclear, en 2012 se produjo la mayor caída anual en la producción nuclear

mundial, en parte por la situación en Japón, donde la generación de energía nuclear prácticamente desapareció tras el accidente de Fukushima. La generación nuclear representó el 4,5% del consumo energético mundial, la proporción más baja desde 1984.

El consumo mundial de gas natural sigue creciendo, siendo superior a la media de los 10 últimos años en toda América y África, destacando los EE.UU., con el consumo más elevado a nivel mundial. El mayor crecimiento en el mundo corresponde a Asia, especialmente en China y Japón. Por lo que respecta a la producción mundial de gas natural, EE.UU. registró una vez más el mayor incremento absoluto y se mantuvo como mayor productor del mundo. Noruega, Qatar y Arabia Saudí también registraron aumentos significativos de la producción, mientras que Rusia tuvo una caída importante en términos absolutos. El comercio de gas natural licuado global se redujo un -0,9% por primera vez en la historia.

La producción de gas no convencional seguirá siendo una tendencia de gran importancia en el mercado energético a medio plazo, especialmente en América del Norte. Estados Unidos por sí solo representa más de la quinta parte del aumento global de la producción de gas. La exploración en otras regiones va a continuar, pero se ve obstaculizada por la geología, la infraestructura y las limitaciones ambientales, así como, en algunos países, la falta de aceptación social.

Se estima que China será responsable del 30% del crecimiento de la demanda mundial de gas a medio plazo, y va a tener un papel importante en

el tratamiento de los actuales problemas de calidad del aire en el país. A pesar del progreso del país en la producción nacional, China todavía depende de las importaciones y en los próximos cinco años, se estima que China absorberá la totalidad del aumento de la producción de gas en Asia Central, así como una tercera parte del aumento global en el suministro de gas natural licuado.

El petróleo sigue siendo la energía primaria más consumida del mundo en el año 2012, pero siguió perdiendo cuota de mercado por 13º año consecutivo, y su cuota actual es la más baja desde 1965. El consumo mundial de petróleo aumentó en 2012, siendo diferentes los comportamientos entre países, disminuyó en los de la países OCDE, mientras que subió en los países no OCDE, destacando China que registró de nuevo el mayor incremento de crecimiento del consumo mundial en niveles absolutos. También Japón por sus circunstancias particulares incrementó su consumo significativamente.

La producción mundial de petróleo aumentó, especialmente en el conjunto de la OPEP, que representó alrededor de tres cuartas partes del aumento mundial, a pesar de una disminución de la producción iraní, debido a las sanciones internacionales, mientras que la producción en Libia recuperó los valores de 2011.

Por segundo año consecutivo, la producción alcanzó niveles récord en Arabia Saudita, los Emiratos Árabes Unidos y Qatar. Irak y Kuwait también registraron aumentos importantes. La producción fuera de la OPEP aumentó, aunque a tasas muy inferiores. Las importaciones netas de

petróleo de Estados Unidos cayeron, por aumento de la producción de petróleo no convencional. Por el contrario, las de China aumentaron.

La demanda mundial de energías renovables continuó aumentando durante 2011 y 2012. En la generación de electricidad contribuyeron al mix en un 4,7% de la generación eléctrica mundial y el total de la potencia instalada de energía renovable en todo el mundo superó los 1.470 GW en 2012, un 8,5 % más que en 2011. La potencia hidroeléctrica instalada se estima en 990GW (China tiene aproximadamente el 20%, unos 229GW) y en 2012 tuvo una subida del 26%. La energía eólica representó alrededor del 39% de la nueva potencia instalada de energía renovable, seguida por la solar fotovoltaica, que alcanzó un récord de 30,5 GW en 2012. La potencia total instalada de la solar fotovoltaica alcanzó el hito de los 100 GW.

Las inversiones globales en energías renovables en el 2012 no lograron superar las del año anterior disminuyendo un 12% en comparación al 2011. Esto se debió principalmente a la disminución del apoyo público en algunos países mediante el sistema de primas para la fotovoltaica, y a los mercados a la baja de Estados Unidos y la Unión Europea ¹, aun así, el año 2012 alcanzó el segundo nivel más alto en inversiones en energías renovables en la historia con 244.000M\$ (incluyendo proyectos de mini hidráulica). Mientras que en los países en vías de desarrollo hay una tendencia de crecimiento continuo, con inversiones que superan 112.000M\$. En los países desarrollados las inversiones totaliza-

¹ según el informe de Frankfurt School-PNUMA/BNEF «Tendencias mundiales de la inversión en energías renovables 2013»



ron 132.000M\$, lo que representa un cambio significativo desde el 2007, cuando las economías desarrolladas invirtieron 2,5 veces más en energías renovables (excluyendo grandes proyectos hidroeléctricos) que los países en vía de desarrollo.

La situación del protocolo de Kioto después de la CoP de Doha

Del 26 de noviembre al 7 de diciembre de 2012 tuvo lugar en Doha, Qatar, la XVIII Cumbre de la Organización de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP18) que contó con la asistencia de unos 9.000 delegados. En esta cumbre, además de la Decimoctava Conferencia de las Partes (CdP18) y la Octava Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CdP/RdP 8), se celebraron otras reuniones de los órganos Subsidiarios del Protocolo de Kioto (SBI y SBSTA), así como de grupos Ad Hoc: AWG-KP sobre Futuros Compromisos de las Partes Anexo I y AWG-LCA para cooperación a largo plazo en el marco de la Convención.

Los objetivos principales de la Cumbre, fueron:

- Cerrar los dos grupos de trabajo: Compromisos en el marco del Protocolo de Kioto y Cooperación a largo plazo (LCA).
- Adoptar el segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto.
- Comenzar el trabajo para disponer de un nuevo acuerdo global para el año 2015 que pueda aplicarse a partir del año 2020.

Como resultados de la Cumbre se adoptó un paquete de decisiones denominado «Doha Climate Gateway» que incluye:

- El segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto.
- La plataforma de Durban.
- El cierre del LCA y del grupo de trabajo del PK.

Continuidad del protocolo de Kioto

El primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto acabó el 31 de diciembre de 2012. Los países firmantes del mismo han estado trabajando los últimos años en el llamado Grupo de trabajo ad hoc sobre compromisos futuros en el marco del Protocolo de Kioto (AWGKP) centrando sus discusiones principalmente en el alcance de los compromisos de reducción y las reglas y contabilidad para su establecimiento.

Así, en la CoP de Doha se aprobó el segundo periodo, que queda de la siguiente forma:

- Comenzó el 1 de enero de 2013 y finalizará el 31 de diciembre de 2020.
- Los países industrializados que han aceptado compromisos son: Australia, Islandia, la Unión Europea, Nueva Zelanda, Suiza, Mónaco, Noruega y los países en transición a una economía de mercado (Ucrania, Kazajistán, Bielorrusia y Croacia). En total, suman el 14% de las emisiones mundiales y su compromiso es



- reducir las emisiones un 18% entre 2013 y 2020 con respecto a sus niveles de 1990.
- Se incluye en la lista de gases de efecto invernadero el Trifluoruro de Nitrógeno (NF₃).
 - Los países que asuman los compromisos revisarán los mismos antes de 2014 pudiendo reducirlos con vistas a lograr para 2020 una reducción agregada de entre un 25% y un 40% con respecto a los niveles de 1990.
 - En cuanto a los mecanismos de flexibilidad, todas las Partes del Protocolo de Kioto pueden participar en el MDL en proyectos en curso y que se registren después del 31 de diciembre de 2012, pero sólo aquellos con compromisos pueden transferir y adquirir CERs.
 - Cada Parte del anexo I mantendrá en su registro nacional una reserva para el período de compromiso.

Asimismo, hay que destacar entre otros que se acordó el desarrollo de la Plataforma de Durban para Acción reforzada. Con el cierre de las negociaciones en el marco de los nuevos compromisos del Protocolo de Kioto y del grupo LCA, el único espacio de negociación que queda es la plataforma de Durban. El objetivo de la plataforma se lleva a cabo en dos tramos.

- El primero está centrado en desarrollar un «protocolo, otro instrumento legal o un resultado acordado con fuerza legal» en el marco de la Convención de Naciones Unidas para el cambio climático aplicable a todas las Partes. Este gru-

po debe acabar su trabajo antes de 2015 con el fin de que dicho protocolo, instrumento legal o resultado acordado con fuerza legal se adopte en la COP 21 y que entre en vigor y se implemente a partir de 2020. Francia ha presentado París como candidato oficial a celebrar la cumbre de 2015.

- El segundo tramo tiene por objetivo incrementar el nivel de ambición de los compromisos presentados hasta la fecha antes de 2020, que se han declarado insuficientes para cumplir el objetivo de no incrementar la temperatura por encima de los 2°C.

Se ha establecido el plan de trabajo de los dos tramos de la plataforma acordando la celebración de varios Workshops y reuniones durante el año 2013 para preparar el nuevo acuerdo, de modo que se disponga de un borrador de texto de negociación del acuerdo antes de finales de 2014 y que en mayo de 2015 haya un texto de negociación. La siguiente Cumbre tendrá lugar en Varsovia del 11 al 22 de noviembre de 2013

1.2 POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA EN 2012

Propuestas legislativas más importantes de la UE sobre energía durante 2012

- *Reglamento sobre directrices para la construcción de infraestructuras energéticas.*

Es una propuesta presentada por la Comisión en octubre de 2011, que se aprobó finalmente por el



procedimiento legislativo ordinario en abril 2013 después de haberse discutido durante 2012. Forma parte del paquete de infraestructuras, presentado por la Comisión en noviembre de 2010, y complementa la propuesta de Reglamento «Instrumento de Interconexión para Europa», que se discute paralelamente en la formación ECOFIN del Consejo y que regula básicamente la posible financiación a los proyectos de interés común de electricidad y gas seleccionados bajo el Reglamento de Directrices para la construcción de infraestructuras energéticas.

El Reglamento de Directrices establece criterios para la identificación de proyectos de interés común de electricidad y gas, la simplificación de los procedimientos administrativos de autorización para estos proyectos y la asignación de costes entre Estados miembros beneficiarios. Se trata de un Reglamento clave para facilitar el desarrollo de interconexiones de electricidad y gas entre España y el resto de Europa. Se aplica desde el 1 de junio de 2013.

– *Directiva sobre la seguridad de las actividades de prospección, exploración y producción de petróleo y gas en alta mar.*

La Comisión presentó en octubre de 2011 una nueva propuesta sobre la seguridad de actividades de prospección, exploración y producción de gas y petróleo en alta mar. Inicialmente, la propuesta era un Reglamento, aunque finalmente se acordó que era más conveniente optar por la forma jurídica de una Directiva, de modo que pudiera ser traspuesta a las legislaciones nacionales según las características de cada Estado miem-

bro, pues existe un desigual nivel de actividad offshore en la UE.

La propuesta es continuación de la Comunicación de la Comisión «Facing the challenge of the safety of offshore oil and gas activities», de septiembre de 2010. Su origen está en el accidente de BP en el Golfo de México, en abril de 2010, a raíz de la cual la Comisión organizó reuniones con los Estados miembros para analizar las causas y consecuencias de este accidente e intentar prevenir algo similar en la UE. La conclusión es que era necesario revisar en profundidad las condiciones de seguridad de las empresas de exploración y prospección que operan en la UE, especialmente en el Mar del Norte y en el Mediterráneo, y garantizar los máximos estándares para la prevención de accidentes.

Se ha discutido siguiendo el procedimiento legislativo ordinario durante 2012 y se aprobó finalmente el 10 de junio de 2013.

– *Decisión sobre el mecanismo de intercambio de información sobre acuerdos intergubernamentales con terceros países en materia de energía*

Se trata de un mecanismo de intercambio de información entre los Estados miembros y la Comisión sobre los acuerdos intergubernamentales con terceros países. Los Estados miembros deben informar a la Comisión sobre los acuerdos intergubernamentales que tengan firmados con terceros países, así como antes del inicio de cualquier negociación para la firma de acuerdos intergubernamentales con terceros países. La Comisión tendría derecho a estar presente en las

reuniones durante las negociaciones para poder evaluar la concordancia del acuerdo propuesto con la legislación UE vigente antes de que se produzca la firma final del mismo.

La propuesta fue presentada en septiembre de 2011 y aprobada por el procedimiento legislativo ordinario en junio de 2012.

– *Comunicación sobre la estrategia en energías renovables.*

La Comisión presentó el 6 de junio de 2012 la Comunicación «Energías renovables: un jugador importante en el mercado energético europeo», que fue objeto de un debate político durante el almuerzo del Consejo de Ministros de energía del 15 de junio de 2012. Posteriormente se discutió en el grupo de energía del Consejo, donde se consiguió un acuerdo entre todos los Estados miembros y la Comisión recogido en un documento, aprobado como Documento de Conclusiones del Consejo en el Consejo de Ministros de energía de 3 de diciembre de 2012.

Las Conclusiones indican la necesidad de completar el mercado interior de la energía y de aumentar la integración de renovables, mejorando para ello las infraestructuras energéticas y apoyando el desarrollo tecnológico.

– *Comunicación sobre el mercado interior de la energía*

Esta Comunicación fue presentada por la Comisión en noviembre de 2012. Su origen está en las conclusiones del Consejo Europeo de febrero de

2011, en el que los Jefes de Estado declararon la necesidad de completar el mercado interior de la energía en 2014, al considerar que el tercer paquete sobre el mercado de la energía se había mostrado insuficiente para ello.

En esta Comunicación, la Comisión propone que para completar el mercado interior de la energía en 2014 deberían tomarse medidas como: Cumplir las normas de competencia, eliminar diferencias entre Estados miembros, ayudar a los consumidores a beneficiarse de las oportunidades, mejorar el funcionamiento de los mercados, tener mix energética de bajo contenido en carbono, asegurar el abastecimiento eléctrico, integrar y modernizar las redes de transporte y mejorar la gestión de la demanda energética.

Además, la Comunicación incluye recomendaciones específicas para cada país y un Plan de Acción, cuya consecución a nivel UE y por Estados Miembros revisará en 2014 a través de los Estudios Semestrales de Crecimiento, los Informes de Integración del Mercado Único y las Recomendaciones específicas por países.

– *Propuesta de directiva sobre el cambio indirecto del uso de la tierra asociado a la producción de biocombustibles (Directiva ILUC)*

Esta propuesta tiene su origen en los objetivos establecidos en las Directiva 2009/28/EC y 98/70/EC para aumentar el porcentaje de renovables y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de aquí a 2020. Para ello se estima imprescindible aumentar el uso de biocombustibles en transporte, evitando al mismo tiempo que las



emisiones de GHG derivadas de su cultivo anulen el efecto asociado al uso final de los mismos.

Los problemas asociados a la sostenibilidad de los biocombustibles comenzaron a plantearse durante la discusión de las Directivas 2009/28 y 2009/30. En ambas se recoge una petición a la Comisión para revisar el impacto del cambio indirecto de uso de suelo en las emisiones de gases de efecto invernadero, abordando maneras de minimizar tal impacto y haciendo propuestas concretas para ello. Como consecuencia se adoptó una Comunicación de la Comisión de 22 de diciembre de 2010 que resume las consultas y el trabajo analítico realizado en este tema desde 2008 y plantea posibles vías de actuación.

Finalmente, la Comisión presentó el 17 de octubre de 2012 esta propuesta de Directiva que sigue el procedimiento de codecisión. Se discutirá durante todo 2013 y se espera que pueda ser aprobada en primera lectura durante el segundo semestre de 2013.

Perspectivas específicas de la energía para la Unión Europea

Según la Agencia Internacional de la Energía, de seguir con las tendencias actuales, los precios de la electricidad en la UE serán de aquí a 2035 dos veces más elevados que en EEUU y tres veces más que en China. Las principales razones son las siguientes:

– Los precios bajos del gas en EEUU principalmente por el gas no convencional. Esto implica-

rá una mayor disponibilidad de carbón que se consumirá en la UE y por tanto un aumento emisiones de CO₂ en la UE.

- El cierre de centrales nucleares en la UE.
- El coste de los subsidios a las renovables en la UE.
- Los compromisos medioambientales y el coste de las emisiones de CO₂ en UE.

Hay que tener en cuenta que los precios de las facturas de los consumidores eléctricos han aumentado drásticamente en algunos Estados miembros en los últimos años, lo cual tendrá efectos en la competitividad de los próximos años.

Por otro lado, respecto a las perspectivas para la UE sobre el mix energético, dependencia energética y mercado interior según datos de la propia UE y de la Agencia Internacional de la Energía, se puede destacar lo siguiente:

- Aumento de la dependencia externa: La UE está lejos del autoabastecimiento. La dependencia energética de la UE ha empeorado en las 2 últimas décadas y se espera que aumente aún más en el año 2035.
- La UE se verá afectada por el aumento de demanda mundial de energía principalmente de las economías emergentes de aquí al año 2035 y sufrirá un aumento de precios.
- Los países con una buena diversificación de fuentes y rutas de aprovisionamiento de gas sufrirán menos el impacto de la subida de precios.

- El escenario energético internacional está cambiando, y mientras la UE seguirá incrementando su dependencia de combustibles fósiles, EEUU pasará en la próxima década de ser importador a ser netamente exportador de petróleo.
- En un escenario optimista, la explotación en la UE de gas no convencional servirá para contrarrestar la tendencia decreciente prevista de la explotación de gas convencional autóctono y mantener así el nivel de dependencia externa de gas en torno al 60% actual, pero el gas no convencional no servirá para convertir a la UE en autosuficiente.
- El Mercado Interior de la Energía sigue siendo un reto y por lo que respecta a interconexiones muchos Estados miembros aún se encuentran aislados del resto.

1.3 DEMANDA, PRODUCCION Y COMERCIO ENERGETICO

La demanda energética en el mundo sigue creciendo a un ritmo sostenido desde 2010, después de la crisis económica que se inició en 2008. En 2012 la demanda creció un 2%, tasa ligeramente inferior al 2,4% de 2011.

El consumo energético de los países no-OCDE alcanza el 56% del total, superando desde 2008 al de los miembros de la OCDE, debido a los fuertes crecimientos económicos de aquellos países, que son los determinantes del aumento de la demanda energética mundial y de los precios de la energía. En 2012 el consumo energético de la zona

no-OCDE creció un 4,5%, frente al descenso del 1% en la zona OCDE.

Mientras el descenso del consumo energético en los años de crisis se concentró en los países de la OCDE, y en los del área de la antigua URSS, y continuó subiendo 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, mientras en 2011 y 2012 ha bajado en la OCDE y subido especialmente en Asia.

Destaca de forma significativa la continuidad del aumento del consumo energético en el área Asia-Pacífico, que aumentó 5% en 2012, 5,4% en 2011 y 8,5% en 2010, mientras en Estados Unidos bajó el 2,5%, el 0,7% y subió el 3,2% respectivamente; en China aumentó 7,6%, 8,6% y 11,2% respectivamente y en India aumentó el 5,3%, 4,5% y 5,7% respectivamente.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia-Pacífico en el consumo mundial, que ha alcanzado el 40% en 2012, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 44%, así como Norteamérica con el 21,8% y la UE el 13,4%. 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 2011 un 2,2%, tras el 7,4% de 2010 y el descenso del 2,4% en 2009, recuperando la tendencia de fuerte cre-



cimiento de los años anteriores a la crisis. 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.

El consumo de petróleo también sigue creciendo de forma sostenida, subió un 1,2% en 2012, tras el 0,7% en 2011 y 3,1% en 2010. En la OCDE el consumo bajó el 1,1%, el 1,2% y subió el 0,9% respectivamente. Sin embargo, en economías emergentes la demanda sigue creciendo, 3,6%, 2,8% y 5,5% respectivamente, destacando los aumentos de consumo de China, India y Oriente Medio. La región Asia-Pacífico consume ya el 33,6% del petróleo mundial, frente al 24,6% de Norteamérica y el 14,8% de la UE.

El consumo de carbón en 2012, medido en tep, creció el 2,8%, tras el 5,4% del año anterior, recuperando el continuo crecimiento registrado desde 1999, tras el estancamiento de 2009. También ha habido diferencias entre zonas geográficas, con descenso en la OCDE, 3,9% y 1,1% en los dos últimos años, tras la recuperación del 5,2% en 2010; mientras 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 6,4% y 9,7% e India 10,2% y 9,2%, en los dos últimos años. El consumo mundial de carbón en 2012 fue del 29,9% del consumo primario total, participación que se mantiene en los últimos años.

La generación eléctrica nuclear bajó el 6,7% en 2012 y 4,3% en 2011, tras la ligera recuperación

del año anterior, volviendo a la tendencia de descenso de los tres años previos, especialmente en Asia-Pacífico, por el descenso en Japón debido al accidente de Fukushima y también bajó en Europa. La generación hidroeléctrica viene aumentando en los tres últimos años, un 4,6% en 2012, 1,6% en 2011 y 5,3% en 2010, crecimiento muy significativo respecto a años anteriores debido a una evolución irregular de las precipitaciones en los países desarrollados.

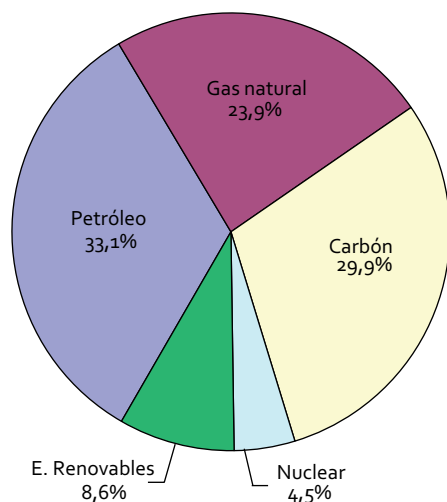
Las energías renovables distintas de la hidroeléctrica siguieron creciendo fuertemente en 2012, un 15,5% en conjunto, y destacando un 58% en energía solar y 18% en eólica, debido al apoyo de muchos gobiernos, aunque su peso en el abastecimiento mundial es aún bajo, menos del 2% del consumo primario total. La capacidad instalada de energía eólica creció un 19% en 2012 principalmente en China y Estados Unidos. La capacidad de generación con energía solar creció un 43%. En biocombustibles, la producción bajó ligeramente, un 0,4%, aunque sigue creciendo en países no-OCDE.

El consumo mundial de energía en 2012, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

En 2012 la producción de petróleo aumentó un 2,5%, por tercer año consecutivo, tras la fuerte caída de 2009. En áreas fuera de la OPEP subió ligeramente, 1,4% recuperando la media anual de los últimos diez años, mientras en la OPEP, subió un 4,2% en 2012, y se mantiene por encima del 43% del total. La producción en la OCDE subió hasta el 21,9% del total, fundamentalmente debido al aumento del 9,6% en Estados Unidos.

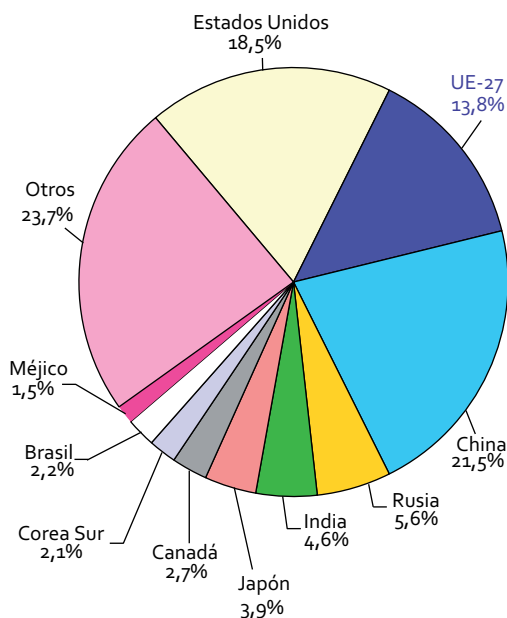


GRÁFICO 1.1.-CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2012 – 12476 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.

GRÁFICO 1.2.- DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2012 – 12476 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.

La capacidad de refino subió en el mundo en los últimos cuatro años, pero especialmente en las áreas no-OCDE, destacando la continuidad del

aumento en China e India, dado que en los principales países de la OCDE el aumento de capacidad fue menor. La capacidad de las áreas no-OCDE sigue superando a la capacidad instalada en la OCDE.

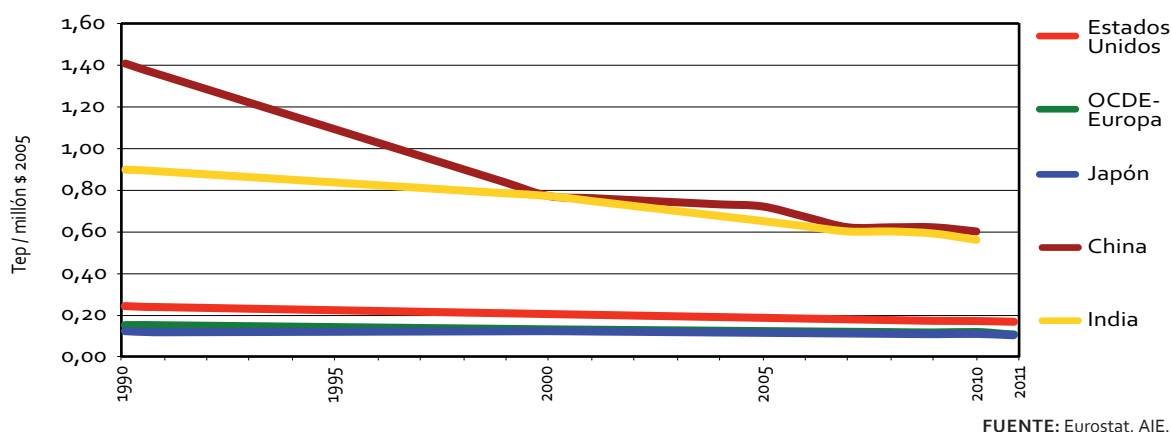
La producción de gas natural en el mundo continúa creciendo, 1,9% en 2012, 3,1% en 2011 y 7,3% en 2010, recuperando la tendencia tras la bajada en 2009 que fue el primer descenso desde que se tienen registros, debido a la caída de la demanda en ese año. El aumento en 2012 se debió a la mayor producción de Estados Unidos 4,7% y Oriente Medio 5,4%.

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, pero el ratio creció ligeramente después, 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.

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2012 un 52,4% 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



GRÁFICO 1.3. INTENSIDAD ENERGÉTICA



FUENTE: Eurostat. AIE.

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 2012 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 general, la tendencia es de descenso o de relativa estabilización, salvo en Japón, por las causas indicadas en los dos últimos años.

Unión Europea

Para el análisis de la situación de la energía en la UE, los últimos datos disponibles de Eurostat corresponden a 2011 y, por tanto, son datos que reflejan la crisis económica existente desde el segundo semestre de 2008.

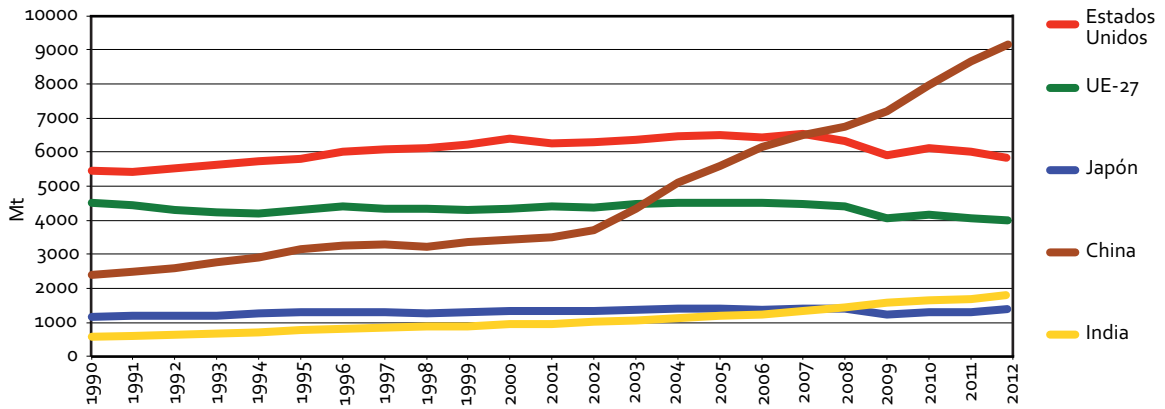
En el período 1990–2011, el consumo total de energía aumentó el 0,1% medio anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 3,5% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 1,4% anual, muy por encima de las demás energías fósiles. Esta evolución se debe a la demanda para generación eléctrica, con aumento del 6,3% anual, a la extensión de las redes de gasoductos que ha permitido el acceso del gas a nuevos mercados y a la normativa de protección del medio ambiente en la UE, que favorece el uso del gas frente a otras energías fósiles.

Desciende la demanda de carbón, a tasa media del 2,2% 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 sustitu-

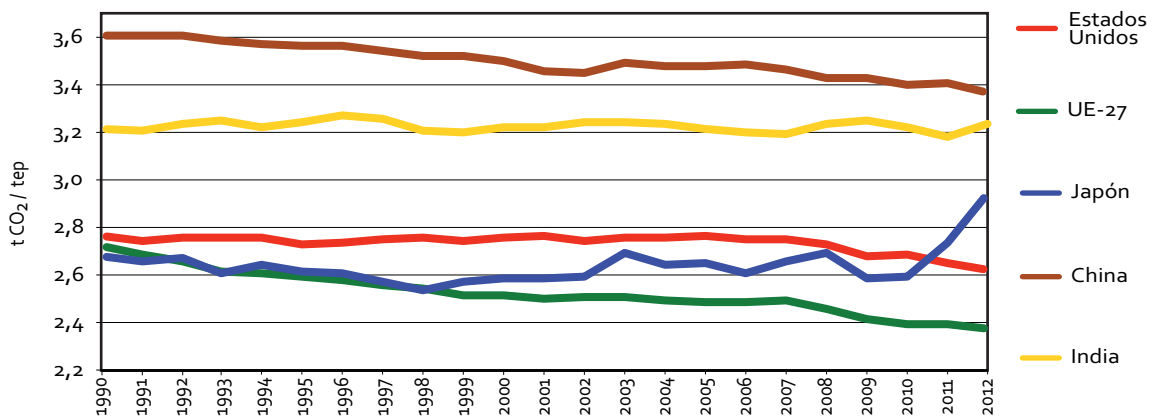


GRÁFICO 1.4. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂



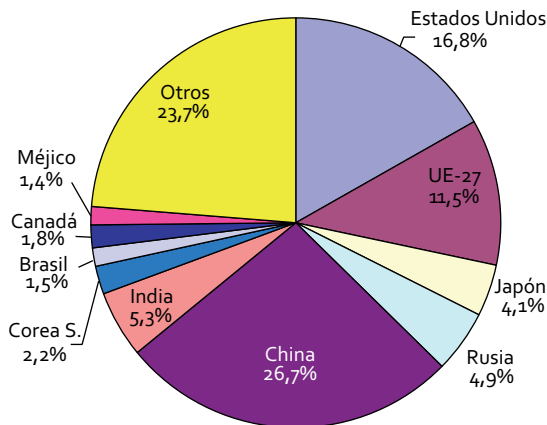
FUENTE: BP Statistical Review

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



FUENTE: BP Statistical Review

GRÁFICO 1.6 ESTRUCTURA DE LAS EMISIONES DE CO₂ EN 2012



FUENTE: BP Statistical Review

ción por otras energías. Las energías renovables ganan peso en la estructura de abastecimiento de forma continua, alcanzando ya el 10% 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 1,2% 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 deman-



da final para usos energéticos, frente al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2010, el consumo del transporte aumentó un 29,3%, frente al 2,3% 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. La demanda final de productos petrolíferos en EU-27 es hoy similar a la de 1990, debido especialmente a la menor demanda de los combustibles del transporte desde 2008, 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 público 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 2011, 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.

La dependencia de las importaciones energéticas crece desde el 44,4% en 1990 hasta 53,9% en 2011, debido a la creciente importación de todas las fuentes energéticas primarias, especialmente gas y el carbón, así como más del 80% del petróleo. En el período 1990-2011 aumentó significativamente la producción de las energías no fósiles, especialmente de las renovables.

En el año 2011, respecto del anterior, las demandas de energía volvieron a bajar, tras el aumento de 2010, recuperando la tendencia de descenso de años anteriores por la situación de crisis económica (cuadro 1.1). La producción interna de energías primarias bajó el 3,6%, en todas las fuentes excepto carbón. El consumo de energía primaria en 2011 bajó un 3,5%, con descenso del gas y de productos petrolíferos y aumento del carbón.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

CUADRO 1.1. BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27

Mtep	1990	2009	2010	2011	% 2011/10	% 2011/90 anual
Producción	942,74	813,66	831,10	801,19	-3,6	-0,8
Carbón	368,25	165,30	162,96	166,48	2,2	-3,7
Petróleo	129,43	105,13	97,35	84,55	-13,1	-2,0
Gas natural	162,45	153,05	156,19	140,17	-10,3	-0,7
Nuclear	205,21	230,77	236,56	234,01	-1,1	0,6
Renovables	70,36	148,77	166,85	162,32	-2,7	4,1
Otros	7,04	10,64	11,19	13,66	22,1	3,2
Importaciones-Exportaciones	754,93	941,09	951,80	939,70	-1,3	1,0
Carbón	80,65	110,13	110,26	118,08	7,1	1,8
Petróleo y productos petrolíferos	535,75	579,51	560,36	548,52	-2,1	0,1
Gas natural	135,05	266,90	275,68	266,25	-3,4	3,3
Electricidad	3,34	1,30	3,48	0,14	-96,0	-14,0
Renovables	0,15	-16,75	2,02	6,71	232,3	
Consumo de energía primaria	1665,14	1703,37	1759,39	1697,66	-3,5	0,1
Carbón	453,31	267,94	279,56	285,45	2,1	-2,2
Petróleo	604,28	605,19	617,47	597,87	-3,2	-0,1
Gas natural	294,84	416,89	441,90	397,54	-10,0	1,4
Nuclear	205,21	230,77	236,56	234,01	-1,1	0,6
Renovables	70,70	152,73	172,32	169,02	-1,9	4,2
Otros	36,80	29,85	11,58	13,77	18,9	-4,6
Generación eléctrica (TWh)	2586,28	3209,05	3346,23	3279,57	-2,0	1,1
Carbón	1019,01	842,87	862,34	881,94	2,3	-0,7
Productos Petrolíferos	221,35	96,55	85,96	73,46	-14,5	-5,1
Gas natural	191,27	727,25	757,11	693,17	-8,4	6,3
Nuclear	794,87	893,99	916,61	906,75	-1,1	0,6
Renovables y otros	359,78	648,39	724,22	724,26	0,0	3,4
Consumo final energético	1078,63	1112,21	1152,50	1103,26	-4,3	0,1
Carbón	125,34	42,59	49,57	48,81	-1,5	-4,4
Productos Petrolíferos	446,67	461,77	457,06	444,57	-2,7	0,0
Gas	229,01	252,23	261,17	233,53	-10,6	0,1
Electricidad	184,89	233,20	242,70	238,01	-1,9	1,2
Renovables	37,83	71,40	88,71	89,46	0,9	4,2
Otros	54,89	51,02	53,29	48,88	-8,3	-0,6
Consumo final no energético	103,12	107,18	114,79	114,64	-0,1	0,5

CUADRO 1.1. BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27

Mtep	1990	2009	2010	2011	% 2011/10	% 2011/90 anual
Consumo final energético por sectores:						
Industria	368,92	267,75	289,62	287,06	-0,9	-1,2
Transporte	281,55	366,90	365,11	364,08	-0,3	1,2
Doméstico	273,38	294,34	307,80	272,74	-11,4	0,0
Servicios y otros	154,78	183,23	189,97	179,38	-5,6	0,7
Emisiones de CO₂ (Mt)						
Intensidad energética primaria (tep/M€ 2005)	303,7	150,3	152,1	144,1	-5,3	-3,5
Intensidad de CO ₂ (ton CO ₂ /tep)	2,70	2,39	2,37	2,38	0,4	-0,6
Dependencia de las importaciones %	44,4	53,7	52,7	53,9	2,3	0,9
Consumo primario por habitante (tep/h)	3,5	3,4	3,5	3,4	-3,7	-0,2
Emisiones CO ₂ per capita (ton CO ₂ /h)	9,6	8,2	8,3	8,1	-3,4	-0,8

Fuente: EUROSTAT. Datos de intensidad energética de 2011 estimados. Datos de emisiones: BP Statistical Review.

1.4 PRECIOS ENERGÉTICOS

El petróleo crudo comenzó 2012 con una brusca subida de 110 a 125 dólares por barril, después cayó con igual brusquedad para quedar en junio por debajo de los cien dólares por barril y remontó posteriormente para estabilizarse a finales de año en los 110 dólares por barril. A mediados de 2013

el crudo se sitúa ligeramente por encima de los cien dólares por barril y es de prever que siga en el intervalo 100–110 durante el resto del año.

El petróleo crudo tipo Brent comenzó enero de 2012 con una media mensual de 110,58 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 109,35 \$ Bbl.

CUADRO 1.2. COTIZACIONES INTERNACIONALES CRUDO BRENT

Año	Dólares por barril			Media anual €/Bbl
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2012	111,67	109,35	109,99 (31/12/12)	86,83
2011	111,26	107,83	106,51 (30/12/11)	79,93
Dif. absoluta	0,41	1,52	3,4	6,90
Dif. %	0,4%	1,4%	3,2%	8,6%

Fuente: SEE.

La evolución de las cotizaciones internacionales de gasolina y gasóleo de automoción durante 2012 es similar a la del crudo: subida brusca de

enero a abril, bajada brusca hasta junio, nueva subida hasta septiembre y, a partir de allí, un nuevo descenso.



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
2012	1029,3	961,3	970,5 (31/12/12)
2011	980,3	912,9	929,3 (30/12/11)
Dif. Absoluta	49,0	48,4	41,2
Dif. %	5,0%	5,3%	4,4%

COTIZACIONES INTERNACIONALES GASÓLEO AUTOMOCIÓN

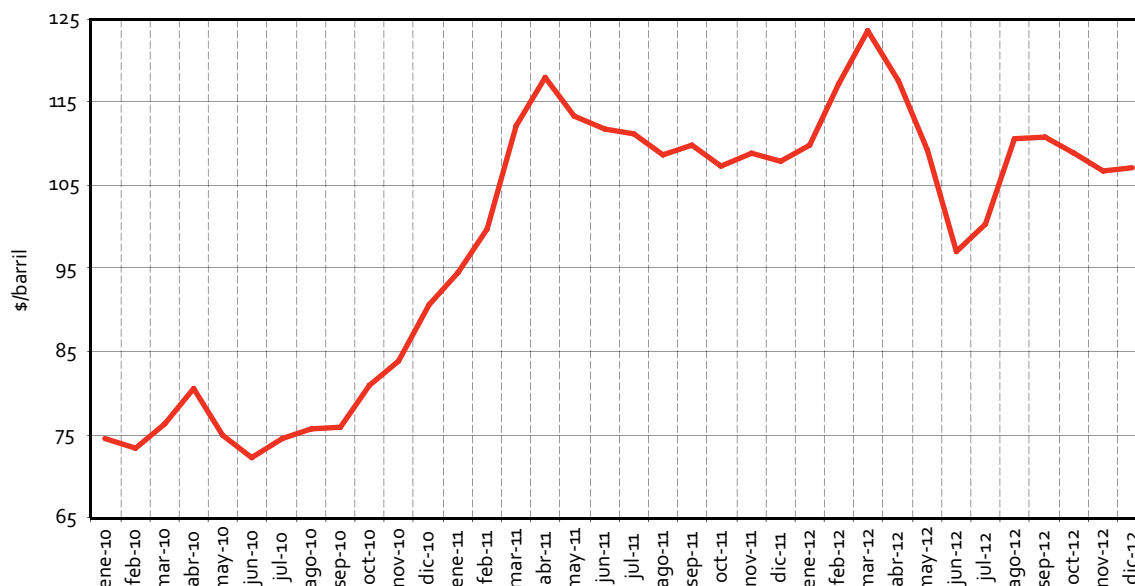
Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2012	970,5	934,82	935,3 (31/12/12)
2011	954,3	934,76	931,0 (30/12/11)
Dif. Absoluta	16,2	0,1	4,3
Dif. %	1,7%	0,0%	0,5%

Fuente: SEE.

La cotización anual media del dólar pasó de 71,92 céntimos de euro por dólar en 2011 a 77,89 en 2012, lo que supuso una apreciación significativa y aumentó las subidas que se produjeron en las cotizaciones en dólares del crudo y productos. Véase, por ejemplo, que si en dólares por barril la media anual del crudo en 2012 fue casi igual a la de 2011 (subida del 0,4%), en euros por barril el incremento es del 8,6%.

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 la recuperación de la tendencia alcista en 2011 y 2012 tras los descensos de los dos años anteriores. Los precios medios del carbón térmico importado en Europa se indican en el gráfico 1.9, registrándose un significativo descenso en 2012 tras las subidas en 2010 y 2011.

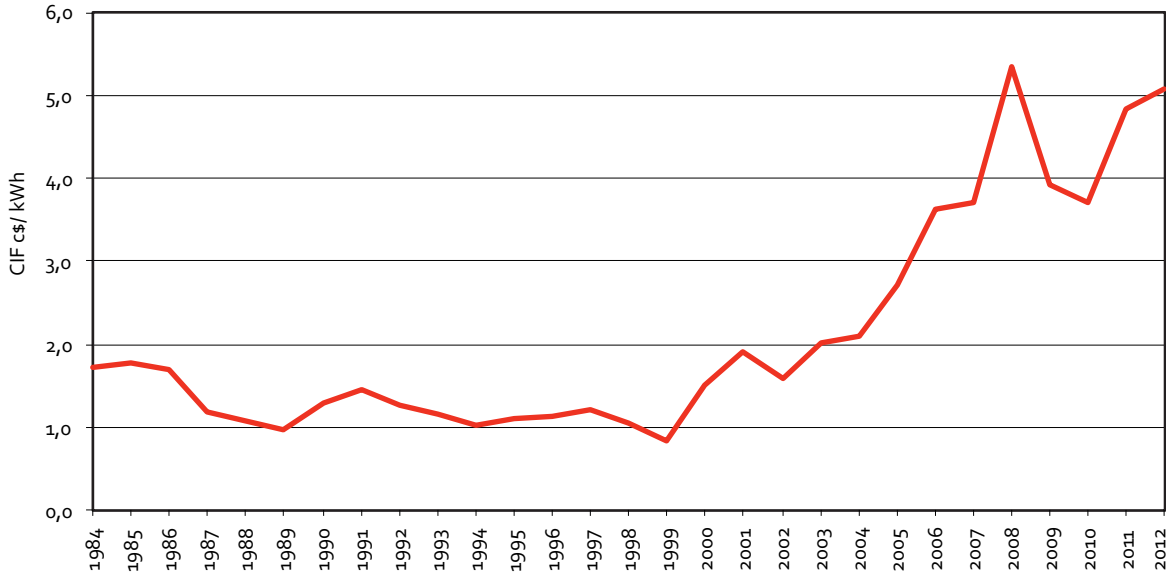
GRÁFICO 1.7. EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA



FUENTE: SEE

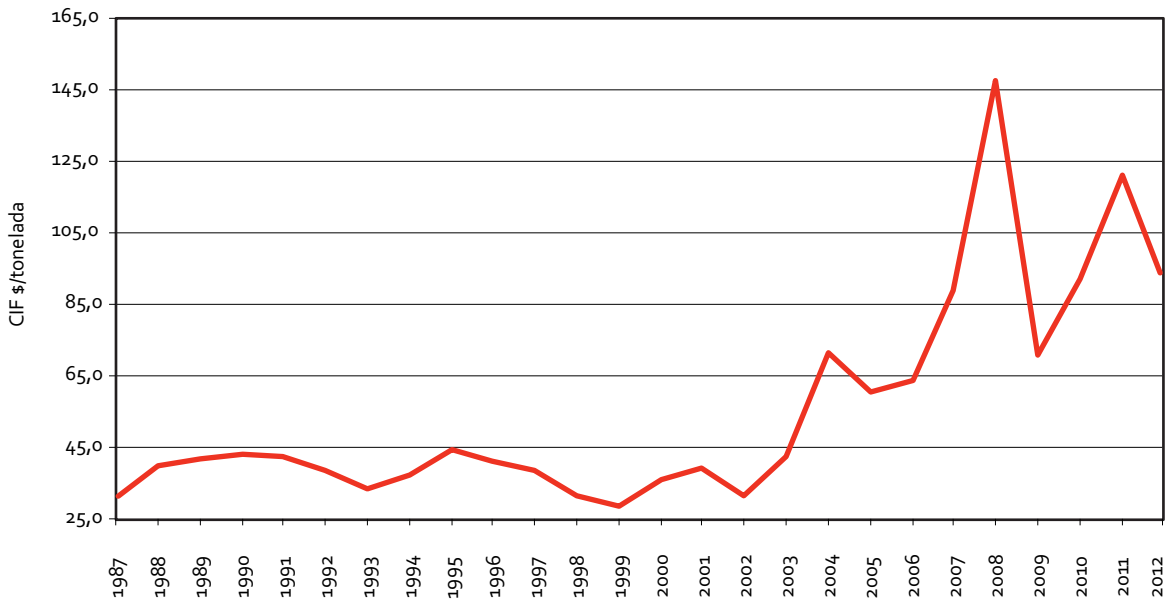


GRÁFICO 1.8 PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA UE



FUENTE: BP Statistical Review

GRÁFICO 1.9 PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



FUENTE: BP Statistical Review



1.5 TENDENCIAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

La importancia del gas no convencional y del petróleo no convencional en el futuro mercado energético mundial

Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos², en el mundo hay yacimientos de petróleo no convencional que equivalen a un 10% del total de las reservas mundiales de crudo, y también de gas no convencional, a un 32% de las reservas mundiales. Su desarrollo supondría incrementar las reservas globales un 11% en el caso del crudo y un 47% las de gas natural. Estas cifras podrían aumentar en el futuro cuando se extiendan las actividades de exploración. En los gráficos 1.10 y 1.11 se indica la distribución geográfica de estas reservas.

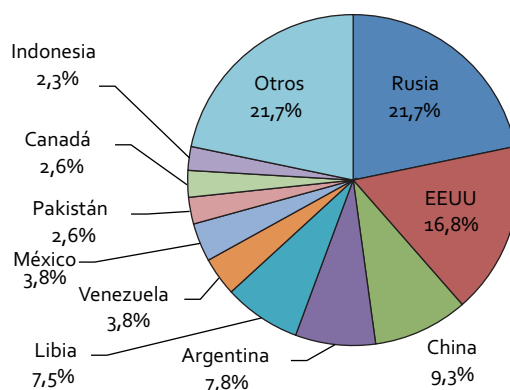
La producción de gas no convencional en Estados Unidos a largo plazo se estima que alcance el 70% del total.

La producción de shale gas tiene también efectos relevantes en los precios. Así, desde mediados

² La consultora internacional, Advanced Resources International (ARI), que trabajó para el Departamento de Energía de Estados Unidos publicó un informe sobre los recursos mundiales del Shale Gas, titulado: «An Initial Assessment of 14 Regions outside the United States» en el que se evaluaron 137 formaciones de pizarra en 41 países fuera de los Estados Unidos. El estudio contemplaba las reservas presentes únicamente en 42 países, y sólo contemplaba los recursos que podían ser extraídos mediante las tecnologías que actualmente ya se utilizan y, además, dejaba fuera otros yacimientos potenciales que se encontrarían bajo los grandes pozos de crudo de Oriente Medio y la región del Caspio, y que podrían llegar a ser sustancialmente mayores a los ya conocidos.

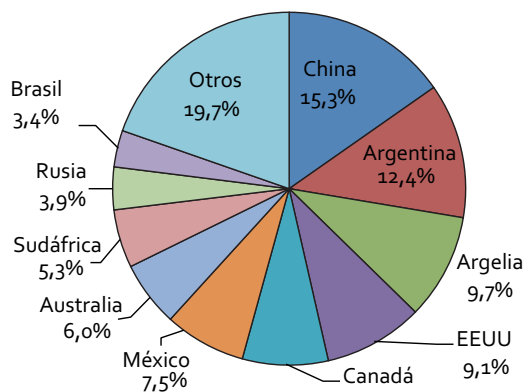
de 2009 se puede observar un importante desacople entre los precios del gas y del petróleo.

GRÁFICO 1.10 RESERVAS DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL



FUENTE: BP Statistical Review

GRÁFICO 1.11.-RESERVAS DE GAS PIZARRA



FUENTE: EIA y ARI

Asimismo, también se observa un importante desacople entre los precios del gas en las diferentes regiones del mundo, mientras que los de EE.UU decrecieron o se mantuvieron, en Europa y Japón han experimentado una tendencia alcista.



GRÁFICO 1.12 EFECTO EN LOS PRECIOS: DESACOPLE PRECIOS CRUDO Y GAS EN USA

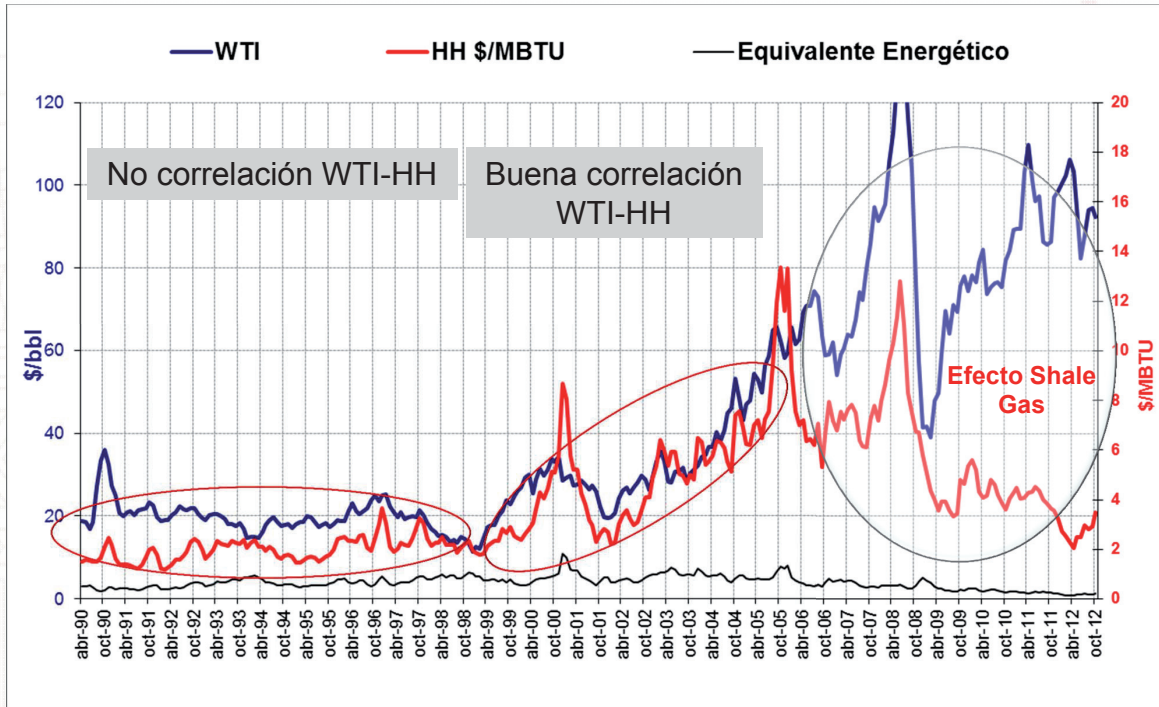
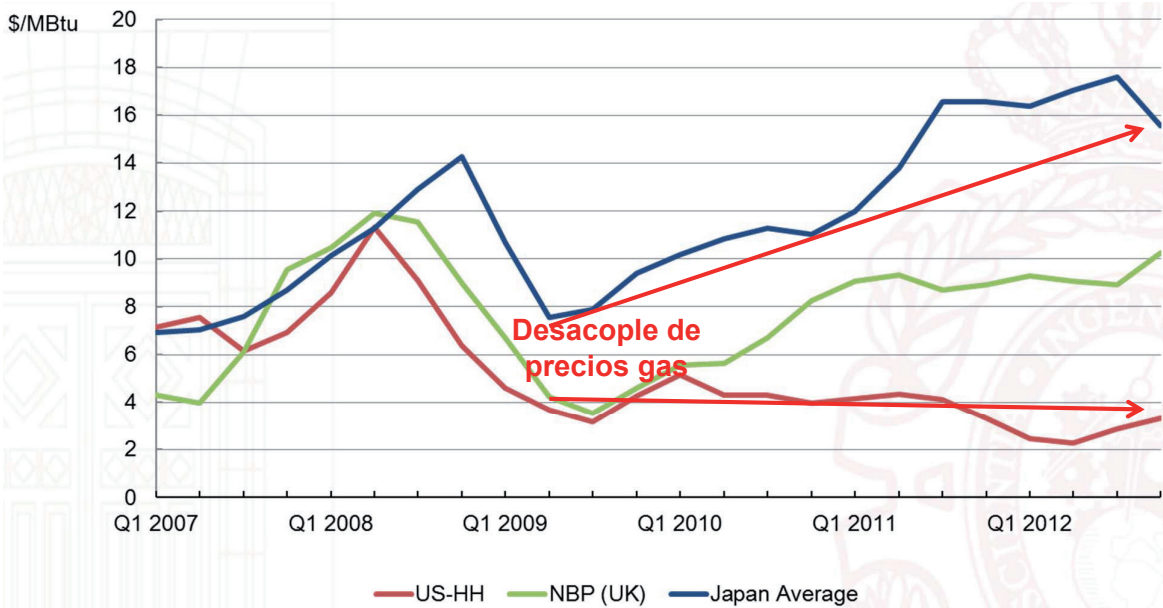


GRÁFICO 1.13 EFECTO EN LOS PRECIOS: DESACOPLE REGIONAL EN LOS PRECIOS DEL GAS



FUENTE: IHS CERA: Current gas price Outlook, diciembre 2012.

Escenarios de energía

En el World Energy Outlook de 2012 publicado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) se presentan las proyecciones de las tendencias energéticas para el año 2035 teniendo en cuenta los parámetros de seguridad energética, medio ambiente y desarrollo económico. Para ello, se establecen cuatro escenarios distintos cuyo desarrollo dependerán de las políticas energéticas que adopten los diferentes gobiernos.

Estos escenarios, son los siguientes:

Escenario 1: Políticas actuales (Current Policies Scenario): Este escenario únicamente incorpora los efectos de las políticas y medidas que han sido promulgadas o adoptadas durante el año 2012 por los diferentes países; por tanto no se tienen en cuenta las posibles futuras acciones políticas. Así, se incluyen por ejemplo, el decimo-segundo Plan Quinquenal de China para el período 2011–2015 y el nuevo sistema de primas para las tecnologías de energía renovable aprobado en Japón.

Escenario 2: Nuevas Políticas (New Policies Scenario): Constituye el principal escenario del WEO y contiene todos los acuerdos generales sobre compromisos y planes que ya se han aplicado para abordar los retos energéticos, así como los que se han anunciado, aun cuando no haya medidas específicas definidas para estos compromisos. Entre otros, se incluyen los objetivos para energía renovable y eficiencia energética, las decisiones sobre la energía nuclear, los objetivos de reducción de las emisiones de gases de invernadero

según los Acuerdos de Cancún 2010 y las iniciativas tomadas por el G-20 y la Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC) para eliminar gradualmente los subsidios a los combustibles fósiles ineficientes. Podemos señalar como las principales conclusiones de este escenario para el año 2035, las siguientes:

La demanda de energía primaria mundial se incrementará en más de un tercio hasta el año 2035, destacando principalmente la demanda de petróleo que llegará hasta los 99,7 Mbbl/d en 2035, partiendo de los 87,4 Mbbl/d que existían en 2011.

Para el año 2035, la demanda de carbón se incrementa en un 21% y el gas natural en un 50%. Las energías renovables se desarrollan rápidamente, en particular en el sector energético, aumentando su participación en el mix de generación de alrededor del 20% actual al 31% para el año 2035.

Las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía pasarán de ser de 31,2 Gt en 2011 a 37,0 Gt en 2035, lo que supondría un incremento a largo plazo de 3,6°C.

Serán necesarias nuevas infraestructuras en energía que implicarán unas inversiones hasta el año 2035 de unos 37.000 M\$ de inversión.

Escenario 3 (450 Scenario): Este escenario se basa en la selección de una senda energética coherente por todos los países para llevar a cabo las diferentes acciones encaminadas cumplir con un 50% de posibilidades el objetivo de limitar el aumento global de la temperatura media a 2°C, en compa-



ración con los niveles pre-industriales³. Así, se asume, para 2020, la aplicación plena de los compromisos de los Acuerdos de Cancún; mientras que para después de 2020 se asume que los países OCDE y otras economías importantes establecerán objetivos de emisiones para 2035 y posteriores con el objetivo de garantizar globalmente una trayectoria de emisiones coherente con la estabilización definitiva de la concentración de gases de efecto invernadero a 450 ppm. Esto está en consonancia con el acuerdo alcanzado en la CoP 17 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en diciembre de 2011 para establecer la «Durban Platform on Enhanced Action», que tiene por objeto llevar a un nuevo régimen climático. También se asume que a partir de 2020 estará en marcha una financiación de 100.000 M\$ para medidas de reducción de emisiones proporcionada por los países miembros de la OCDE a países no pertenecientes a la OCDE.

Escenario 4 (Efficient World Scenario): Este escenario constituye la principal novedad del WEO 2012. En él, se pretende cuantificar las consecuencias para la economía, el medio ambiente y la seguridad energética de futura mejora sustancial de la eficiencia energética; basándose en la suposición que todas las inversiones capaces de mejorar la eficiencia energética que se lleven a cabo serán económicamente viables eliminando las barreras de mercado que obstaculizan su realización. Un ejemplo del estudio realizado en este escenario se basa en el análisis de los precios del CO₂. Para los

³ Según los expertos, para cumplir con este objetivo, la concentración a largo plazo de gases de efecto invernadero en la atmósfera debe limitarse a alrededor de 450 partes por millón de CO₂ equivalente.

diferentes escenarios analizados, el precio y el comercio de CO₂ es un factor muy importante. Así, por ejemplo en el Escenario 1 (Current Policies Scenario) se asume que solamente los países y regiones que tienen comercio de CO₂ actualmente van a seguir, y los precios se moverían en torno a 20–30\$ en 2020, 40\$ en 2030 y 45 \$ en 2035. Mientras que en el escenario 2 (New Policies Scenario) se supone que se aplica una tasa de CO₂ en China a partir de 2020 para todos los sectores, y además se supone que a partir de 2015 todas las decisiones de inversión en el sector de la energía en los Estados Unidos, Canadá y Japón estarán determinadas por penalizaciones en las emisiones de CO₂. Por último, en el Escenario 3 (450 Scenario) se supone que los precios de las emisiones de CO₂ se aplican en todos los países de la OCDE y que los precios en estos mercados empiezan a converger desde el año 2025 alcanzando los 120\$/t en 2035.

En resumen, podemos señalar como las principales tendencias del mercado energético de aquí al año 2035 según el WEO 2012, las siguientes:

1. *Desarrollo de un nuevo panorama energético mundial.* El mapa energético mundial está cambiando, en primer lugar por el resurgimiento de la producción de petróleo y gas natural en Estados Unidos, la retirada de energía nuclear en ciertos países, el aumento de la utilización de tecnologías eólica y solar, y la propagación de la producción de shale gas a nivel mundial. Y en segundo lugar, por la aparición de nuevas economías emergentes que van a suponer el motor de la demanda de los próximos años. De hecho, el estudio señala que la demanda mundial ener-

gética aumentará un 33% hasta 2035, aglutinando China, India y Oriente Medio el 60% del crecimiento. El cumplimiento de los objetivos climáticos a largo plazo, con la tendencia y medidas actuales, no será factible.

- Cambios en la oferta: Estados Unidos y el Shale Gas.** La evolución energética de Estados Unidos es profunda y sus efectos se dejarán sentir más allá de Norteamérica. Se prevé que EE.UU se convierta en el mayor productor mundial de petróleo hacia 2020, logrando ser exportador neto hacia 2030, momento en el que lograría prácticamente la autosuficiencia energética.
- Cambios en los flujos de petróleo: De Oriente Medio a Asia.** En este sentido, se estima que prácticamente el 90% de las exportaciones de petróleo de Oriente Medio irán destinadas a los países asiáticos.
- El gas natural será el único combustible fósil para el que la demanda mundial aumentará.** En este sentido, es importante señalar que el gas no convencional representará cerca de la mitad del incremento de la producción mundial de gas hasta 2035, y la mayor parte de dicho incremento procederá de China, EE.UU. y Australia. No obstante, su producción plantea cierta inquietud por el impacto medioambiental que, de no solucionarse adecuadamente, podría frenar la revolución del gas no convencional.
- La era de los combustibles fósiles está lejos de finalizar, pero su liderazgo irá disminuyendo.**
- El Gas Natural y las Energías Renovables adquieren cada vez mayor relevancia.** El Gas Natural y las Energías Renovables acapararán casi el 66% del incremento de la demanda de energía hasta 2035.

CUADRO 1.4. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (MTEP) Y EMISIONES DE CO₂ DERIVADAS (GT)

	2010	2035			Variación total 2035/10
		New Políticas	Current Políticas	Escenario 450	en el escenario New Políticas
Carbón	3474	4218	5523	2337	21,4%
Petróleo	4113	4656	5053	3682	13,2%
Gas natural	2740	4106	4380	3293	49,9%
Nuclear	719	1138	1019	1556	58,3%
Hidroeléctrica	295	488	460	539	65,4%
Biomasa	1277	1881	1741	2235	47,3%
Otras Renovables	112	710	501	1151	533,9%
TOTAL	12730	17197	18677	14793	35,1%
% de combustibles fósiles	81%	75%	80%	63%	
% de consumo en países no-OCDE	55%	65%	66%	63%	
Emisiones de CO ₂	30,2	37,0	44,1	22,1	

FUENTE: WEO 2012, AIE



7. *El Mix Eléctrico será más diversificado.* El carbón seguirá siendo la principal fuente de generación de electricidad a nivel mundial para el año 2035, creciendo un 4,5%. Aunque su cuota de generación total se reducirá del 41% al 33% en favor del gas y de las energías renovables.

El consumo de energía final en España durante 2012, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 89349 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 4,2% inferior al de 2011. Esta evolución se ha debido a la situación económica, junto con las distintas condiciones climáticas y de laboralidad entre los dos años.

Por sectores, tras la recuperación del año 2010, se ha producido un descenso de la demanda energética en la industria en 2011 y 2012, al bajar su actividad. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha bajado por la menor actividad en servicios, aunque las condiciones climáticas del 2012 han sido más extremas que las del año anterior. La demanda en el transporte ha seguido bajando, siguiendo la tendencia registrada desde 2008.

La demanda final de energía eléctrica ha bajado un 1,3% en 2012 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la menor actividad económica, aunque las diferencias de laboralidad y temperatura han sido también significativas. En relación con los combustibles, hay que destacar el aumento del 4,9% en el consumo final de gas, debido a la recuperación de actividad de algunos sectores industriales intensivos en este consumo. El consumo de productos petrolíferos continúa bajando, un 8,2% en el año.

En el cuadro 2.1 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. En los siguientes capítulos de este Informe se detalla la evolución del consumo de cada tipo de energía.

El cuadro 2.4 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 2000. En 2012 bajó un 2,9%, siguiendo la tendencia de mejora observada desde 2004 (gráfico 2.5).

El consumo de energía primaria en España en 2012 fue de 128870 Ktep (cuadro 2.2 y gráfico 2.2), con descenso del 0,4% sobre el de 2011. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

En el descenso registrado en 2012, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. En concreto en 2011 y 2012, la recuperación de la generación con carbón, que había caído excepcionalmente en 2010, además del descenso de la producción hidroeléctrica. Debido a esto, en conjunto, la generación en 2012 tuvo menor rendimiento que el año anterior, en términos de energía primaria, por el tipo de tecnología empleada.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2012:

- El consumo total de carbón fue de 15510 Ktep, con un aumento del 22,1% sobre el de 2011, debido



fundamentalmente a la mayor generación eléctrica con este combustible, por el cambio de estructura en la generación que ya se ha comentado.

- El consumo total de petróleo fue de 53978 Ktep, con descenso del 7,5% respecto al del año anterior, similar al descenso de los consumos finales de productos petrolíferos, dado que el consumo en generación eléctrica tiene una cuantía poco significativa sobre el total y aún se ha reducido más por su sustitución por gas en la generación eléctrica de Baleares.
- La demanda total de gas natural fue de 28184 Ktep con un descenso del 2,6% respecto a 2011, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 21,9%. Este descenso, a pesar del aumento de usos finales, se debe al menor consumo en generación eléctrica debido a la evolución de la demanda eléctrica y al cambio indicado en la estructura de generación.
- La aportación de las energías renovables, sin incluir la hidráulica, ha registrado un crecimiento significativo en el año, continuando la tendencia de los anteriores. Esta aportación se debe al consumo en usos directos finales, en especial la biomasa y biocarburantes, así como a la generación eléctrica eólica, solar y con biomasa.
- La energía hidroeléctrica en 2012 fue un 32,9% inferior a la de 2011, enlazando dos años muy secos y tras la recuperación que se había registrado en los dos años anteriores.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear subió un 6,5% en 2012, debido a la mayor disponibilidad de algunos grupos que el

año anterior habían realizado actividades programadas.

En el cuadro 2.5 y gráfico 2.6 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 2000. Este indicador de intensidad energética sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al no depender únicamente de la actividad económica sino también de la hidraulicidad y eolicidad del año.

En 2012 subió el 1%, pero desde 2004 se observa una tendencia de descenso de este ratio. La evolución de la intensidad primaria en 2012 fue contraria que la de la final, debido al cambio de estructura de la generación eléctrica, con mayor participación de energías fósiles y menor eficiencia de la transformación.

Como se indica en el cuadro 2.3 y gráfico 2.3, la producción interior de energía primaria en 2012 fue de 33359 Ktep, un 4,7% superior a la del año anterior, debido a los aumentos en eólica, solar, biomasa y nuclear, que fueron superiores a los descensos en carbón e hidroeléctrica.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 7%. La producción de petróleo y gas se mantiene en niveles muy bajos con respecto al consumo. Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica bajó un 32,9%, la de energía nuclear subió un 6,5%, y la de otras energías renovables subió en conjunto, destacando algunas fuentes como la solar.

Empleando la metodología Eurostat para medir el indicador de dependencia energética, se observa en el gráfico 2.4 una mejora desde 2008, situándose en el 73,2% en 2012.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1 DEMANDA DE ENERGIA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2012, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 89349 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 4,2% inferior al de 2011. Esta evolución se ha debido a la situación económica, junto con las distintas condiciones climáticas y de laboralidad entre los dos años.

Por sectores, tras la recuperación del año 2010, se ha producido un descenso de la demanda energética en la industria en 2011 y 2012, al bajar su actividad. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha bajado por la menor actividad en servicios, aunque las condiciones climáticas del 2012 han sido más extremas que las del año anterior. La demanda en el transporte ha seguido bajando, siguiendo la tendencia registrada desde 2008.

La demanda final de energía eléctrica ha bajado un 1,3% en 2012 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la menor actividad económica, aunque las diferencias de laboralidad y temperatura han sido también significativas. En relación con los combustibles, hay que destacar el aumento del 4,9% en el consumo final de gas, debido a la recuperación de actividad de algunos sectores industriales intensivos en este consumo. El consumo de productos petrolíferos continúa bajando, un 8,2% en el año.

En el cuadro 2.1 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. En los siguientes capítulos de este Informe se detalla la evolución del consumo de cada tipo de energía.

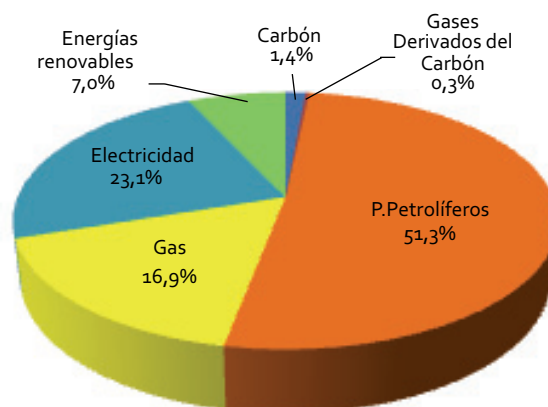
CUADRO 2.1.- CONSUMO DE ENERGIA FINAL.(KTEP)

	2011	2012	Tasa de variación %
Carbón	1609	1269	-21,1
Gases Derivados del Carbón	306	238	-22,2
P.Petrolíferos	43832	40237	-8,2
Gas	14042	14729	4,9
Electricidad	20942	20661	-1,3
Energías renovables	5785	6234	7,8
Total usos energéticos	86516	83368	-3,6
Usos no energéticos:			
Prod. Petrolíferos	6287	5626	-10,5
Gas natural	485	355	-26,8
Total usos finales	93288	89349	-4,2

FUENTE: SEE



GRÁFICO 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN 2012



FUENTE: SEE.

CUADRO 2.2. CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA. (KTEP)

	2010	2011	Tasa de variación %
Carbón	12698	15510	22,1
Petróleo	58372	53978	-7,5
Gas natural	28930	28184	-2,6
Nuclear	15042	16019	6,5
Hidráulica	2631	1767	-32,9
Eólica, Solar y Geotérmica	5173	6582	27,2
Biomasa, biocarb. y resid. renovables	6894	7616	10,5
Residuos no renovables	194	177	-8,8
Saldo imp-exp electricidad	-524	-963	83,9
TOTAL	129411	128870	-0,4

FUENTE: SEE

CUADRO 2.3. PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA. (KTEP)

	2010	2011	Tasa de variación %
Carbón	2648	2462	-7,0
Petróleo	102	145	42,2
Gas Natural	45	52	15,6
Nuclear	15042	16019	6,5
Hidráulica	2631	1767	-32,9
Eólica, solar y geotérmica	5173	6582	27,2
Biomasa, biocarburantes y residuos	6230	6332	1,6
TOTAL	31871	33359	4,7

FUENTE: SEE



Intensidad energética final

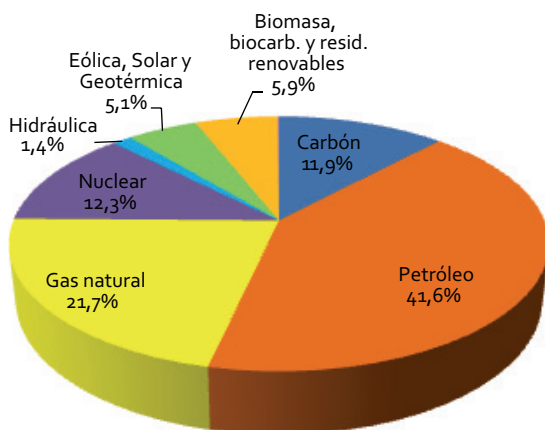
El cuadro 2.4 recoge la evolución de la intensidad energética, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde 2000. En 2012 bajó un 2,9%, siguiendo la tendencia de mejora observada desde 2004 (gráfico 2.5).

CUADRO 2.4. INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

Año	Energía final/PIB tep/millón €2000	Energía final/PIB %variación anual
2000	141,1	1,6%
2001	142,7	1,1%
2002	140,7	-1,4%
2003	144,0	2,3%
2004	144,6	0,5%
2005	143,3	-0,9%
2006	134,3	-6,3%
2007	133,1	-0,9%
2008	127,2	-4,4%
2009	122,5	-3,7%
2010	124,6	1,7%
2011	120,5	-3,3%
2012	117,1	-2,9%

FUENTE: SEE.

GRÁFICO 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2012 (sin incluir saldo eléctrico)



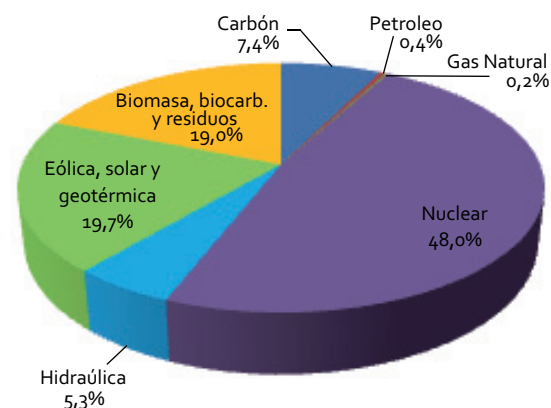
FUENTE: SEE.

2.2 DEMANDA DE ENERGIA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2012 fue de 128870 Ktep (cuadro 2.2 y gráfico 2.2), con descenso del 0,4% sobre el de 2011. Esta demanda se obtiene como resultado de sumar al consumo de energía final, los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas.

En el descenso registrado en 2012, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. En concreto en 2011 y 2012, la recuperación de la generación con carbón, que había caído excepcionalmente en 2010, además del descenso de la producción hidroeléctrica. Debido a esto, en conjunto, la generación en 2012 tuvo menor rendimiento que el año anterior, en términos de energía primaria, por el tipo de tecnología empleada.

GRÁFICO 2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2012



FUENTE: SEE.

Por fuentes de energía primaria, cabe destacar en 2012:

- El consumo total de carbón fue de 15510 Ktep, con un aumento del 22,1% sobre el de 2011, debido fundamentalmente a la mayor generación eléctrica con este combustible, por el cambio de estructura en la generación que ya se ha comentado.
- El consumo total de petróleo fue de 53978 Ktep, con descenso del 7,5% respecto al del año anterior, similar al descenso de los consumos finales de productos petrolíferos, dado que el consumo en generación eléctrica tiene una cuantía poco significativa sobre el total y aún se ha reducido más por su sustitución por gas en la generación eléctrica de Baleares.
- La demanda total de gas natural fue de 28184 Ktep con un descenso del 2,6% respecto a 2011, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 21,9%. Este descenso, a pesar del aumento de usos finales, se debe al menor consumo en generación eléctrica debido a la evolución de la demanda eléctrica y al cambio indicado en la estructura de generación.
- La aportación de las energías renovables, sin incluir la hidráulica, ha registrado un crecimiento significativo en el año, continuando la tendencia de los anteriores. Esta aportación se debe al consumo en usos directos finales, en especial la biomasa y biocarburantes, así como a la generación eléctrica eólica, solar y con biomasa.
- La energía hidroeléctrica en 2012 fue un 32,9% inferior a la de 2011, enlazando dos años muy secos y tras la recuperación que se había registrado en los dos años anteriores.

- La producción de energía eléctrica de origen nuclear subió un 6,5% en 2012, debido a la mayor disponibilidad de algunos grupos que el año anterior habían realizado actividades programadas.

En el cuadro 2.5 y gráfico 2.6 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde 2000. Este indicador de intensidad energética sufre más oscilaciones que el de energía final por unidad de PIB antes citado, al no depender únicamente de la actividad económica sino también de la hidraulicidad y eolicidad del año.

CUADRO 2.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA

	Energía final/PIB tep/millón €2000	Energía final/PIB %variación anual
2000	197,8	-0,2%
2001	195,6	-1,1%
2002	196,0	0,2%
2003	196,7	0,4%
2004	199,3	1,3%
2005	196,2	-1,6%
2006	188,3	-4,0%
2007	185,2	-1,7%
2008	177,0	-4,4%
2009	168,3	-4,9%
2010	168,7	0,2%
2011	167,2	-0,9%
2012	168,8	1,0%

FUENTE: SEE.

En 2012 subió el 1%, pero desde 2004 se observa una tendencia de descenso de este ratio. La evolución de la intensidad primaria en 2012 fue contraria que la de la final, debido al cambio de estructura de la generación eléctrica, con mayor participación de energías fósiles y menor eficiencia de la transformación.



GRÁFICO 2.4. EVOLUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA (Metodología Eurostat)

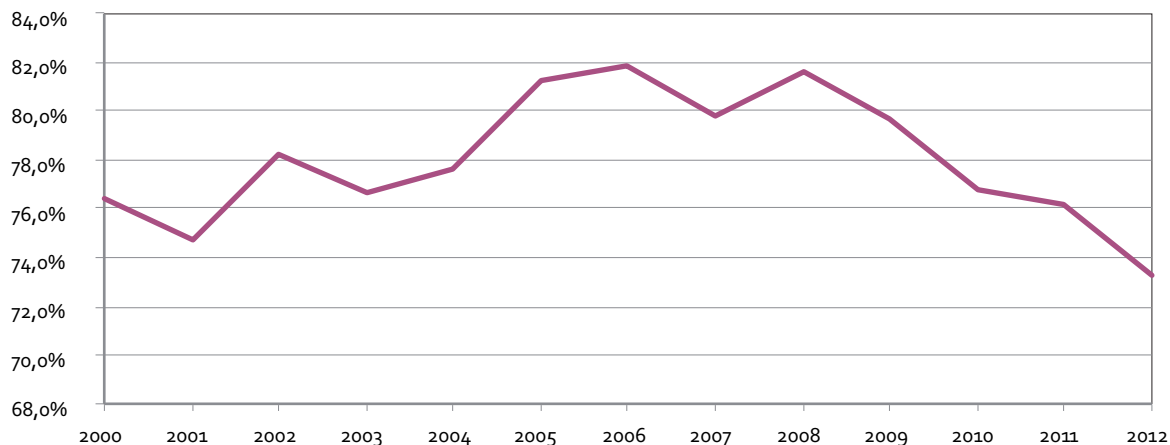


GRÁFICO 2.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

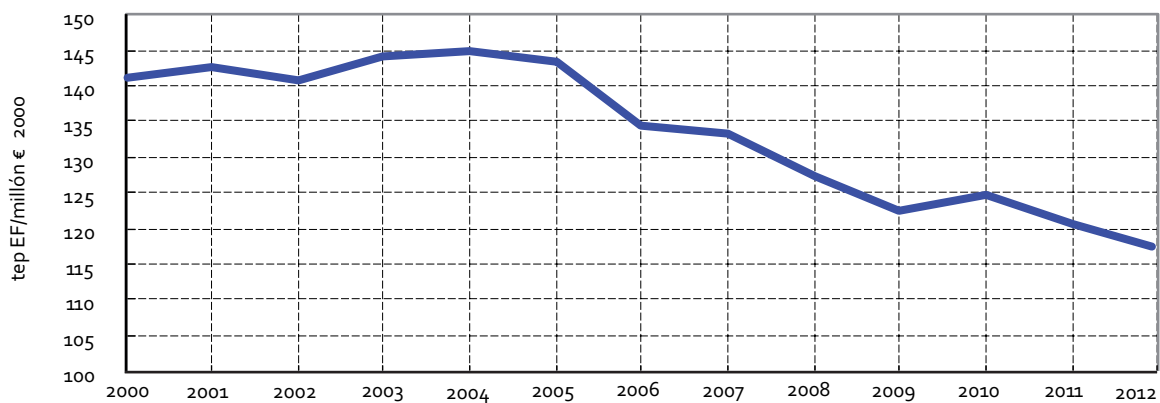


GRÁFICO 2.6. INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA





2.3 PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3 y gráfico 2.3, la producción interior de energía primaria en 2012 fue de 33359 Ktep, un 4,7% superior a la del año anterior, debido a los aumentos en eólica, solar, biomasa y nuclear, que fueron superiores a los descensos en carbón e hidroeléctrica.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 7%.

La producción de petróleo y gas se mantiene en niveles muy bajos con respecto al consumo. Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica bajó un 32,9%, la de energía nuclear subió un 6,5%, y la de otras energías renovables subió en conjunto, destacando algunas fuentes como la solar.

Empleando la metodología Eurostat para medir el indicador de dependencia energética, se observa en el gráfico 2.4 una mejora desde 2008, situándose en el 73,2% en 2012.

3. SECTOR ELÉCTRICO

3.1 DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda final de energía eléctrica en 2012 fue de 240248 GWh, con descenso del 1,3% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1).

En el sistema peninsular, la demanda final fue de 226791, un 1,5% inferior a la del año anterior; la producción neta de generadores antes englobados en el Régimen Especial, incluyendo autoconsumos, aumentó un 11,8%. En los sistemas no peninsulares, la demanda final fue un 1% superior

a la del año anterior, desglosándose en mayores consumos en Baleares, 3,9%, menores en Canarias, -1,1%, y en Ceuta y Melilla subió el 6,6%. Estas tasas de variación son debidas a la evolución de la actividad económica, en particular de la industria, y a las diferencias de laboralidad y temperaturas entre los dos años.

La demanda final, más las pérdidas en transporte y distribución y el consumo de los sectores transformadores de la energía, aparece desglosada en los cuadros 3.2 y 3.3.

CUADRO 3.1.-CONSUMO FINAL NACIONAL DE ELECTRICIDAD. (unidad: GWH)

	2011	2012	2012/2011
1. Sistema peninsular	230.185	226.791	-1,5%
2. Sistema extrapeninsular	13.324	13.457	1,0%
– Consumo final en Baleares	5.006	5.201	3,9%
– Consumo final en Canarias	7.948	7.862	-1,1%
– Consumo final en Ceuta y Melilla	370	394	6,6%
Consumo final total nacional	243508	240248	-1,3%
Emisiones de CO ₂ sobre consumo final de electricidad (Kt CO ₂ /GWh)		0,37	

FUENTE: R.E.E. y MINETUR.SEE

CUADRO 3.2.-CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD PENINSULAR (Unidad: GWH)

	2011	2012	2012/2011
Producción neta del régimen ordinario (1)	173.725	166.428	-4,2%
Producción neta del régimen especial (1) (incluye autoconsumos)	94.604	105.769	11,8%
Consumos en bombeo	3.215	5.023	56,2%
Importación–exportación	-6.091	-11.199	83,9%
Enlace Península–Baleares	–0	–570	
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energético	28.838	28.614	-0,8%
Consumo final de electricidad peninsular	230.185	226.791	-1,5%

(1) Denominaciones vigentes en los años de referencia.

Fuente : R.E.E. y MINETUR.SEE

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.3.-CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA EXTRAPENINSULAR. (Unidad: GWh)

	2011	2012	2012/2011
Baleares	5006	5.201	3,9%
Producción neta (GWh bc)	5.606	5.169	-7,8%
Régimen ordinario	5.371	4.889	-9,0%
Régimen especial	236	280	19,0%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energético	601	538	-10,5%
Enlace Península-Baleares	0	570	119700,6%
Canarias	7.948	7.862	-1,1%
Producción neta (GWh bc)	8.922	8.772	-1,7%
Régimen ordinario	8.136	8.182	0,6%
Régimen especial	786	590	-24,9%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energético	974	910	-6,6%
Ceuta y Melilla	370	394	6,6%
Producción neta (GWh bc)	415	440	6,0%
Régimen ordinario	410	433	5,6%
Régimen especial	5	7	37,7%
Pérdidas en tte. y distribución y consumos en el sector energético	45	46	1,4%
Consumo final total extrapeninsular	13.324	13.457	1,0%

FUENTE: R.E.E. y MINETUR.SEE

3.2 OFERTA ELÉCTRICA

La producción eléctrica bruta en el conjunto nacional ascendió en 2012 a 297477 GWh, un 1,2% superior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.4, muestra un aumento significativo de la producción con algunas energías renovables, como eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biomasa, y un fuerte descenso de la generación hidroeléctrica. La generación eólica ha subido su aportación hasta el 16,6% del total.

La producción en centrales nucleares subió un 6,5%, debido a que en el año fue mayor la disponibilidad de

los grupos respecto al año anterior en el que coincidieron paradas para trabajos planificados en los mismos. La producción con carbón registró un importante crecimiento, 24%, continuando la tendencia del año anterior, lo que ha supuesto la recuperación tras el fuerte descenso del año 2010, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional subió hasta el 18,8%.

La producción con productos petrolíferos, incluyendo su uso como combustible de apoyo en centrales que utilizan principalmente otras energías, ha subido un 5,8%, aunque su peso en la estructura de generación es 5,1%. Ha bajado la generación en centrales de ciclo combinado con gas, 22,8%,

CUADRO 3.4.-PRODUCCION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (POR COMBUSTIBLES) (Unidad: GWH)

	2.011	2.012	2012/2011
I. SISTEMA PENINSULAR	278.066	282.255	1,5%
I.1. REGIMEN ORDINARIO	180.953	173.768	-4,0%
Hidroeléctrica	27.664	17.769	-35,8%
bombeo	2.315	3.617	56,2%
Térmica	153.288	155.999	1,8%
Nuclear	57.718	61.470	6,5%
Antracita	7.822	8.415	7,6%
Lignito negro	4.001	3.022	-24,5%
Hulla	28.729	40.220	40,0%
Gas siderúrgico	988	705	-28,6%
Gas natural	52.322	40.412	-22,8%
Prod. petrolíferos	1.708	1.755	2,8%
I.2. REGIMEN ESPECIAL	97.114	108.487	11,7%
Hidroeléctrica	5.247	6.393	21,8%
Eólica	42.545	49.138	15,5%
Fotovoltaica	7.111	7.802	9,7%
Termosolar	1.959	3.773	92,6%
Carbón	503	638	26,8%
Gas siderúrgico	183	124	-32,2%
Gas natural	31.807	32.508	2,2%
Prod. petrolíferos	2.321	2.406	3,7%
Biomasa	3.011	3.396	12,8%
Biogas	803	866	7,8%
R.S.U. renovable	727	630	-13,4%
R.S.U. no renovable	727	630	-13,4%
Otras fuentes	171	184	7,2%
II. SISTEMA EXTRAPENINSULAR	15.807	15.222	-3,7%
II.1. BALEARES	5.969	5.506	-7,8%
REGIMEN ORDINARIO	5.728	5.219	-8,9%
Carbón	2.925	2.779	-5,0%
Prod. petrolíferos	1.424	2.052	44,1%
Gas natural	1.379	388	-71,9%
REGIMEN ESPECIAL	241	286	18,8%
Prod. petrolíferos	4	4	8,5%
R.S.U. renovable	66	82	24,3%
R.S.U. no renovable	66	82	24,3%
Eólica	6	6	-4,1%
Solar	100	113	13,4%

FUENTE: MINETUR.SEE

CUADRO 3.4.-PRODUCCION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA (POR COMBUSTIBLES) (Unidad: GWh) (Continuación)

	2.011	2.012	2012/2011
II.2. CANARIAS	9.390	9.242	-1,6%
REGIMEN ORDINARIO	8.588	8.635	0,6%
Prod. petrolíferos	8.588	8.635	0,6%
REGIMEN ESPECIAL	803	607	-24,4%
Prod. petrolíferos	206	2	-99,1%
Eólica	367	328	-10,6%
Solar	230	277	20,7%
II.3. CEUTA y MELILLA	448	474	5,8%
REGIMEN ORDINARIO	442	466	5,4%
Prod. petrolíferos	442	466	5,4%
REGIMEN ESPECIAL	6	8	36,9%
R.S.U. renovable	3	4	36,9%
R.S.U. no renovable	3	4	36,9%
Total producción bruta	293.873	297.477	1,2%
Consumos propios	10.600	10.899	2,8%
Consumo en bombeo	3.215	5.023	56,2%
Importación –exportación	-6.091	-11.199	83,9%
Demanda nacional (GWh bc)	273.967	270.356	-1,3%
Emisiones de CO ₂ sobre consumo final de electricidad (Kt CO ₂ /GWh)		0,30	

FUENTE: MINETUR.SEE

pero ha subido la cogeneración con gas, 2,2%, manteniendo su actividad en los últimos años, a pesar del descenso de actividad de la industria.

Los consumos en generación han sido superiores a los del año anterior, 2,8%, por la mayor participación de las centrales de carbón y menor de la generación hidroeléctrica. Finalmente, la demanda eléctrica en barras de central, es decir, antes de transporte y distribución y sin restar los consumos de otros sectores transformadores de la energía, bajó un 1,3% en relación con la de 2011, debido al aumento del saldo exportador de intercambios internacionales y del consumo en bombeo.

3.3 EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en 2012, ha ascendido a 178.337 GWh, lo que supone un descenso del 2.17% respecto al año 2011, con precio medio de 47,23 €/MWh, un descenso del 5,41%.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el mismo periodo se ha situado en 46.869 GWh, con aumento del 2.54% respecto al año 2011, con precio medio de 47,56 €/MWh, un descenso del 4,19%.



El precio horario final medio del sistema en 2012 fue de 59,41 €/MWh, con descenso del 1,35% respecto del año anterior. El 82,12% de este precio en 2012 corresponde a la componente del precio del mercado diario, siendo el resto las componentes del precio del mercado intradiario, los servicios de ajuste del sistema eléctrico y el pago por capacidad.

Las subastas CESUR celebradas en 2012 registraron precios base entre 52,99 €/MWh de la subasta del primer trimestre y 49,25 €/MWh del cuarto trimestre. Los precios punta oscilaron entre 57,95 y 54.25 €/MWh en los mismos períodos.

3.4 EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

En 2012, ha sido publicada la siguiente normativa en relación con las tarifas:

- Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2012 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Resolución de 30 de diciembre de 2011, 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 periodo comprendido

entre el 23 y el 31 de diciembre de 2011, ambos inclusive y en el primer trimestre de 2012.

- Resolución de 25 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las tarifas de último recurso a aplicar en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 22 de diciembre de 2011, ambos inclusive, y en el primer trimestre de 2012 y se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de abril de 2012.
- Resolución de 28 de junio de 2012, 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 a partir del 1 de julio de 2012.
- Resolución de 27 de septiembre de 2012, 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 a partir del 1 de octubre de 2012.

Actualización de los peajes de acceso y tarifas de último recurso en 2012

Las variaciones registradas en estas tarifas en 2012 se recogen en los cuadros 3.5 y 3.6.

CUADRO 3.5.- PEAJES DE ACCESO

Peajes	ene-12(*)	abr-12(*)
Baja Tensión (con derecho a TUR)	39,38 %	-22,82 %
Baja Tensión (sin derecho a TUR)	20,61 %	-7,32 %
Alta tensión	6,56 %	0 %

(*) Ejecución sentencia TS
Fuente: SEE

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.6.-TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

Año	Incremento medio TUR %
ene-12 (*)	13,39
abr-12 (*)	-15,93
jul-12	4,18
oct-12	-2,29

(*) Ejecución sentencia TS
Fuente: SEE

Comparación con otros países

En los cuadros 3.7 a 3.9, se detallan los precios de energía eléctrica en países europeos, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales.

CUADRO 3.7. PRECIOS EN EURO/KWH, SINTASAS, 2º SEMESTRE 2012

País	Consumidores tipo						
	IA < 20 MWh	IB >20 <500 MWh	IC >500 <2.000 MWh	ID >2.000 <20.000 MWh	IE >20.000 <70.000 MWh	IF >70.000 <150.000 MWh	IG >150.000 MWh
Bélgica	0,162	0,134	0,096	0,084	0,071	0,068	:
Bulgaria	0,094	0,090	0,077	0,069	0,061	0,059	0,052
Rep. Checa	0,187	0,145	0,102	0,096	0,092	0,099	:
Dinamarca	0,112	0,093	0,086	0,085	0,077	0,077	:
Alemania	0,166	0,107	0,088	0,077	0,071	0,064	:
Estonia	0,074	0,071	0,068	0,067	0,061	0,064	:
Irlanda	0,188	0,154	0,137	0,117	0,107	0,096	:
Grecia	0,147	0,119	0,103	0,088	0,077	0,057	:
España	0,204	0,148	0,114	0,095	0,084	0,073	0,054
Francia	0,120	0,085	0,063	0,057	0,057	0,055	:
Italia	0,179	0,139	0,144	0,169	0,101	0,091	0,088
Chipre	0,271	0,232	0,226	0,213	0,206	0,197	:
Letonia	0,138	0,120	0,111	0,100	0,098	0,082	:
Lituania	0,130	0,120	0,114	0,107	0,116	:	:
Luxemburgo	0,153	0,112	0,097	0,077	0,063	:	:
Hungría	0,123	0,115	0,102	0,098	0,097	0,070	0,069
Malta	0,290	0,200	0,180	0,160	0,150	:	:
Holanda	0,109	0,099	0,086	0,077	0,071	0,070	:
Austria	0,126	0,107	0,089	0,079	0,071	0,065	:
Polonia	0,159	0,115	0,091	0,080	0,076	0,072	0,073
Portugal	0,125	0,105	0,099	0,090	0,080	0,075	:
Rumania	0,109	0,097	0,083	0,073	0,067	0,062	:
Eslovenia	0,135	0,106	0,087	0,077	0,071	0,064	:
Eslovaquia	0,196	0,151	0,123	0,112	0,106	0,092	0,083
Finlandia	0,089	0,081	0,067	0,065	0,053	0,052	:

SECTOR ELÉCTRICO



CUADRO 3.7. PRECIOS EN EURO/KWH, SIN TASAS, 2º SEMESTRE 2012 (Continuación)

País	Consumidores tipo						
	IA < 20 MWh	IB >20 <500 MWh	IC >500 <2.000 MWh	ID >2.000 <20.000 MWh	IE >20.000 <70.000 MWh	IF >70.000 <150.000 MWh	IG >150.000 MWh
Suecia	0,179	0,090	0,077	0,067	0,058	0,049	:
Reino Unido	0,157	0,132	0,116	0,105	0,099	0,097	0,101
Noruega	0,073	0,071	0,071	0,054	0,044	0,036	:
Montenegro	0,078	0,104	0,071	0,061	0,053	0,051	0,049
Croacia	0,130	0,111	0,093	0,080	0,059	0,060	:
Ex República Yugoslava de Macedonia	:	:	:	:	0,056	0,056	:
Turquía	0,102	0,097	0,092	0,084	0,074	0,074	0,072
Bosnia Herzegovina	0,113	0,090	0,066	0,066	0,047	:	0,053
Media (UE27)	0,153	0,121	0,105	0,096	0,087	0,077	0,074
ESPAÑA-MEDIA	0,051	0,027	0,009	0,000	-0,003	-0,004	-0,021
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	33,42	22,57	8,86	-0,22	-3,70	-4,82	-27,91

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.8. PRECIOS EN EURO/KWH, CONTASAS, 2º SEMESTRE 2012

País	Consumidores tipo						
	IA < 20 MWh	IB >20 <500 MWh	IC >500 <2.000 MWh	ID >2.000 <20.000 MWh	IE >20.000 <70.000 MWh	IF >70.000 <150.000 MWh	IG >150.000 MWh
Bélgica	0,214	0,180	0,134	0,117	0,098	0,091	:
Bulgaria	0,116	0,109	0,094	0,084	0,075	0,072	0,063
Rep. Checa	0,226	0,175	0,123	0,117	0,112	0,120	:
Dinamarca	0,260	0,269	0,259	0,256	0,245	0,244	:
Alemania	0,279	0,197	0,173	0,157	0,143	0,125	:
Estonia	0,105	0,102	0,098	0,097	0,086	0,083	:
Irlanda	0,227	0,178	0,158	0,133	0,116	0,107	:
Grecia	0,201	0,165	0,138	0,120	0,106	0,076	:
España	0,259	0,189	0,145	0,121	0,106	0,093	0,068
Francia	0,166	0,120	0,094	0,083	0,080	0,068	:
Italia	0,311	0,239	0,233	0,255	0,165	0,135	0,108
Chipre	0,325	0,280	0,273	0,258	0,249	0,239	:
Letonia	0,167	0,145	0,134	0,121	0,118	0,099	:
Lituania	0,158	0,145	0,138	0,130	0,141	:	:
Luxemburgo	0,176	0,123	0,107	0,084	0,068	:	:

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.8. PRECIOS EN EURO/KWH, CON TASAS, 2º SEMESTRE 2012 (Continuación)

País	Consumidores tipo						
	IA < 20 MWh	IB >20 <500 MWh	IC >500 <2.000 MWh	ID >2.000 <20.000 MWh	IE >20.000 <70.000 MWh	IF >70.000 <150.000 MWh	IG >150.000 MWh
Hungría	0,163	0,153	0,136	0,130	0,129	0,095	0,095
Malta	0,305	0,210	0,189	0,168	0,158	:	:
Holanda	0,137	0,142	0,116	0,103	0,089	0,085	:
Austria	0,181	0,156	0,133	0,118	0,106	0,099	:
Polonia	0,201	0,148	0,118	0,104	0,099	0,095	0,096
Portugal	0,222	0,172	0,141	0,128	0,113	0,100	:
Rumania	0,142	0,125	0,105	0,092	0,084	0,077	:
Eslovenia	0,178	0,136	0,113	0,101	0,094	0,084	:
Eslovaquia	0,240	0,186	0,153	0,139	0,133	0,116	0,104
Finlandia	0,118	0,108	0,092	0,088	0,074	0,072	:
Suecia	0,225	0,113	0,097	0,084	0,073	0,061	:
Reino Unido	0,192	0,164	0,144	0,131	0,123	0,120	0,123
Noruega	0,110	0,108	0,107	0,087	0,074	0,064	:
Montenegro	0,078	0,104	0,071	0,061	0,053	0,051	0,049
Croacia	0,163	0,140	0,118	0,100	0,075	0,075	:
Ex República Yugoslava de Macedonia	:	:	:	:	0,069	0,068	:
Turquía	0,125	0,118	0,113	0,103	0,091	0,091	0,088
Bosnia Herzegovina	0,132	0,105	0,077	0,078	0,055	:	0,062
Media (UE27)	0,203	0,164	0,142	0,130	0,118	0,106	0,094
ESPAÑA-MEDIA	0,055	0,024	0,003	-0,009	-0,012	-0,013	-0,026
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	27,28	14,91	1,81	-6,86	-9,95	-12,42	-27,52

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.9. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS

Precios en Euro /kWh, SINTASAS (2º semestre 2012)					
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
Bélgica	0,239	0,186	0,168	0,146	0,120
Bulgaria	0,080	0,079	0,080	0,081	0,081
Rep. Checa	0,265	0,193	0,124	0,106	0,093
Dinamarca	0,154	0,154	0,130	0,112	0,112
Alemania	0,255	0,164	0,143	0,131	0,127
Estonia	0,082	0,081	0,079	0,077	0,071

CUADRO 3.9. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS (Continuación)

Precios en Euro /kWh, SINTASAS (2º semestre 2012)					
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
Irlanda	0,477	0,233	0,195	0,174	0,152
Grecia	0,123	0,096	0,107	0,111	0,106
España	0,293	0,198	0,179	0,164	0,146
Francia	0,202	0,121	0,103	0,091	0,088
Italia	0,192	0,144	0,153	0,184	0,209
Chipre	0,264	0,240	0,241	0,241	0,242
Letonia	0,098	0,101	0,113	0,121	0,122
Lituania	0,108	0,107	0,105	0,103	0,097
Luxemburgo	0,216	0,166	0,148	0,137	0,122
Hungría	0,140	0,129	0,123	0,117	0,116
Malta	0,371	0,190	0,162	0,171	0,314
Holanda	0,315	0,168	0,138	0,121	0,101
Austria	0,205	0,156	0,141	0,128	0,114
Polonia	0,148	0,123	0,120	0,111	0,109
Portugal	0,200	0,132	0,117	0,107	0,106
Rumania	0,083	0,084	0,081	0,081	0,080
Eslovenia	0,167	0,134	0,119	0,110	0,102
Eslovaquia	0,216	0,160	0,140	0,125	0,109
Finlandia	0,220	0,143	0,110	0,094	0,078
Suecia	0,257	0,149	0,135	0,110	0,095
Reino Unido	0,192	0,187	0,170	0,154	0,143
Noruega	0,167	0,123	0,092	0,075	0,072
Montenegro	0,347	0,206	0,127	0,083	0,070
Croacia	0,087	0,084	0,084	0,080	0,080
Ex República Yugoslava de Macedonia	0,184	0,119	0,110	0,105	0,101
Turquía	0,037	0,037	0,037	0,037	0,037
Bélgica	0,118	0,118	0,117	0,117	0,117
Albania	0,097	0,097	0,097	0,097	0,097
Bosnia Herzegovina	0,167	0,077	0,069	0,063	0,060
Media área 27	0,206	0,149	0,134	0,126	0,124
ESPAÑA-MEDIA	0,087	0,049	0,045	0,038	-0,036
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	42,23	32,93	33,33	30,20	-29,27

FUENTE: Eurostat.

3.4 RELACIÓN DE NORMATIVA

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2012 cabe señalar las siguientes:

- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Esta norma ha suprimido los incentivos para la construcción de las instalaciones de tecnologías de régimen especial, a fin de evitar la incorporación de nuevos costes al sistema eléctrico.
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Desde la perspectiva de la reducción de los costes del sector eléctrico, la norma fija unos nuevos criterios para la regulación de la retribución de las actividades de distribución y transporte, ajustando la retribución correspondiente a 2012, limitando la ejecución de nuevas instalaciones de transporte, tanto en el sector eléctrico como en el gasista y disminuyendo la remuneración a las empresas de generación de electricidad por el concepto de «garantía de potencia», entre otros.
- Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad. Incorpora medidas relativas al régimen retributivo de las centrales de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, modifica la retribución de la actividad de transporte, estableciéndose que la retribución en concepto de inversión se reconocerá para activos en servicio no amortizados, tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Esta Ley, reconoce como objetivo la armonización del sistema fiscal con un uso más eficiente y sostenible, en línea con los principios básicos que rigen la política fiscal, energética y ambiental de la Unión Europea.
- Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social. Este Real Decreto-ley ha dispuesto que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico producidos en 2012, tuvieran la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para ese año y generando derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. Por otro lado, para garantizar el objetivo final para el que fue establecido el mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, esto es, asegurar un régimen



económico siempre que se cumpla la ejecución de la instalación en un plazo concreto, se ha introducido una habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de constatación del incumplimiento de las obligaciones que constituyen presupuesto esencial de la definitiva adquisición de tal régimen económico.

- Real Decreto 1718/2012, de 28 de diciembre, por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación de los suministros de energía en baja tensión con potencia contratada no superior a 15 kW.
- Orden IET/290/2012 de 16 de febrero, por la que se modifica la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 en lo relativo al plan de sustitución de contadores.
- Orden IET/620/2012, de 26 de marzo, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector eléctrico ante la convocatoria de huelga general de ámbito estatal prevista para el día 29 de marzo de 2012, entre las 0 y las 24 horas.
- Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden IET/1453/2012, de 29 de junio, por la que se revoca parcialmente la Orden ITC/1785/2009, de 3 de julio, por la que se acuerda como fecha de cese definitivo de la explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña el día 6 de julio de 2013, y se autoriza su explotación hasta dicha fecha.
- Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.
- Orden IET/2599/2012, de 28 de noviembre, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2012, 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.
- Orden IET/2804/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.
- Resolución de 29 de diciembre de 2011, 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 2012.

- Resolución de 30 de diciembre de 2011, 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 periodo comprendido entre el 23 y el 31 de diciembre de 2011, ambos inclusive y en el primer trimestre de 2012.
- Resolución de 30 de diciembre de 2011, 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 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- Resolución de 17 de enero de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2011 y el importe pendiente de compensación, a 31 de diciembre de 2011, de los proyectos de centrales nucleares paralizados definitivamente por la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, de 30 de diciembre, de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional, sustituida por la Ley 54/1997, de 27 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Resolución de 24 de enero de 2012, 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 2011, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos y de los derechos de cobro cedidos al fondo de titulización del déficit del sistema eléctrico.
- Resolución de 1 de febrero de 2012, 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 2012.
- Resolución de 21 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la decimotava subasta CESUR.
- Resolución de 24 de febrero de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema P.O. 3.9: «contratación y gestión de reserva de potencia adicional a subir».
- Resolución de 20 de marzo de 2012, 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 marzo de 2012, entre las 0 y las 24 horas.
- Resolución de 25 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las tarifas de último recur-



so a aplicar en el periodo comprendido entre el 1 de octubre y el 22 de diciembre de 2011, ambos inclusive, y en el primer trimestre de 2012 y se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar a partir del 1 de abril de 2012.

- Resolución de 27 de abril de 2012, 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 2011, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005.
- Resolución de 9 de mayo de 2012, 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 2012.
- Resolución de 9 de mayo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la fecha de la subasta, el horizonte temporal y el número de contratos ofrecidos por el sistema eléctrico español en la subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en junio del año 2012, según 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.
- Resolución de 29 de mayo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la decimonovena subasta CESUR.
- Resolución de 31 de mayo de 2012, 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 2011, de conformidad con lo establecido en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, del derecho de cobro adjudicado en la subasta de 12 de junio de 2008, del déficit reconocido ex ante en la liquidación de las actividades reguladas.
- Resolución de 21 de junio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 y en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos.
- Resolución de 21 de junio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores dominantes
- Resolución de 28 de junio de 2012, 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 a partir del 1 de julio de 2012.
- Resolución de 19 de julio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud de certifi-



- cación de Red Eléctrica de España, SAU, como gestor de la red de transporte de electricidad.
- Resolución de 20 de julio de 2012, 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 2012.
 - Resolución de 23 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.
 - Resolución de 24 de julio de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la modificación de los procedimientos de operación del Sistema Eléctrico Peninsular (SEP) P.O.-3.1; P.O.-3.2; P.O.-9 y P.O.-14.4 y los procedimientos de operación de los Sistemas eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) P.O. SEIE-1 P.O. SEIE-2.2; P.O. SEIE-3.1; P.O. SEIE-7.1; P.O. SEIE-7.2; P.O. SEIE-8.2; P.O. SEIE-9 y P.O. SEIE-2.3 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica.
 - Resolución de 3 de agosto de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
 - Resolución de 3 de septiembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigésima subasta CESUR.
 - Resolución de 27 de septiembre de 2012, 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 a partir del 1 de octubre de 2012.
 - Resolución de 4 de octubre de 2012, 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 tercer trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
 - Resolución de 25 de octubre de 2012, 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 2012.
 - Resolución de 20 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la vigésima primera subasta CESUR.
 - Resolución de 7 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba la fecha de la subasta, el horizonte



temporal y el número de contratos ofrecidos por el sistema eléctrico español en la subasta de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en diciembre del año 2012.

- Resolución de 28 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fija el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el cuarto trimestre del año 2012 y se regularizan las cantidades de carbón a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro durante el año 2012.
- Resolución de 28 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece la fecha de entrada en vigor del nuevo algoritmo utilizado en el procedimiento de casación de los mercados diario e intradiario.
- Resolución de 4 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos de los combustibles del segundo semestre de 2011 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los pre-

cios provisionales de determinados combustibles del año 2012 en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

- Resolución de 27 de diciembre de 2012, 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 a partir del 1 de enero de 2013.
- Resolución de 27 de diciembre de 2012, 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 2013
- Resolución de 27 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones de las redes de transporte.

4. SECTOR NUCLEAR



4.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 8 unidades nucleares en funcionamiento, situadas en 6 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.864,7 MWe, lo que representa el 7,4 % de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2012 fue de 61.371 GWh, lo que supuso una contribución del 20,6% al total de la producción nacional. En 2012 esta producción eléctrica nuclear ha aumentado un 6,3% respecto a la del año anterior y, al igual que en 2011, en 2012 esta tecnología ha sido la que más electricidad ha producido.

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 2012 ha sido del 88,8%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 89,84%. Estas cifras son algo superiores a las del año anterior, como consecuencia de que en 2012 ha habido menos paradas de recarga.

En relación con las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares, la única actuación relevante que ha tenido lugar en el año 2012 se refiere a la central nuclear de Santa María de Garoña, ya que la Orden IET/1453/2012, de 29 de junio, revocó parcialmente la Orden ITC/1785/2009, de 3 de julio, por la que se acordaba el 6 de julio de 2013

como fecha de cese definitivo de explotación de esta central nuclear y estableció que, con anterioridad al 6 de septiembre de 2012, la empresa titular de esta central podría solicitar una renovación de la autorización de explotación por un nuevo periodo no superior a seis años, cumpliendo una serie de condiciones que en dicha Orden se especificaban.

No obstante, el 5 de septiembre de 2012, la empresa titular de esta central comunicó al MINE-TUR que se veía obligada a abstenerse de solicitar la renovación de la autorización de explotación, en tanto no se despejaron una serie de incertidumbres regulatorias a las que se refería en su escrito.

Posteriormente, el 28 de diciembre de 2012, esta empresa comunicó su decisión de proceder al cese definitivo de la explotación de la central, motivando tal decisión en los perjuicios económicos que para ella suponía la entrada en vigor el 1 de enero de 2013 de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

4.2 PRUEBAS REALIZADAS A LAS CENTRALES NUCLEARES ESPAÑOLAS, COMO CONSECUENCIA DEL ACCIDENTE EN LA CENTRAL NUCLEAR DE FUKUSHIMA

Tras el accidente ocurrido el 11-3-11 en la central nuclear de Fukushima Dai-ichi, el Consejo de la Unión Europea celebrado el 24-3-11 aprobó que todas las centrales de la UE deberían someterse a unas pruebas de resistencia (test de stress) para

verificar su seguridad ante fenómenos naturales de carácter extraordinario.

Para ello, la Asociación de Reguladores de Europa Occidental (WENRA), constituida por los reguladores de los países europeos con centrales nucleares, preparó una propuesta, según la cual, se deberían analizar tres grandes ámbitos de gestión de sucesos extraordinarios en relación con la seguridad: sucesos externos extremos; pérdidas de funciones de seguridad y gestión de accidentes severos.

Esta propuesta fue respaldada por el Grupo Europeo de Reguladores Nucleares (ENSREG), que asesora al Parlamento Europeo y al Consejo de la UE, que además estableció los plazos para que los resultados de estas pruebas de resistencia pudieran ser presentadas en el Consejo de la UE de junio de 2012.

Por lo que a España se refiere, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), dentro de las asociaciones de reguladores europeos anteriormente señaladas, participó en las actividades destinadas a establecer las pruebas que han servido para llevar a cabo estas evaluaciones. En base a esto, el 25-5-11 el CSN aprobó una Instrucción Técnica Complementaria (ITC) dirigida a las centrales, en la que se establecían las pruebas a realizar y el calendario para llevarlas a cabo.

Las fases previstas en este proceso han sido las siguientes:

- Primera fase: Evaluación previa de los titulares de las centrales, que había de responder a los criterios establecidos en estas pruebas de resistencia,

e implicaba la remisión por parte de los titulares de los informes y los documentos asociados, así como de los planes de actuaciones. En esta evaluación se revisó la resistencia de las centrales a sucesos de origen externo, tales como terremotos, inundaciones y otros sucesos naturales; la pérdida de las funciones de seguridad, por pérdida de los diferentes escalones de suministro de energía eléctrica y del sumidero final de calor; y la gestión de accidentes severos en el núcleo del reactor y accidentes con pérdida de inventario y/o refrigeración en las piscinas de combustible gastado.

- Segunda fase: Los organismos reguladores de los Estados miembros tenían que elaborar los correspondientes informes de evaluación nacional, a partir de los informes de cada instalación.
- Tercera fase: Equipos de expertos de varios países revisarían los informes nacionales («peer reviews»). Estos equipos estarían formados por siete personas: un representante de la Comisión Europea y seis miembros procedentes de los 27 organismos reguladores de la UE, y podrían realizar inspecciones de las centrales sobre el terreno.

Así, en cumplimiento del calendario establecido a nivel comunitario, el CSN envió el 23-12-11 el informe correspondiente a las centrales españolas, en el que, entre sus conclusiones, se señalaba que no se había identificado ningún aspecto que supusiera una deficiencia relevante en la seguridad de estas instalaciones y que pudiera requerir la adopción urgente de actuaciones en las mismas.

Los informes de los titulares concluían que actualmente se cumplen las bases de diseño y las bases



de licencia establecidas para cada instalación, y los estudios realizados ponían de manifiesto la existencia de márgenes que aseguran el mantenimiento de las condiciones de seguridad de las centrales más allá de los supuestos considerados en el diseño.

Adicionalmente, para incrementar la capacidad de respuesta frente a situaciones extremas, los titulares de las centrales propusieron la implantación de mejoras relevantes y el refuerzo de los recursos para hacer frente a emergencias. Las mejoras identificadas se realizarán en varias etapas, en función de sus características técnicas y de los plazos necesarios para su implantación. Con este fin, el 14-3-12 el CSN aprobó las ITC dirigidas a cada una de las centrales, en las que se les requiere para que presenten a este Organismo un Plan de acción que detalle todas las mejoras a implantar.

En estas ITC se establecía la programación de los plazos de implantación de las mejoras previstas, contemplando actuaciones a corto plazo (hasta finales 2012), medio plazo (finales 2014) y largo plazo (finales 2016), y se establecía que todo el proceso debería estar adecuadamente procedimentado, prever formación y entrenamiento del personal, y una vigilancia específica de los nuevos equipos a instalar, con especial énfasis en asegurar que el uso de los nuevos equipos previstos se pueda realizar de modo rápido y eficiente en condiciones reales de emergencia.

Dentro de la tercera fase que se ha llevado a cabo durante los primeros meses de 2012, relativa a la revisión por pares de los informes nacionales (peer-reviews), durante los días 6 al 8 de febrero

de 2012 tuvieron lugar en Luxemburgo la presentación de los informes enviados por los distintos organismos reguladores, con los resultados obtenidos tras estas pruebas de resistencia a las centrales nucleares europeas. Asimismo, durante la penúltima semana de marzo de 2012, una delegación de expertos internacionales, formada por miembros de otros organismos reguladores europeos y de la Comisión Europea, estuvo en España para realizar la revisión inter pares, de cara a verificar la solvencia del informe nacional de las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas.

Estas revisiones se han realizado por un equipo de expertos que componían tres grupos de trabajo y que se encargaban de analizar los informes elaborados por los reguladores europeos, dividiéndolos en tres áreas transversales: sucesos iniciadores externos, pérdida de funciones de seguridad y gestión de accidentes severos. Asimismo, se elaboraron «informes nacionales» para cada uno de los países examinados.

Posteriormente, tras el doble análisis de los grupos de trabajo —transversal por áreas y por países—, se ha elaborado un informe final que fue remitido al Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (ENSREG), para su aprobación, lo que tuvo lugar el 26-4-12. Este informe se presentó en un seminario público que tuvo lugar en Bruselas el 8-5-12.

Una vez concluido el proceso de las pruebas de resistencia y las correspondientes revisiones entre pares, el 1-8-12 ENSREG aprobó el Plan de Acción de Seguimiento Post-Fukushima, que tiene por

objeto comprobar el grado de implantación de las acciones de refuerzo de la seguridad establecidas, e intercambiar información sobre aquellas que están planificadas, o en estudio, en todas y cada una de las centrales nucleares de la UE.

El documento recoge las actividades que tanto los Estados miembros como el propio ENSREG pondrán en marcha con ese fin. Entre ellas destaca el programa de visitas a centrales nucleares aprobado por ENSREG, a través del cual un grupo de expertos viajó (entre finales de agosto y principios de septiembre del 2012) a distintas centrales para comprobar el estado de los trabajos. En lo que a España respecta, la central nuclear de Trillo recibió, en septiembre de 2012, la visita del grupo internacional, durante la cual se realizó una revisión de verificación.

Otra de las medidas incluidas es el desarrollo de unos planes de acción nacionales que deberían presentarse antes de finales de 2012, así como la realización, entre febrero y marzo de 2013, de una revisión de estos planes, para promover consistencia entre las respuestas de los países y difundir las mejores prácticas para reforzar la seguridad.

De acuerdo con lo anterior, el CSN ha trabajado en la elaboración del Plan de Acción Nacional, que fue remitido a la Comisión Europea el 27-12-12, y que contiene las acciones que actualmente se están llevando a cabo o previstas hasta 2016 en España en relación con los programas iniciados a nivel nacional e internacional a raíz del accidente de Fukushima, así como sobre su proceso de implantación.

De acuerdo con las recomendaciones del Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (ENSREG), dicho plan incluye:

- Las conclusiones del proceso de las pruebas de resistencia realizado entre junio y diciembre de 2011;
- Las sugerencias y recomendaciones emanadas de las revisiones entre pares de ENSREG llevados a cabo en marzo y septiembre de 2012;
- Las recomendaciones generales compiladas, a nivel europeo, por el comité de dirección de las revisiones entre pares;
- Los resultados relevantes de la Segunda Reunión Extraordinaria de la Convención de Seguridad Nuclear celebrada en Viena del 27 al 31 de agosto de 2012, y
- Otras acciones ya iniciadas en España a nivel nacional.

Este Plan puede consultarse en la página web del CSN¹.

4.3 PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2012 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de la empresa ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado 918 ele-

¹ http://www.csn.es/images/stories/actualidad_datos/noticias/planaccion.pdf



mentos combustibles, tanto para el mercado nacional (25%), como para la exportación (75%), con destino a Francia, Bélgica, Suecia y Suiza. Estos elementos contenían 357,4 toneladas de uranio y, de ellos, 624 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 294 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición).

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA ha gestionado y suministrado un total de 228 elementos combustibles, conteniendo 105 toneladas de uranio, para las centrales de Almaraz I, Ascó I, Ascó II y Vandellós II.

Las cantidades compradas por ENUSA en 2012 para las centrales nucleares españolas han sido: 1.180 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.013 toneladas en servicios de conversión y 1.141.600 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.4 SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Construcción del Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad (ATC) y su centro tecnológico asociado.

Tras la selección realizada en el Consejo de Ministros celebrado el 30-12-11 del municipio de Villar de Cañas (Cuenca), como emplazamiento de esta instalación, durante 2012, ENRESA, para llevar a cabo este proyecto, realizó unos trabajos iniciales en los tres terrenos propuestos por dicho municipio, al objeto de disponer de información especifi-

ca de los mismos, para dar soporte a la compra de terrenos. Dichos trabajos consistieron en un reconocimiento geológico preliminar, la realización de varios perfiles geofísicos y la perforación de 1 o 2 sondeos en cada parcela, para disponer de información real del subsuelo. Los resultados obtenidos, no inhabilitaban a ninguna de las parcelas propuestas por la candidatura de este municipio, adquiriéndose por parte de ENRESA las parcelas conocidas como «Balanzas» y «Blancares» y, posteriormente, «El Chaparral».

En paralelo con la adquisición de los terrenos, ENRESA ha concretado con el CSN un Plan de caracterización del emplazamiento siguiendo las normas, criterios y guías reguladoras nacionales e internacionales aplicables a la caracterización del emplazamiento para instalaciones nucleares como el ATC. En dicho Plan —que es fundamental para suministrar información específica para el diseño de detalle de la instalación y para dar soporte al «Estudio preliminar de seguridad» que deberá ser evaluado favorablemente por el CSN para poder iniciar las obras—, se fijan los parámetros, alcances, áreas y metodologías a aplicar sobre el emplazamiento designado, de forma que el conjunto de resultados que se obtengan sean la base final de la evaluación de la idoneidad del emplazamiento.

Los datos preliminares que se están obteniendo en los trabajos de caracterización que se iniciaron en septiembre de 2012 han permitido ya ubicar la instalación del ATC en la parte Noroeste de la parcela de «Balanzas», indicando los resultados preliminares de los parámetros geológicos, geotécnicos, hidráulicos e hidrológicos la viabilidad constructiva

de la instalación, siguiendo las tecnologías convencionales al uso. No obstante, la metodología planteada en el Plan de caracterización requiere la continuación de los trabajos, aumentando el detalle de los mismos, a medida que se va concretando la ubicación exacta de la instalación nuclear.

Toda esta información, que deberá dar soporte al Estudio Preliminar de Seguridad, al Diseño de detalle y a la Evaluación de Impacto Ambiental, deberá ser aprobada por las autoridades competentes en cada caso, como paso previo a las obras de construcción, siendo en primera instancia el CSN el que debe evaluar positivamente el emplazamiento.

Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares

El combustible irradiado descargado de cada reactor se almacena en las piscinas de las centrales nucleares, salvo en el caso de la central nuclear de Trillo que, adicionalmente, dispone de un almacén temporal situado en el emplazamiento de la central, donde se almacena el combustible en seco, tras ser enfriado un tiempo en la piscina. Asimismo, todo el combustible irradiado durante la operación de la central nuclear de José Cabrera, actualmente en fase de desmantelamiento, está depositado en un almacén de este tipo, y en abril de 2013 se autorizó la puesta en marcha de sendos almacenes para las centrales nucleares de Ascó I y Ascó II. En la tabla siguiente se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares.

CUADRO 4.1. COMBUSTIBLE IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Unidad	Uranio (total) almacenado a 31-12-12 (Kg)
José Cabrera	95.750*
Sta. Mª de Garoña	420.243
Almaraz I	580.348
Almaraz II	547.165
Ascó I	527.172
Ascó II	488.847
Cofrentes	636.871
Vandellós II	435.897
Trillo	247.399 + 206.353*

*: en el almacén temporal situado en el emplazamiento.

– 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.

De las 28 celdas de almacenamiento de que dispone, en diciembre de 2012 se encontraban completas y cerradas las 16 estructuras de la plataforma norte de la instalación y dos estructuras de la plataforma sur.

Entre las actividades llevadas a cabo durante el 2012, destaca la continuación de los trabajos de construcción de una nueva celda para el almacenamiento de residuos de muy baja actividad (denominada celda 30), iniciada en el año anterior, y así como el comienzo de la explotación de la celda 18 en la plataforma sur.



Durante 2012 El Cabril ha recibido un total de 564.61 m³ de residuos de baja y media actividad y 2.328,02 m³ de residuos de muy baja actividad (2.062,13 m³ procedentes de las centrales nucleares, 35,20 m³, de instalaciones radiactivas y 230,69 m³, de incidentes ocurridos en plantas de tratamiento de materiales metálicos).

Con la cantidad recibida en 2012, El Cabril acumula un total de 35.280 m³ de residuos radiactivos, de los que 28.780 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, almacenados en celdas con un porcentaje de ocupación del 68% de su capacidad total. Los restantes 6.500 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, almacenados en una celda independiente, siendo la capacidad ocupada del 17%.

4.5 INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS

Equipos Nucleares, S.A. (ENSA) es la empresa española de referencia internacional en la fabricación de grandes componentes para centrales nucleares. Su fábrica se encuentra ubicada en Maliaño (Cantabria), al sur de la bahía de Santander. ENSA es un suministrador multi-sistema con gran orientación internacional, capaz de fabricar equipos de diferentes tecnologías, incluyendo diseños propios.

Durante 2012 ENSA finalizó la fabricación y procedió al embarque de cinco generadores de vapor (reemplazo) para el mercado internacional: uno para la central de Hainan (China), dos para plantas de EDF (Francia) y dos para la central de Water-

ford (EEUU), siendo éstos últimos los de mayor dimensión fabricados por ENSA, de un total de 125 unidades. Tras la contratación de tres nuevos generadores de vapor de reemplazo para plantas de EDF (Francia), el número total de generadores de vapor en fabricación asciende a dieciséis: once para el mercado francés, tres para EEUU y dos para China del tipo AP1000 de última generación.

En cuanto al sector del reemplazo de tapas de vasija del reactor, ENSA finalizó la fabricación de la de la central de Krsko (Eslovenia) incluyendo el montaje de los mecanismos de la barras de control del reactor. Otras cuatro tapas de vasija se han estado fabricando durante el 2012 en ENSA, que serán entregadas en años posteriores: dos para la central de Beznau (Suiza), una para la planta de Callaway (EEUU) y una última para Beaver Valley (EEUU).

Continuando con la fabricación de otros componentes, ENSA ha entregado durante el pasado año contenedores de combustible gastado (casks) para las centrales de Peach Bottom (EEUU) y Ascó y Trillo (España) además de contenedores para componentes irradiados para la central nuclear José Cabrera en la cual ENSA y su filial ENWESA están participando activamente en las tareas de desmantelamiento. ENSA y ENWESA mantienen una significativa presencia en las centrales españolas en las que realizan servicios durante la operación y paradas destacando aquellas relativas a la gestión del combustible gastado. Los contenedores de combustible gastado en fabricación a finales de 2012 ascendían a quince unidades, diez para la central de Trillo del modelo DPT de diseño ENSA y cinco para la central de Santa María de

Garoña, contratados el año pasado, del nuevo modelo ENUN-52BR de diseño propio. Todos los contenedores en operación en España han sido fabricados por esta empresa.

También relacionado con la gestión de combustible, ENSA ha fabricado durante el 2012 para centrales francesas, finlandesas y coreanas bastidores de combustible (racks) para el almacenamiento húmedo de elementos de combustible en las centrales. Esta empresa también dispone de tecnología propia para el diseño de estos componentes.

Especialmente significativo ha sido el contrato conseguido por ENSA para la realización del montaje de los sectores de la cámara de vacío del proyecto internacional ITER² en Cadarache (Francia), el cual requiere innovadores procesos tecnológicos de fabricación, especialmente de soldadura. ENSA participa activamente también en proyectos experimentales como el proyecto JHR (Julius Horowitz Reactor) desde la fase de diseño, ya que cuenta con capacidad de diseño e ingeniería propios.

Desde un punto de vista comercial, ENSA mantiene expectativas de colaboración con los grandes tecnólogos internacionales (Westinghouse, AREVA, GE-Hitachi, Candu Energy, etc.), tanto en el sector del reemplazo como en el de nuevas plantas (AP1000, EPR, ESBWR, ABWR, etc.) incluyendo los proyectos SMR (Small Modular Reactor).

² International Thermonuclear Experimental Reactor: proyecto de cooperación internacional mediante el que se pretende construir una gran Instalación en la que se pueda demostrar la viabilidad científica y tecnológica de la utilización de la energía de fusión con fines de generación energética.

4.6 EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en las centrales nucleares de Ascó I y Ascó II

Como consecuencia de la saturación de las piscinas de combustible gastado de las Unidades I y II de CN Ascó; prevista para el 2013, en el caso de Ascó I y para el 2015, en el caso de Ascó II, y de que para entonces no se contará con un ATC, se ha construido sendos Almacenes Temporales Individualizados (ATI) en el emplazamiento de estas centrales nucleares.

A finales del 2012 ya estaba terminada la construcción de estos ATI, tras la pertinente autorización de ejecución del MINETUR, previo informe del CSN y previa Declaración de impacto ambiental del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. En esas fechas estaban en preparación las pruebas oficiales y estaba en curso avanzado la evaluación del CSN, de cara a obtener del MINETUR la autorización para su puesta en marcha.

El sistema de almacenamiento elegido es el mismo que se ha utilizado en el ATI de CN José Cabrera. Se trata de una instalación a cielo abierto que consta de dos losas de hormigón armado, cada una de ellas de 40 x 11 m y 60 cm de espesor, sobre las que se pueden depositar verticalmente hasta 32 módulos cilíndricos de metal-hormigón-metal. Cada módulo albergará una cápsula metálica sol-



dada conteniendo 32 elementos de combustible gastado.

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 31-12-12 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 317,178 M€; de los que 165,369 M€ correspondían a CN Lemóniz, 147,018 M€ a CN Valdecaballeros y 4,79 M€ a CN Trillo II.

Desmantelamiento de instalaciones

CN José Cabrera: actividades de 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 30-4-06 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.

Previamente a la transferencia de titularidad, y al inicio de las actividades de desmantelamiento, se des-

cargó el combustible del reactor y de la piscina de almacenamiento, y se acondicionaron 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.

Se trata del primer desmantelamiento completo (nivel 3 de la OIEA) de una Central Nuclear en España.

A lo largo de 2012 se realizaron actividades dirigidas a adecuar los sistemas soporte y las instalaciones auxiliares a las necesidades del desmantelamiento. Asimismo, se han efectuado una serie de mejoras en otras instalaciones auxiliares del emplazamiento dirigidas, fundamentalmente, a optimizar los procesos de gestión de materiales (nuevo equipamiento/elementos de manutención en almacenes de residuos).

En 2012 se cortaron tramos de tubería del circuito primario y se procedió a aislar la vasija del resto de componentes para optimizar el avance los trabajos de desmantelamiento. En paralelo se han ejecutado actuaciones de desmontaje radiológico de sistemas y equipos de diferentes locales y zonas de los edificios de Contención y Auxiliar.

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 2012 las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en la ejecución de trabajos de demolición parcial de celdas M1, excavación de terrenos circundantes a estas celdas, reconstrucción de la red interna de pluviales, restauración y descontaminación de terrenos.

También en 2012 se puso en operación el almacén temporal de residuos radiactivos del edificio 11 y se acondicionó un local en el edificio 64 como zona de inmovilización de efluentes.

4.7 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. Los programas o proyectos actualmente en curso en el seno de la Plataforma Tecnológica CEIDEN 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-Fase 2.
6. ESNII (Participación española en European Sustainable Nuclear Industry Initiative).
7. Formación.

Otros proyectos importantes en desarrollo son:

Hormigones: aprovechamiento de materiales de Zorita

Esta iniciativa también ha suscitado el interés internacional en el ámbito de EPRI (Electrical Power Research Institute) y la NEA (Agencia de Energía Nuclear de la OCDE). EPRI tiene interés en analizar muestras de hormigones de la central nuclear José Cabrera, actualmente en desmantelamiento, en el contexto de su programa de I+D de operación a largo plazo, entendida ésta más allá de los 60 años. Este programa tiene varias líneas definidas:

- Estudio de los efectos de posibles fugas de las piscinas de combustible gastado, con objeto de verificar los modelos en los que está trabajando este programa para identificar potenciales problemas derivados de los efectos del ácido bórico y los componentes cálcicos de los materiales de construcción.



- Efectos del envejecimiento de los hormigones de la contención y de actuaciones sobre los mismos.
- Estudios de los efectos del envejecimiento del hormigón en otras estructuras tales como torres de refrigeración, tuberías, estructuras de captación de agua, etc.

Proyecto ZIRP

Su objetivo es recuperar diversas probetas de los internos de la vasija de la central nuclear José Cabrera, con la finalidad de ensayar en laboratorio los materiales extraídos y evaluar sus propiedades, tras haber estado sometidos a un largo período de irradiación en un reactor comercial.

En este proyecto participan Gas Natural Fenosa Engineering, Gas Natural Fenosa, UNESA, CSN, CIEMAT, ENRESA, ENUSA Y TECNATOM, como entidades españolas. El proyecto internacional está liderado por EPRI, como parte de su programa de fiabilidad de materiales (MRP) y participan también el organismo regulador de EEUU (Nuclear Regulatory Commission, NRC). Los ensayos se realizarán en los laboratorios de Studsvik (Suecia), a los que se prevé el envío del material en los próximos meses.

Más información sobre los proyectos y actividades de esta plataforma se puede encontrar en su página web de la Plataforma CEIDEN www.ceiden.com.

4.8 NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional en elaboración

- **Real Decreto para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.**

El objeto de este Real Decreto es trasponer al ordenamiento jurídico español la Directiva 2011/70/Euratom, del Consejo, de 19-7-11, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

Esta Directiva supone un nuevo paso en la regulación comunitaria en materia de seguridad nuclear, tras la aprobación de la Directiva 2009/71/Euratom del Consejo, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares.

En la actualidad, en relación con la gestión de los residuos radiactivos la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, contiene los requisitos y principios básicos aplicables a dicha gestión, disponiendo que ésta constituye un servicio público esencial que se reserva a la titularidad del Estado, y encomendando a la empresa ENRESA la gestión de dicho servicio público. Asimismo, algunos aspectos relativos a la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, así como las actividades de ENRESA, están regulados por el Real Decreto 1349/2003, de 31 de octubre, sobre ordenación de las actividades de esta empresa y su financiación.

Si bien el actual ordenamiento jurídico nacional ya incorpora en gran medida el marco exigido por la referida Directiva 2011/70/Euratom, se ha considerado necesario aprobar un nuevo Real Decreto, que tenga en cuenta algunos preceptos que no están recogidos en la actualidad, y que actualice la regulación de las actividades de ENRESA, derogando por ello el referido Real Decreto 1349/2003.

En el proyecto de real decreto se contemplan algunos principios generales a respetar en la gestión de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, se precisan las responsabilidades asociadas a dicha gestión, se establece la regulación y contenido del programa nacional español, denominado Plan General de Residuos Radiactivos, así como algunos aspectos relativos a la financiación de las actividades contempladas en el mismo, a partir de la habilitación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que regula el denominado Fondo para la financiación de las actividades del Plan. Asimismo, contempla ciertas obligaciones de información a la Comisión Europea exigidas por la Directiva.

El proyecto se encuentra actualmente en avanzado estado de tramitación. Ha sido sometido a informe de los Ministerios afectados y del CSN, y se ha efectuado el correspondiente trámite de alegaciones y de información pública. Asimismo, se ha notificado a la Comisión Europea, habiendo sido informado favorablemente. El plazo de transposición otorgado por la Directiva finaliza el 23-8-13.

- **Orden Ministerial por la que se regula la gestión de los residuos generados en las actividades que utilizan materiales que contienen radionucleidos naturales.**

Los residuos radiactivos pueden ser de origen artificial, como son los que proceden de las instalaciones nucleares y radiactivas, o de origen natural, como son los resultantes de actividades industriales en las que intervienen materiales que existen en la corteza terrestre y que contienen radionucleidos naturales. Éstos últimos reciben también el nombre de residuos NORM, al ser éste el acrónimo de «Naturally Occurring Radioactive Material».

En algunos casos, la transformación industrial, o el proceso en el que intervienen estos materiales puede dar lugar a un aumento de las concentraciones de estos residuos NORM, que no son despreciables desde el punto de vista de la protección radiológica.

Entre los procesos que comportan la producción de residuos con concentraciones aumentadas de radionucleidos naturales cabe citar: la combustión del carbón, la minería de fosfatos, la extracción de petróleo o gas, la fabricación de algunos materiales de construcción, como el yeso fosforoso y la cerámica, los residuos de algunas explotaciones mineras, etc.

El objeto de esta Orden es regular la gestión de los residuos que contengan radionucleidos de origen natural, entendiendo por tales aquellos para los cuales el titular de la actividad en la que se generan no prevé ningún uso y a los que debe proporcionar una gestión adecuada.



La capacidad legal para esta regulación se deriva del artículo 2.9 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, en el que se define como residuo radiactivo a cualquier material o producto de desecho, para el que no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el MINETUR, previo informe del CSN.

La normativa existente en relación con las fuentes naturales de radiación es la contenida en el título VII del Reglamento sobre protección sanitaria contra radiaciones ionizantes, aprobado por el Real Decreto 783/2001, de 6 de julio, que incorpora a nuestro ordenamiento interno la Directiva 96/29/EURATOM, del Consejo, 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.

Teniendo en cuenta lo anterior, en esta Orden se establecen los valores de las concentraciones de actividad (niveles de exención/desclasificación) que, en caso de no superarse, permiten que la gestión de estos residuos se haga de forma convencional, o, en caso contrario, obliga a que se lleve a cabo, por parte del titular de la actividad, un estudio de impacto radiológico para conocer cual puede ser la dosis efectiva anual resultante para los miembros del público y para los trabajadores y, estableciéndose que, en el caso de que se superen ciertos valores, dichos materiales han de ser gestionados por ENRESA como residuos radiactivos.

Normativa comunitaria aprobada

- **Reglamentos de ejecución por los que se imponen condiciones especiales a la importación de piensos y alimentos originarios o procedentes de Japón a raíz del accidente en la central nuclear de Fukushima.**

Tras el accidente nuclear ocurrido en la planta de Fukushima en marzo de 2011, y siguiendo el procedimiento establecido en el Reglamento Euratom 3954/87 del Consejo y en los Reglamentos Euratom 944/89 y 770/90 de la Comisión, ésta adoptó sucesivos Reglamentos de ejecución (297/2011, 961/2011, 284/2012, 561/2012 y 996/2012) por los que se imponen condiciones especiales a la importación de piensos y alimentos originarios o procedentes de Japón a raíz de dicho accidente.

- **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 permitiera 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 expiraría 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. Adicionalmente, 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 culminaron en un texto de Acuerdo firmado en septiembre que entró en vigor en enero de 2012, y que fue publicado en el Diario Oficial de la Unión Europea el 1-2-12.

El ámbito de la cooperación incluye, principalmente, la seguridad nuclear, el suministro de material nuclear, la transferencia de tecnología, la transferencia de equipos y la protección contra las radiaciones, las salvaguardias y el uso de radioisótopos.

- **Acuerdo entre la Comunidad Europea de la Energía Atómica y la Organización para el desarrollo energético de la Península Coreana (KEDO).**

KEDO (Korean Energy Development Organization) fue creada en 1995 para implementar un acuerdo (llamado «acuerdo marco» o de «pautas convenidas») entre los EEUU y la República Popular Democrática de Corea (DPRK), relativo a la financiación de tres proyectos en Corea del Norte, a cambio de paralizar su programa nuclear de reprocesamiento de Pu y su reactor de grafito. Este acuerdo implicaba:

- La construcción de 2 reactores de agua ligera en la zona de Kimbho.
- El suministro de fuel hasta la entrada en operación de las centrales.

- Otras medidas de asistencia y cooperación.

Con objeto de poder financiar el acuerdo marco entre EEUU y el Gobierno de Corea del Norte, el 9-3-95 los EEUU, el Gobierno de Japón y el Gobierno de Corea del Sur firmaron formalmente el acuerdo por el que se constituyó KEDO. Las partes acordaron establecer la Secretaría de KEDO en Nueva York, formando parte del Executive Board de la Organización, EEUU, Japón, Corea del Sur y EURATOM.

No obstante, a raíz de los reiterados incumplimientos de los compromisos de no proliferación por parte de Corea del Norte, el Executive Board decidió poner fin a las actividades operativas de KEDO, pero no a la organización en sí, que se transformó en lo que vino a denominar un «KEDO light», es decir, una organización «casi vacía» (denominada «empty shell») cuya única infraestructura fuera una secretaría con un personal de 1 persona financiado con los activos restantes de KEDO cuya misión fuera servir de punto de contacto para las relaciones con la DPRK, con los bancos que financiaron los proyectos y actuar de coordinadora de los miembros del Executive Board.

Abandonada su misión original, KEDO persigue, en la actualidad, salvaguardar los intereses financieros de sus miembros, pues, en principio, tendría derecho a percibir el beneficio sobrante de la venta de los activos ya adquiridos por Kepco, el principal contratista, para los reactores nucleares. Por otro lado, KEDO viene reclamando a la DPRK unos 1,89 billones de dólares por daños y perjuicios que, de desaparecer KEDO como organización, no se podrían cobrar.

EURATOM forma parte de KEDO y de su Executive Board desde 1997. No obstante, la Decisión del Con-



sejo de la UE para la continuidad en KEDO expiraba en mayo de 2012, por lo que la Comisión presentó al Consejo, el 22-3-12, una Recomendación de Decisión del Consejo por la que se autoriza a la Comisión a negociar la renovación del Acuerdo EURATOM KEDO. El Consejo emitió esas directrices el 2-5-12, en base a las cuales, la Comisión negoció un acuerdo basado en los siguientes puntos:

- El acuerdo entrará en vigor a partir de 1-6-12 hasta 31-5-13. Se renovará de forma automática por duración de 1 año excepto si una parte notifica algo en contra. El presente acuerdo no se renovará después de 31-5-15.
- No requerirá contribuciones adicionales por parte de EURATOM.
- Las actividades de KEDO estarán limitadas a velar por los intereses financieros de sus miembros.
- El resto de los miembros del Executive Board continúen en él.
- Siga siendo aplicable el acuerdo EURATOM-KEDO en lo que respecta a no responsabilidad financiera e institucional.
- EURATOM pueda seguir participando del Executive Board.
- **Conclusiones del Consejo hacia un suministro seguro de Radioisótopos para uso médico en la UE³**

³ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/radiation_protection/medical/radioisotopes_en.htm

Los radioisótopos son sustancias radiactivas utilizadas para dos fines médicos: el radiodiagnóstico (90% de su uso médico) y la radioterapia (10%). El principal radioisótopo para diagnóstico es el Tecnecio99, un isótopo «casi ideal» para la realización de pruebas sobre los pacientes por la calidad de la imagen y porque el paciente, al terminar la prueba, puede marchar a casa. Por otro lado, los isótopos usados en terapia son, bien de administración interna (por medio de inyección o por braquiterapia) como el Lutecio177 o el Holmio166, bien por irradiación externa (fuente de Cobalto60). La mayor parte de los isótopos para diagnóstico proceden de reactores de investigación (el Tc99 procede del Molibdeno99, que es el que se extrae del reactor), así como todos los isótopos para terapia (Co60, Lu177, Ho166, etc.

Entre el 92 y el 95% del total de radioisótopos se produce en cinco reactores en el mundo, situados en: Holanda, Bélgica, Francia, Sudáfrica y Canadá. Todos ellos están entre los 42 y los 52 años, por lo que las paradas, bien por mantenimiento, bien por fallo, se han incrementado en los últimos tiempos. Cuando coinciden varios de ellos en parada, existe el riesgo de que se produzcan perturbaciones en el suministro a nivel mundial, retrasando pruebas y terapia a millones de personas en el mundo.

Desde hace años distintas organismos internacionales relacionadas con el ámbito de la energía nuclear (OIEA, NEA-OCDE, EURATOM) han tomado conciencia de la importancia y repercusión del problema de suministro de estos radioisótopos y tratan de abordar el problema desde distintos frentes (posibilidad de suministro alternativo de otros isótopos, posibilidad de reconvertir algunos reacto-

res de investigación, mayor coordinación entre los productores, mejor planificación en hospitales, eliminar barreras al transporte, etc.).

Otro problema añadido es que los principales reactores productores de radioisótopos utilizan blancos de uranio altamente enriquecido (Highly Enriched Uranium–HEU) como combustible para la producción de Mo99. Dicho uranio se trata de un material fácilmente derivable hacia usos no pacíficos, por lo que habrán de ser reconvertidos para utilizar, en su lugar, uranio de bajo enriquecimiento (Low Enriched Uranium–LEU).

Por ello, mediante estas Conclusiones, el Consejo ha invitado a la Comisión, a que presente una propuesta de instrumento que provea apoyo comunitario a la conversión de blancos de HEU a LEU, teniendo en cuenta que cualquier asistencia prestada con cargo a ese instrumento debería estar dedicada a apoyar el uso de la instalación para fines médicos, a contribuir al suministro seguro de radioisótopos para uso médico y a identificar las necesidades reales de investigación en el suministro seguro de dichos radioisótopos, que podría ser apoyado por el Programa Marco de I+D de EURATOM.

Por otro lado, el Observatorio Europeo de Radioisótopos para uso médico, creado a raíz de las Conclusiones del Consejo, de 6–12–10, ha comenzado su actividad y ha adoptado, en 2012, su «Declaración de misión», donde se incluyen los siguientes objetivos:

- Apoyar el suministro seguro de Mo99/Tc99 a medio y largo plazo en la UE, teniendo en cuenta las necesidades y capacidades de suministro mundiales.
 - Asegurar la visibilidad política a alto nivel en organismos, instituciones y cuerpos nacionales e internacionales del problema del suministro seguro de radioisótopos.
 - Promover la creación de una estructura económica sostenible de la cadena de suministro de Mo99/Tc99, mediante la implementación de la metodología de recuperación completa de costes desarrollada por el Grupo de Alto Nivel de la NEA-OCDE que también ha abordado esta cuestión.
 - Revisar periódicamente la cadena de suministro y las capacidades con todos los «stakeholders» dentro de la UE.
- Adicionalmente, se destaca la creación de los siguientes 4 grupos de trabajo que reporten a su Comité de Dirección:
- Planificación de reactores productores de Mo99 y monitorización global a corto, medio y largo plazo.
 - Mecanismo de recuperación de costes para la UE.
 - Gestión de la conversión de HEU a LEU para radioisótopos para uso médico.
 - Desarrollo de infraestructura y capacidad de la cadena de suministro de Mo99/Tc99.

Normativa comunitaria en elaboración

- **Propuesta de Directiva del Consejo por la que se establecen las normas de seguridad básicas**



para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes

La propuesta de Directiva fue presentada por la Comisión al Consejo de la UE en octubre de 2011 y recogerá, en un único texto refundido, aspectos que actualmente vienen siendo regulados por las siguientes Directivas:

- Directiva 89/618/EURATOM, sobre información al público en general acerca de medidas de protección de la salud que han de ser aplicadas y pasos a seguir en caso de emergencia radiológica.
- Directiva 90/641/EURATOM, relativa a la protección operacional de los trabajadores exteriores con riesgo de exposición a radiaciones ionizantes por intervención en zona controlada.
- Directiva 96/29/EURATOM, por el que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y de la población contra los riesgos que se derivan de las radiaciones ionizantes.
- Directiva 97/43/EURATOM, relativa a la protección de la salud frente a los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes en exposiciones médicas.
- Directiva 2003/122/EURATOM, sobre el control de las fuentes radiactivas selladas de actividad elevada y de las fuentes huérfanas.

El proyecto de Directiva, que está siendo discutido en el Grupo de Cuestiones Atómicas de la UE, establece las normas básicas de seguridad aplica-

bles a la protección sanitaria de los trabajadores, la población, los pacientes y otras personas sometidas a exposición médica frente a los riesgos derivados de las radiaciones ionizantes para su aplicación en todos los Estados miembros.

Recoge, igualmente, requisitos de control de la seguridad y la protección de las fuentes radiactivas, así como de suministro de información adecuada en situaciones de exposición de emergencia.

Asimismo, incorpora requisitos para evitar la exposición de los trabajadores y la población a radiaciones ionizantes producto de las fuentes huérfanas y de un control inadecuado de las fuentes radiactivas selladas de actividad elevada, y para armonizar los controles existentes en los Estados miembros mediante la definición de requisitos específicos que garanticen que las fuentes permanezcan controladas.

Por último define, a nivel comunitario, objetivos comunes relativos a las medidas y procedimientos de información a la población tendentes a reforzar la protección sanitaria operativa ofrecida en caso de emergencia.

Se espera alcanzar un texto de consenso a lo largo del 2013, dada la complejidad y el alcance de las materias reguladas.

- **Nueva propuesta de Directiva de Seguridad Nuclear.**

Habitualmente, se ha venido considerando como «pilares» de la normativa nuclear tres: la protección

radiológica, la seguridad nuclear y la gestión de los residuos radiactivos y el combustible gastado.

Hasta hace relativamente poco, la normativa comunitaria únicamente cubría la protección radiológica, mediante la Directiva 96/29/EURATOM (actualmente en proceso de revisión). La adopción, en 2009, de la Directiva 2009/71/EURATOM del Consejo, sobre seguridad nuclear y, en 2011, de la Directiva 2011/70/EURATOM del Consejo, sobre gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, han venido a completar el marco comunitario en materia de legislación nuclear.

No obstante, tras el accidente de Fukushima, la Comisión Europea recibió el mandato del Consejo Europeo celebrado en marzo de 2011 de revisar el marco legal y regulatorio en materia de seguridad de las instalaciones nucleares. Igualmente el Parlamento Europeo afirmó, en la Resolución de 2011 sobre prioridades en infraestructura energética para 2020, que «las futuras iniciativas legislativas para establecer un marco común sobre seguridad nuclear serán esenciales para la mejora continua de los estándares de seguridad en Europa» y, en su Resolución de 2011 sobre el Programa de trabajo de la Comisión para 2012 llamó a la Comisión a «una revisión urgente de la directiva de seguridad nuclear con vistas a su fortalecimiento, teniendo en cuenta los resultados de los stress test».

En respuesta al mandato del Consejo, la Comisión inició, a finales de 2011, un proceso de análisis para identificar potenciales áreas de mejora. Adicionalmente, a finales de 2011, abrió un proceso

de consulta pública on-line permitiendo al público pronunciarse sobre las posibles áreas de refuerzo del marco comunitario de seguridad nuclear.

Resultado de este proceso, la Comisión destacó, en su Comunicación de 2012 sobre los stress tests, distintas posibles áreas comunitarias de mejora en el marco normativo y en los procedimientos de seguridad, en el papel y los medios de las autoridades reguladoras, en la apertura y la transparencia, o en el control y la verificación, que serán incorporadas, previsiblemente, al texto de la nueva Directiva.

Como en ocasiones anteriores, el texto deberá ser presentado ante el Grupo de expertos del artículo 31 EURATOM y ante ENSREG (European Nuclear Safety Regulator Group) previamente a los debates en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo, por lo que se espera que la Comisión lo presente al Consejo a lo largo del 2013.

- **Acuerdo entre EURATOM y el Gobierno de la República de Sudáfrica sobre usos pacíficos de la energía nuclear.**

A finales de 2010, el Consejo de la UE adoptó un mandato de negociación, con las directrices necesarias para que la Comisión negociara un Acuerdo EURATOM-Sudáfrica sobre los usos pacíficos de la energía nuclear. Dichas negociaciones comenzaron en el 2011 y se prolongaron durante el primer semestre de 2012, hasta alcanzar un texto de consenso que fue adoptado por el Consejo de la UE en junio. No obstante, queda pendiente la firma del mismo que se espera tenga lugar durante el 2013.



El Acuerdo 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 alcance de la cooperación abarca principalmente investigación y desarrollo en energía nuclear (incluyendo fusión nuclear), uso de materiales y tecnologías nucleares (incluyendo aplicaciones en salud y agricultura), transferencias de material y equipo nuclear, seguridad nuclear, gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, desmantelamiento, protección radiológica, preparación ante emergencias, y salvaguardias, entre otras posibles áreas de actuación.

Adicionalmente a la transferencia de equipos y material nuclear, la transferencia de tecnología estará sometida al Acuerdo sólo en el caso de aquellos EEMM que así lo soliciten por escrito a la Comisión.

- **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.

La importancia del Acuerdo obedece fundamentalmente a razones comerciales. Canadá es uno de los principales proveedores de uranio natural de EURATOM. Asimismo, Canadá ocupa un puesto preponderante en los sectores de la investigación y la tecnología nuclear, y exporta sistemas de reactores completos. 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.

Por la parte europea, el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo de la UE comenzó a discutir el nuevo mandato de negociación durante las presidencias francesa y checa (2008 y 2009), con objeto de establecer las directrices que la Comisión debería seguir en la negociación del acuerdo. En junio de 2009, bajo presidencia checa, se llegó a un acuerdo de mandato, 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. El ámbito de la cooperación abarca, principalmente, la seguridad nuclear, el suministro de materiales nucleares, la transferencia de tecnología, la transferencia de equipos y la transferencia de tritio y de equipo relacionado con el tritio. Aunque las negociaciones se encuentran muy avanzadas, aún no se ha llegado a un acuerdo acerca de las transferencias de tecnología, por lo que se espera este se alcance a lo largo de 2013.

- **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 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 europea, 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 que dichas centrales cesen su actividad.

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

- **Mandato de directrices del Consejo a la Comisión para un Acuerdo de Cooperación Corea del Sur EURATOM sobre los usos pacíficos de la energía nuclear.**

La Comisión europea recibió una petición formal del Gobierno de Corea del Sur para la elaboración de un acuerdo de cooperación en el campo de la energía nuclear, por lo que comenzará a elaborar una propuesta de mandato que presentará al Consejo para su adopción, previsiblemente, a lo largo del 2013.

- **Posible Memorandum of Understanding (MoU) entre la EURATOM y el OIEA.**

Sobre la base del artículo 199 del Tratado EURATOM, la Comisión informó de los contactos establecidos con el OIEA en base al artículo 199 del Tratado EURATOM, que permite a la Comisión establecer relaciones adecuadas con los órganos de las Naciones Unidas. Dentro del alcance del posible MoU, aún por concretar, podría incluirse la cooperación financiera de la UE a través del Instrumento de Cooperación en materia de seguridad nuclear, los contratos para la realización de misiones internacionales del OIEA o la participación de esta organización internacional en el Hori-



zonte 2020, entre otras. La Comisión podría comenzar a trabajar en este MoU a partir de 2013, aún a sabiendas de que algunos EEMM no ven claro que el artículo 199 dé cobertura a la firma de este tipo de acuerdos, en lo referente a seguridad nuclear tecnológica.

- **Propuesta de Directiva del Consejo por la que se establecen requisitos para la protección sanitaria de la población con respecto a las sustancias radiactivas en las aguas destinadas al consumo humano.**

En esta propuesta se fijan valores paramétricos, frecuencias y métodos de control de las sustancias radiactivas en las aguas destinadas al consumo humano.

El Consejo acordó un texto de consenso a finales de 2011, quedando pendiente de conocer la opinión del Parlamento Europeo (que finalmente llegó en marzo de 2013) y de incorporar algunos aspectos técnicos apuntados por la Comisión referidos al agua embotellada, y que deberán ser ratificados, de nuevo, en el Consejo, por lo que se espera su adopción a lo largo de 2013.

- **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 EURA-

TOM 3954/87, 944/89 y 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.

No obstante, la Comisión solicitó posponer las discusiones en el Grupo de Cuestiones Atómicas para proceder a un análisis en detalle de las competencias del Consejo y de la Comisión, que podrían ser incluidas como un considerando, por lo que esta propuesta aún no ha sido adoptada por el Consejo de la UE. La Comisión no se ha pronunciado respecto de si tiene intención o no de presentar la propuesta a lo largo de 2013.

- **Propuesta de Reglamento del Consejo de apoyo de la Unión a los programas de asistencia al desmantelamiento en Bulgaria, Lituania y Eslovaquia.**

En los protocolos adjuntos a las actas de adhesión de Lituania y la República Eslovaca a la UE y en el Tratado de Adhesión de la República de Bulgaria se contemplaba, como compensación al compromiso de cierre de los reactores de primera generación de Ignalina, Bohunice y Kozloduy, la asistencia financiera a su desmantelamiento.

Dicha asistencia, se ha venido prestando, hasta la fecha, con cargo a distintos Reglamentos bajo las Perspectivas Económicas 2007–2013, y dado que los trabajos en estas plantas están lejos de terminarse, es necesaria una nueva propuesta de Reglamento.

En la actualidad, hay dos propuestas en debate en el Grupo de Cuestiones Atómicas: el Reglamento de asistencia al desmantelamiento en Lituania y el Reglamento de asistencia al desmantelamiento de Bulgaria y Eslovaquia, dada su diferente base legal. Los textos actuales contemplan una asistencia de 230 M€ para Lituania y de 208 y 115 para Bulgaria y Eslovaquia, respectivamente, para el periodo 2014–2020. Tal asistencia podría estar supeditada al cumplimiento de condiciones previas por parte de dichos países, como el respeto del acervo comunitario en materia de seguridad nuclear o el compromiso económico de estos países con el desmantelamiento de estas plantas. No obstante, la asistencia propuesta podrá variar en función de las Perspectivas Financieras para dicho periodo, estándose a la espera, en la actualidad, de la opinión del Parlamento Europeo.

- **Propuesta de Reglamento (EURATOM) del Consejo estableciendo un Instrumento de Cooperación en materia de seguridad nuclear.**

Esta propuesta de Reglamento permitirá continuar con la asistencia prestada a terceros países en materia de seguridad nuclear mediante el vigente Reglamento 300/2007 del Consejo, de 19 de febrero, al que sustituirá a partir de 2014. El

Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo viene debatiendo los aspectos más técnicos de la propuesta, mientras que los Grupos Financieros y de Relaciones Exteriores de la UE han negociado las cuestiones financieras.

Está previsto que el Instrumento continúe prestando asistencia en materias de seguridad nuclear, protección radiológica, salvaguardias, gestión de residuos radiactivos, desmantelamiento y remediación de antiguos emplazamientos nucleares. Previsiblemente, se incrementará notablemente la asistencia a los organismos reguladores, mientras que se reducirá hasta casos excepcionales la asistencia a los operadores de instalaciones. Cabe destacar también el previsible incremento en la cooperación con el OIEA y los programas regionales.

A pesar de que el Instrumento permite la asistencia a cualquier país, se dará mayor prioridad a los países cercanos o vecinos a la UE, favoreciendo un enfoque por región en el caso de países más alejados. Asimismo, y para evitar problemas acaecidos en el pasado, se requerirá una solicitud formal por escrito del país beneficiario a la Comisión, comprometiéndose con la asistencia demandada, y se valorará positivamente, a la hora de priorizar, la celebración de misiones IRRS (Integrated Regulatory Review Service) u OSART (Operational Safety Review Team) del OIEA.

Aunque la asistencia prevista en un principio se estima en unos 630 M€ para el periodo 2014 a 2020, la cifra final queda pendiente de las Perspectivas Financieras 2014–2020 que finalmente se adopten.



- **Propuesta de Reglamento del Consejo estableciendo un sistema comunitario de registro de transportistas de material radiactivo.**

A finales de 2011 se presentó en el Grupo de Cuestiones Atómicas del Consejo esta propuesta de Reglamento, que trata de dar respuesta a los diferentes requisitos exigidos por cada Estado miembro en lo que a transportes de material radiactivo se refiere. La Directiva 96/29/EURATOM del Consejo, por la que se establecen normas básicas relativas a la protección sanitaria de los trabajadores y la población contra los riesgos que resultan de las radiaciones ionizantes no homogeneizaba tales requisitos, pues aunque obligaba a que la práctica del transporte estuviera sometida a declaración a las autoridades, dejaba abierta la puerta a que cada Estado miembro pudiera exigir una autorización previa para la realización de transportes, permitiendo, en la práctica, requisitos diferentes según EEMM.

Aunque la propuesta original limitaba el Reglamento a la creación de un Registro de transportistas de material radiactivo a nivel europeo, las discusiones en el seno del grupo han ido modificando el texto para dar cabida a algunos requisitos más directamente relacionados con la seguridad nuclear que lo asemejan más a un sistema de licenciamiento que a un sistema de registro sin que, en la actualidad, haya amplio consenso al respecto.

No obstante, la propuesta se encuentra estancada a raíz de un informe de los Servicios Jurídicos del Consejo que cuestionan su base jurídica, por lo que no es previsible su adopción en el corto plazo.

4.9 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» al 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 complementó en abril de 2004 con la entrada en vigor de un Protocolo Adicional que amplía el ámbito de aplicación de las salvaguardias, que otorga a los inspectores del OIEA derechos de acceso adicionales 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». 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 lo ha constituido el hecho de que, para satisfacer los objetivos que se ha fijado el OIEA, resulta imprescindible introducir el factor «sorpresa» en, al menos, una par-

te de las actividades de inspección de las que se venían llevando a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores.

Desde el 1-1-10, en España y en todos los Estados de la UE se vienen aplicando las salvaguardias integradas. Su implementación durante estos primeros años se ha desarrollado satisfactoriamente, llevándose a cabo las actividades según lo previsto.

El siguiente paso que pretende el OIEA llevar a cabo en la implementación de las salvaguardias nucleares es lo que denomina «State Level Concept», que requiere una cooperación continua y estrecha entre el Sistema de Salvaguardias de EURATOM y el del OIEA. A mediados de 2011 se lanzó una iniciativa conjunta entre ambos organismos, para reflexionar sobre los mecanismos de cooperación existentes entre el OIEA y la Comisión Europea e identificar posibles medidas que refuercen dicha cooperación en el futuro. Existe un acuerdo mutuo sobre la necesidad de aprovechar al máximo el marco jurídico vigente, y tener debidamente en cuenta la eficacia del Sistema Comunitario de salvaguardias. Una mayor utilización por parte del OIEA de los resultados de la Comisión podría contribuir significativamente a una mayor eficacia de las salvaguardias y la no proliferación a nivel internacional, así como al uso más eficiente de los recursos en ambos lados.

A finales de 2012, había en España 14 instalaciones sometidas a salvaguardias del OIEA, entre las que se incluyen los 8 reactores nucleares en operación, un reactor en desmantelamiento, las instalaciones de almacenamiento de combustible gastado en los emplazamientos de las centrales (ATIs), la fábrica



de elementos combustibles en Juzbado, la instalación de almacenamiento de residuos radiactivos de media y baja actividad de «El Cabril», y la instalación del CIEMAT en Madrid. Estas instalaciones fueron sometidas a un total de 29 inspecciones del Organismo que incluyen, entre otras, las inspecciones efectuadas en las recargas de combustible en las centrales nucleares.

4.10 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 2012.

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 MINETUR 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).

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, 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, Gestión de Residuos Radiactivos y Desmantelamiento, y Transparencia.

Las actividades de ENSREG durante el año 2012 han estado influenciadas, como el año precedente, por el accidente de la central nuclear de Fukushima–Daichii en Japón, así como por la aprobación, en los últimos años, de la Directiva 2009/71/EURATOM del Consejo, sobre seguridad nuclear y de la Directiva 2011/70/EURATOM del Consejo, sobre gestión de residuos radiactivos y combustible gastado. Durante 2012, ENSREG ha colaborado en la definición y organización del proceso de revisión inter pares al que se sometieron las centrales como continuación de las pruebas de resistencia efectuadas en 2011, así como en la definición del contenido y estructura de los Planes de Acción nacionales, que fueron presentados por cada país antes de final de año.

En abril de 2012, ENSREG publicó un informe resumen sobre el proceso de revisión inter pares, que fue presentado en junio al Consejo Europeo. En dicho informe se presentaban las conclusiones finales y recomendaciones a nivel europeo, así como 17 informes nacionales con conclusiones y recomendaciones específicas para cada país. Dicho informe se completó con una compilación de recomendaciones y sugerencias.

Asimismo, en agosto, ENSREG adoptó su propio Plan de Acción, destinado al seguimiento de la implantación de las recomendaciones efectuadas en el citado proceso de revisión, al objeto de asegurar que dicho proceso concluye con mejoras en la seguridad de las centrales nucleares europeas.

A continuación se resumen otras actividades llevadas a cabo por el grupo en este último año.

– En el campo de la seguridad nuclear:

ENSREG ha intervenido en la preparación del taller sobre los Planes de Acción Nacionales que se ha celebrado en abril de 2013 en Bruselas, mediante la definición de sus «Términos de referencia». El taller se centró en la revisión del contenido y estado de implantación de los diferentes Planes de Acción Nacionales aprobados por cada organismo regulador y en él participaron 64 expertos de los EEMM, la Comisión Europea, Suiza y Ucrania, así como 6 observadores procedentes de Armenia, Canadá, Taiwán y el OIEA.

Asimismo, en 2012 se finalizó la elaboración de las Guías para los informes que los EEMM deben pre-

sentar cada tres años referidos a la aplicación de la Directiva 2009/71/EURATOM, por la que se establece un marco comunitario en seguridad nuclear. También ha intervenido en la revisión de la planificación de las misiones IRRS (Servicio Integral de Revisión de la Situación Reguladora) para los años 2012 y 2013.

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

Una vez adoptada la Directiva 2011/70/EURATOM, por la que se establece un marco comunitario para la gestión del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos, ENSREG ha venido trabajando, como lo ha hecho en relación a la Directiva de seguridad nuclear, 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 misma, así como en el desarrollo de autoevaluaciones y revisiones inter pares exigidas por ésta.

– En el campo de la transparencia:

ENSREG ha intervenido, a través del Grupo de trabajo de transparencia, en la mejora de la comunicación al público durante el proceso de los «stress tests» y posterior «peer reviews», especialmente mediante la organización de dos reuniones celebradas en Bruselas en enero y mayo de 2012 y la puesta a disposición de información en su página web⁴, donde se ha habilitado un espacio dedicado a los «stress tests».

⁴ <http://www.ensreg.eu>



- 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 siete reuniones plenarias, la última de las cuales tuvo lugar en Bratislava, los días 14 y 15 de mayo de 2012.

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:

- El Grupo de Oportunidades ha venido trabajando, desde el 2010, en un análisis DAFO (Debilidades, Amenazas, Fortalezas y Oportunidades) en profundidad sobre la energía nuclear, así como en un «roadmap» con posibles alternativas que hicieran viable la aceptación de diseño de reactor europeo, sobre la idea de que un diseño de reactor no tendría por qué ser revisado de forma independiente por cada regulador europeo. En 2012 presentó un informe descriptivo de los diferentes sistemas de licenciamiento exigidos por cada regulador europeo.
- Referente a Riesgos, cabe destacar el desarrollo de una guía⁵ para el establecimiento de programas nacionales de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado conforme a los requisitos exigidos por la Directiva 2011/70/EURATOM sobre la gestión responsable y segura de residuos radiactivos y combustible gastado (inventario nacional, planes y proyectos, soluciones técnicas, hitos, evaluación de costes y financiación, política de transparencia...), así como la elaboración de un documento guía para su notificación a la Comisión. Es mencionable la elaboración de un documento de revisión y posibles mejoras del marco regulador en seguridad nuclear existente en EURATOM, teniendo en cuenta los resultados de los stress tests y las posteriores revisiones inter pares, así como las recomendaciones de la Comisión. Este Grupo de trabajo también centró sus esfuerzos en lo referente a formación y capacitación de recursos humanos en materia nuclear, impulsando, a finales de 2011, EHRO-N (European Human Resources Observatory for the Nuclear Energy Sector) como un instrumento de la Comisión para analizar a corto, medio y largo plazo las necesidades y recursos humanos de los diferentes «stakeholders» del mundo nuclear. Adicionalmente, y tras el seminario organizado en 2011 sobre control de exportaciones de uso dual, está previsto que se organice otro seminario de seguimiento durante 2013.
- Por último, en el ámbito de la Transparencia, ENEF ha venido realizando un análisis de la transparencia mostrada en distintos procesos

⁵ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/forum/risks/doc/waste_disposal/docs/napro_guide_web.pdf



como los stress tests, la comunicación de crisis, el debate «Low Carbon» en el ámbito del Roadmap Energía 2050 o la visibilidad pública del propio ENEF.

- 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 2011 (aún no se encuentra disponible el correspondiente a 2012), 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, es público y se encuentra disponible en la página web de la Agencia⁶.

- Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear.

Desde 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 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.

A continuación se recoge la participación española en proyectos con cargo a este instrumento:

- Por lo que se refiere a la cooperación española en proyectos de apoyo a los reguladores, cabe destacar la activa participación española del Consejo de Seguridad Nuclear en países como Egipto, Jordania, o Brasil, asistido en algunos casos por empresas como Empresarios Agrupados.
- En cuanto a la cooperación con Brasil, la empresa Tecnatom, en consorcio con una empresa austriaca, consiguió la adjudicación de un proyecto de evaluación de seguridad para la central nuclear de Angra 1, por un importe de unos 730.000 € y una

⁶ <http://ec.europa.eu/euratom/ar/ar2011.pdf>



duración estimada de dos años. Iberdrola Ingeniería consiguió un contrato estimado en unos 665.000 €, consistente en la introducción de mejoras en la seguridad de la central de Angra 2, debido a la obsolescencia de algunos de sus sistemas.

- En Méjico, ENRESA, en consorcio con Empresarios Agrupados, Iberdrola Ingeniería e Initec (amén de otros socios europeos) ha sido adjudicataria de un proyecto que tiene por objeto asistir al Gobierno en la elaboración de una estrategia de gestión de los residuos radiactivos y del combustible gastado. El proyecto cuenta con un presupuesto de 1,2 M€ y una duración estimada de tres años.
- En Ucrania, el consorcio formado por Iberdrola Ingeniería e Iberdrola Generación consiguió, a finales de 2011, un contrato para mejorar la cultura de seguridad de las plantas ucranianas, por un importe de 800.000 €. Adicionalmente ENRESA participa, como socio, en un proyecto adjudicado, por valor de 500.000 €, a un consorcio liderado por DBE, para la definición de criterios genéricos de aceptación y requisitos para la caracterización de residuos. Cabe destacar, también, la adjudicación, en junio de 2012, a un Consorcio de Iberdrola Ingeniería con Scan Power y Algiz, de un contrato para la implementación de una metodología de adaptación de Análisis Probabilístico de Seguridad a las Plantas Ucranianas.
- Comité sobre Fondos de Desmantelamiento (DFG).

En 2005 la Comisión Europea constituyó un Grupo Asesor de Expertos sobre Fondos de Desmantela-

miento, 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, cuyo borrador fue elaborado durante los años 2011 y 2012 y su publicación, que está a disposición del público en la página web de la Comisión⁷, se produjo a comienzos de 2013.

- Cuarta Reunión de revisión de la Convención Conjunta sobre la Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre la Seguridad en la Gestión de los Residuos Radiactivos (en adelante la Convención Conjunta)

La Convención Conjunta entró en vigor, para Euratom, el 2 de enero de 2006 y, por tanto, para dar cumplimiento a lo establecido por dicha Con-

⁷ http://ec.europa.eu/energy/nuclear/decommissioning/decommissioning_en.htm

vención, presentó su informe⁸ de implementación de obligaciones en la 4ª reunión de revisión de las Partes Contratantes, que tuvo lugar en Viena, en la sede del OIEA, del 14 al 23 de mayo de 2012. (Más información sobre esta Convención y el mecanismo de revisión en este mismo informe, bajo el epígrafe del OIEA, donde se detalla, además, la participación española en esta reunión de revisión).

- Reunión Extraordinaria de las Partes Contratantes de la Convención sobre Seguridad Nuclear.

Euratom, como Parte Contratante de la Convención sobre Seguridad Nuclear, presentó su informe⁹ a la 2ª reunión extraordinaria de las Partes Contratantes de la Convención, que tuvo lugar en Viena, en la sede del OIEA, del 27 al 31 de agosto de 2012. (Información adicional acerca de esta reunión puede encontrarse, con más detalle, en este mismo informe bajo la sección correspondiente al OIEA).

Por otra parte, y como continuación de los trabajos emprendidos en esta reunión extraordinaria, las Partes acordaron la creación de un Grupo de trabajo con objeto de fortalecer la Convención y realizar propuestas para enmendarla, si fuera necesario, tomando como punto de partida las propuestas discutidas en la reunión extraordinaria

así como las propuestas de enmienda de la Convención realizadas por la Federación Rusa y por Suiza.

La Comisión participará de las actividades y discusiones de este grupo en nombre de Euratom, en relación con aquellos asuntos que entren dentro del ámbito de su competencia o competencias compartidas con los EEMM, siguiendo las directrices establecidas por el mandato de negociación acordado por el Consejo de la UE.

Dichas directrices permiten a la Comisión mejorar las guías procedimentales de la Convención a través de enmiendas que animen a las Partes a informar sobre todos los tipos de reactores presentes en su territorio; a tener en cuenta los Estándares de Seguridad del OIEA más actualizados; a asegurar una preparación y respuesta efectiva y coherente en caso de emergencia; a través de enmiendas que garanticen la separación funcional efectiva de su organismo regulador, así como su independencia en la toma de decisiones reguladoras, a través de una mayor apertura y transparencia de todos los «stakeholders», o a través de medidas que animen a las Partes al uso de misiones de revisión inter pares.

Por lo que se refiere a las enmiendas planteadas por la Federación Rusa o por Suiza, el mandato de negociación marca a la Comisión los siguientes puntos:

- Cualquier enmienda de la Convención deberá basarse en evidencias.
- La definición de «instalación nuclear» del artículo 20 se extenderá a otros reactores para

⁸ El informe EURATOM se encuentra a disposición del público en http://ec.europa.eu/energy/nuclear/waste_management/doc/20121023_euratom_report_joint_convention_radioactive_fuel.pdf

⁹ El informe EURATOM se encuentra a disposición del público en http://ec.europa.eu/energy/nuclear/safety/doc/20121114_euratom_report_cns_2thrm.pdf



uso civil, como los de investigación y los reactores móviles (excepto submarinos).

- Actualizar la Convención en línea con los últimos estándares del OIEA.
- Modificar el artículo 16 de la Convención referente a preparación de emergencias con objeto de asegurar una planificación de emergencias y unos sistemas de intercambio de información efectivos y coherentes.
- Mayor apertura y transparencia para todos los «stakeholders», por ejemplo, mediante la publicación por las Partes Contratantes de sus informes nacionales, de sus informes de revisiones inter pares y de sus resultados de seguimiento.
- Fortalecer el uso de los mecanismos de revisión inter pares.

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 30 países [casi todos los Estados de la OCDE, a excepción de Nueva Zelanda, y la mayor parte de los Estados miembros de la UE (Austria, Bélgica, Chequia, Dinamarca, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Luxemburgo, Holanda, Polonia, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia y Reino Unido)]. Desde el 1–1–13 Rusia se ha incorporado como nuevo país miembro de este organismo. La Comisión Europea también interviene en los trabajos de la Agencia, aunque no es miembro. Esta Agen-

cia cuenta con un presupuesto de 10,4 millones de euros, suplementado por las contribuciones voluntarias de algunos países.

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 proyectos 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.

Cabe indicar que, los días 9 y 10 de mayo de 2012, organizado por la NEA y el Consejo de Seguridad Nuclear, tuvo lugar en Madrid un «Seminario Internacional sobre comunicación en situaciones de crisis, que contó con la participación de presidentes y altos cargos de organismos reguladores y grupos de interesados (stakeholders) de 25 países, así como 7 organizaciones internacionales. El objetivo de este seminario fue el intercambio de buenas prácticas y la mejora de la comunicación en situaciones de crisis, tomando como punto de referencia las lecciones aprendidas del accidente de Fukushi-

ma, la identificación de los nuevos retos que se presentan para los organismos reguladores, en materia de comunicación, así como nuevas líneas en la comunicación en situaciones de crisis.

- Comité de Dirección.

Está formado por los representantes de los Estados miembros 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.

Entre las cuestiones principales analizadas por este Comité en 2012 están: la solicitud de incorporación como país miembro por parte de Rusia; los trabajos realizados por un Comité Asesor establecido para estudiar una nueva metodología para la determinación de las contribuciones de los países miembros al presupuesto de la Agencia (metodología que fue aprobada por el Consejo de la OCDE el 12 de diciembre de 2012); las principales líneas del Programa de Trabajo y del Presupuesto para 2013-2014; las actividades de la Agencia en relación con el accidente de Fukushima; y la presentación de los resultados de los distintos grupos de trabajo.

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

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 sumi-

nistro 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 2012 en la elaboración de distintas publicaciones. Destaca especialmente la publicación de la segunda edición del informe «Nuclear Energy Today», así como del estudio «The Economics of Long-Term Operation of Nuclear Power Plants», que evalúa los costes asociados de una ampliación de vida de las centrales nucleares en algunos países de la NEA, y detalla el conjunto de factores que influyen en la toma de decisión acerca de ampliar la vida de una central más allá de la vida para la que fue originalmente concebida. Asimismo, en el seno de este Comité se crearon varios grupos de expertos, relativos al impacto del cambio climático en las centrales nucleares, los costes de accidentes nucleares y los costes de desmantelamiento.

- 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 de 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. No se espera que estos Protocolos entren en vigor antes de finales de 2013.

En relación a estos Convenios, el Comité, en coordinación con el Comité de Protección Radiológica y Salud Pública de la NEA (CRPPH), está evaluando actualizar los criterios técnicos que permitan excluir a instalaciones en proceso de desmantelamiento de la aplicación de los citados Convenios, así como permitir la exclusión de dicha aplicación a instalaciones de almacenamiento de residuos de muy baja actividad, al objeto de evitar a los operadores de las mismas cargas desproporcionadas en comparación con el riesgo que suponen dichas instalaciones.

Asimismo, las Partes Contratantes del Convenio de París vienen considerando la posibilidad de modificar el Convenio para incluir las instalaciones de fusión (actualmente excluidas), en su ámbito de aplicación, al objeto de poder incluir a la futura instalación de fusión ITER, a construir en Francia.

Por otra parte, el Comité ha venido analizando los aspectos legales e impactos del accidente de Fukushima, especialmente en relación a la responsabilidad civil por daños nucleares. Este análisis se concretó en un exhaustivo informe sobre la materia, publicado en 2012, en el que no sólo se detalla el régimen de responsabilidad civil nipón y su legislación asociada, sino el conjunto de medidas adoptadas tanto por la autoridad nipona como por el operador de la central (TEPCO), para asegurar las indemnizaciones a las víctimas.

Finalmente, se ha constituido un nuevo grupo de expertos en el seno del Comité al objeto de revisar el procedimiento de asignación de jueces del «Tribunal Europeo de Energía Nuclear», al que compete la resolución de conflictos que pudieran surgir entre las Partes Contratantes de los Convenios de París o Bruselas en la aplicación de los Convenios.

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA-Naciones Unidas)

- Conferencia General.

En ella se reúnen todos los Estados miembros una vez al año, y se debate la línea de conducta y el programa del Organismo. Examina y aprueba, en su caso, el presupuesto y el informe anual de la Junta de Gobernadores. Examina las peticiones de ingreso en el Organismo, y puede decidir la suspensión de un Estado miembro en caso de violación persistente del Estatuto. Elige nuevos miembros de la Junta de Gobernadores para remplazar a aquellos cuyo mandato haya terminado y aprueba el nombramiento del Director General que

haya hecho la Junta de Gobernadores, cuando termina el mandato de aquel. También da su aprobación a los acuerdos que el Organismo pueda suscribir con otras organizaciones.

La Conferencia General de este año fue la 56ª y tuvo lugar del 17 al 22 de septiembre de 2012. En ella participaron unos 3.000 delegados de los 155 Estados miembros.

Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- Medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica y del transporte y de gestión de desechos.
- 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.
- 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.

Las resoluciones en relación con estos temas se pueden encontrar en la página web del OIEA¹⁰.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2011, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2013, de 343.015.230 €.

- 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. Por regla general se reúne cinco veces al año: marzo, junio, septiembre (antes y después de la Conferencia General) y noviembre.

Está compuesta por 35 miembros, de los que 13 son designados por la propia Junta, de acuerdo con el criterio de desarrollo alcanzado en tecnología nuclear, y 22 son elegidos por la Conferencia General, de acuerdo con el criterio de representación geográfica equitativa) con un mandato de dos años, eligiendo 11 cada año. España terminó su mandato en esta Junta en septiembre de 2010 y no le volverá a corresponder ser miembro de la misma hasta septiembre de 2014.

Para facilitar los trabajos de esta Junta, en su día se decidió crear dos Comités Permanentes: del Programa de Trabajo y Presupuesto, y de Asistencia y Cooperación Técnica, cuya composición coincide con la de la misma Junta. Asimismo, es importante desta-

¹⁰ <http://www.iaea.org/>



car que para facilitar la adopción de decisiones en la Junta de Gobernadores, ésta acuerda con frecuencia el establecimiento de Grupos de Trabajo de Composición Abierta ad-hoc de carácter informal.

- Celebración de la Cuarta Reunión de revisión de la Convención Conjunta sobre la Seguridad en la Gestión del Combustible Gastado y sobre la Seguridad en la Gestión de los Residuos Radiactivos (en adelante la Convención Conjunta)

La Convención Conjunta, de la que actualmente son Parte Contratante 62 Estados y EURATOM, entró en vigor, de forma general y para España, el 18 de junio de 2001. Desde entonces, las Partes Contratantes de la Convención se esfuerzan por contribuir a sus objetivos:

- i) Lograr y mantener en todo el mundo un alto grado de seguridad en la gestión del combustible gastado y de los desechos radiactivos mediante la mejora de las medidas nacionales y de la cooperación internacional, incluida, cuando proceda, la cooperación técnica relacionada con la seguridad;
- ii) Asegurar que en todas las etapas de la gestión del combustible gastado y de desechos radiactivos haya medidas eficaces contra los riesgos radiológicos potenciales a fin de proteger a las personas, a la sociedad y al medio ambiente de los efectos nocivos de la radiación ionizante, actualmente y en el futuro, de manera que se satisfagan las necesidades y aspiraciones de la generación presente sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras para satisfacer sus necesidades y aspiraciones;

- iii) Prevenir los accidentes con consecuencias radiológicas y mitigar sus consecuencias en caso de que se produjesen durante cualquier etapa de la gestión de combustible gastado o de desechos radiactivos.

El artículo 30 de la Convención Conjunta establece un mecanismo de revisión ínter pares respecto del cumplimiento de sus disposiciones, que se lleva a cabo por medio de reuniones de revisión cada 3 años con la participación de todas las Partes Contratantes. A tal efecto, las Partes deben elaborar previamente un informe nacional de cumplimiento y remitirlo al OIEA, que es el depositario de la Convención Conjunta y el que actúa como Secretaría de la misma. Igualmente el informe nacional es puesto a disposición de todas las Partes Contratantes. Cada Parte Contratante puede dirigir preguntas por escrito sobre los informes nacionales de las otras Partes, y éstas deben responderlas con carácter previo a la reunión de Revisión. En dicha reunión, las Partes Contratantes llevan a cabo una presentación de su informe nacional ante las otras Partes, respondiendo a las preguntas que se susciten y participando del debate y el diálogo entre las mismas. Al término de la presentación nacional se debate el informe elaborado por un relator en el que se destacan las novedades nacionales más importantes ocurridas en materia de la gestión de residuos radiactivos y combustible gastado desde la última reunión de revisión, así como las buenas prácticas que merecen ser destacadas o los retos que, en opinión del relator, del propio país y del resto de las Partes, deben ser acometidas en el futuro.

A tales efectos, entre el 14 y el 23 de mayo de 2012 tuvo lugar la cuarta reunión de revisión, con la par-

ticipación de 54 Partes Contratantes, para la que España elaboró, siguiendo la práctica de ocasiones anteriores, un informe nacional que fue remitido a la Secretaría de la Convención en octubre de 2011, y que se encuentra a disposición del público en la página web del MINETUR²¹. Este cuarto informe fue elaborado, de forma coordinada por la Dirección General de Política Energética y Minas, el CSN, ENRESA y el sector eléctrico (UNESA).

La Delegación española destacó, durante su presentación, las principales actuaciones acometidas desde la última reunión de Revisión, dando respuesta a los retos que le fueron planteados a España durante la misma y las principales acciones planificadas.

La exposición comenzó exponiendo la política de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, el proceso de selección de emplazamiento del Almacén Temporal Centralizado (ATC), el sistema de financiación de las actividades del VI Plan General de Residuos Radiactivos, el estado de las actividades de desmantelamiento de instalaciones, el marco legislativo y reglamentario, y el marco institucional.

En lo referente a la seguridad en la gestión de los residuos de baja y media actividad y desmantelamiento, se hizo referencia, entre otros temas, al desarrollo de un marco reglamentario para la desclasificación de residuos radiactivos (Instrucción 31 del CSN), los criterios de aceptación de residuos radiactivos en las instalaciones de El Cabril o la implemen-

tación práctica en España del Código de Conducta sobre la seguridad de las fuentes radiactivas.

Con respecto a la seguridad en la gestión de los residuos radiactivos de alta actividad y del combustible gastado, la exposición se centró en la adopción de tres nuevas Instrucciones del CSN (Requisitos de Seguridad para contenedores de almacenamiento en seco de combustible gastado IS 20, Requisitos básicos de Seguridad aplicables a instalaciones nucleares IS 26 y Criterios de seguridad para las instalaciones de almacenamiento temporal de combustible gastado y residuos radiactivos de alta actividad IS 29).

- Reunión Extraordinaria de las Partes Contratantes de la Convención sobre Seguridad Nuclear

La Convención sobre Seguridad Nuclear, de la que actualmente son Parte 74 Estados y EURATOM, entró en vigor, de forma general y para España, el 24 de octubre de 1996. Desde entonces, las Partes Contratantes de la Convención se esfuerzan por contribuir a sus objetivos:

- i) Conseguir y mantener un alto grado de seguridad nuclear en todo el mundo a través de la mejora de medidas nacionales y de la cooperación internacional, incluida, cuando proceda, la cooperación técnica relacionada con la seguridad;
- ii) Establecer y mantener defensas eficaces en las instalaciones nucleares contra los potenciales riesgos radiológicos a fin de proteger a las personas, a la sociedad y al medio ambiente de los efectos nocivos de la radiación ionizante emitida por dichas instalaciones;

²¹ <http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear/Residuos/GestionResiduos/Convencion/Paginas/convencionconjunta.aspx>



iii) Prevenir los accidentes con consecuencias radiológicas y mitigar éstas en caso de que se produjesen.

De forma análoga a como sucede con la Convención Conjunta, la Convención de Seguridad Nuclear requiere a sus Partes Contratantes la elaboración de informes nacionales sobre la implementación de las obligaciones de la Convención, que habrán de ser presentados en reuniones ordinarias de revisión entre las Partes Contratantes que se celebran cada tres años.

Precisamente, el Plenario de la quinta reunión de revisión, que tuvo lugar en mayo de 2011, acordó, a la vista de los acontecimientos ocurridos en Japón en relación con el accidente en la central nuclear de Fukushima Daiichi, llevar a cabo una reunión extraordinaria de la Convención sobre Seguridad Nuclear (la 2ª de este tipo), que tuvo lugar en agosto de 2012, con los objetivos de revisar y discutir las lecciones aprendidas desde el accidente y de revisar la efectividad de las disposiciones de la Convención.

No obstante, ni el contenido de los informes nacionales a presentar durante la reunión extraordinaria, ni la estructura de dicha reunión, se ajustaron a lo establecido por las guías o el articulado de la Convención para las reuniones ordinarias, sino que obedecieron a lo acordado por las Partes Contratantes en la quinta reunión de revisión, centrandó la evaluación y debate en los siguientes aspectos: sucesos externos, aspectos de diseño, gestión de accidentes severos, organizaciones nacionales, preparación y respuesta ante emergencias y gestión post accidente y cooperación internacional.

El informe nacional fue elaborado por el CSN con la colaboración del sector, por medio de UNESA, y del MINETUR, y se encuentra disponible al público en la página web del CSN¹².

Durante la reunión, las Partes Contratantes debatieron y analizaron la necesidad de fortalecer la Convención sobre Seguridad Nuclear para aumentar su eficacia y para ello estudiaron una serie de objetivos relativos al uso de las normas de seguridad del OIEA (cabe destacar que las Partes acordaron incluir, en el sexto informe de la Convención, información sobre cómo cada Parte toma en consideración los Estándares de Seguridad del OIEA a la hora de dar cumplimiento a las obligaciones de la Convención), al aumento de la transparencia y a la eficacia en materia de reglamentación, así como al uso de las misiones inter pares internacionales, cuya importancia ha sido subrayada como una de las lecciones aprendidas tras el accidente de Fukushima. Información adicional puede encontrarse en la página web del OIEA¹³

Estos objetivos recogen la necesidad de seguir mejorando el procedimiento de las reuniones de examen de la Convención, por lo que las Partes Contratantes han decidido crear un grupo de trabajo sobre la eficiencia y la transparencia. Este grupo informará, en la próxima reunión de revisión de la Convención, sobre una lista de medidas encaminadas a fortalecer la Convención y sobre propuestas para, si fuera necesario, enmendarla.

¹² http://www.csn.es/images/stories/publicaciones/otras_publicaciones/informe_segunda_reunion_extraordinaria_-_espaol.pdf

¹³ <http://www.iaea.org/newscenter/news/2012/cnsconcludes.html>

Dentro de este grupo de trabajo sobre eficacia y transparencia ya se han identificado las siguientes áreas de trabajo:

- Toma en consideración de los Estándares de Seguridad del OIEA
- Evaluación de seguridad/Revisiones Periódicas de Seguridad.
- Misiones internacionales de revisión inter pares.
- Efectividad de los organismos reguladores.
- Responsabilidad del licenciatario.
- Transparencia y confidencialidad.
- Gestión de accidentes.
- Respuesta y preparación ante emergencias.
- Cultura de seguridad.
- Proceso de revisión de la Convención sobre Seguridad Nuclear.
- Establecimiento de la infraestructura necesaria.
- Mantenimiento de la integridad de la contención y eliminación de la contaminación off-site.
- Definición de «instalación nuclear» según la Convención sobre Seguridad Nuclear.
- Guías y asistencia a la implementación de la Convención sobre Seguridad Nuclear por las

Partes Contratantes/Mejora de la cooperación internacional.

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 1.046 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 en relación con esta central 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. La empresa NOVARKA ya lleva avanzada la construcción del nuevo confinamiento, que consiste en un medio arco de estructura metálica que cubrirá el antiguo sarcófago. Dadas las dimensiones del mismo (más de 100 m de alto y de largo y más de 200 de ancho) su ensamblado se está llevando a cabo en una superficie adyacente al sarcófago para, posteriormente, desplazarlo sobre este. La estructura se irá levantando a medida que se vaya construyendo. El primero de los tres levantamientos de la estructura que van a ser necesarios tuvo lugar a finales de diciembre, así como la colocación de las primeras placas de la cubierta.

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 ha sido bastante limitada. Como excepción, Empresarios Agrupados ha sido recientemente adjudicatario de un proyecto de auditoria en Chernóbil, por valor de unos 100.000 €, que empezó a desarrollar a comienzos de 2012, y que tiene por objeto identificar fortalezas y debilidades de la PMU (Project Management Unit) de cara a la construcción del nuevo sarcófago de contención.

- 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. Finalmente, 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 750 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002. Lituania, no obstante, estima que serán necesarias contribuciones por valor de unos 2.900 M€ para completar los trabajos de desmantelamiento.

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.

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 560 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002.

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 (ésta última, adquirida por Indra en la actualidad), junto con la empresa francesa EDF. En 2012, el consorcio, formado en la actualidad solo por empresas españolas, se adjudicó la sexta fase

de la Unidad de Gestión del Proyecto para el desmantelamiento de la central de Bohunice V1, hasta finales de 2014, que consiste en la continuación y ampliación de los trabajos iniciados en 2004. El importe total del proyecto asciende a unos 34 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 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 807 M€, de los cuales España ha aportado 1,5 M€ en 2002.

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 cuatro años, en la que continúa trabajando.

El año pasado, Empresarios Agrupados (EEAA), líder de un consorcio formado con otras empresas europeas, consiguió un contrato de consultoría a

SERAW, la agencia búlgara de gestión de residuos radiactivos, por valor de unos 3,4 M€, para llevar a cabo el diseño y construcción de un almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad en el emplazamiento de Radiana.

Así mismo EEAA. ha conseguido, en enero de 2013, la adjudicación de la Decommissioning Repository Project Management Unit o «PMU-Conjunta» para el desmantelamiento y repositorio de residuos radiactivos, por un valor estimado de unos 14 M€.

El consorcio constituido por ENRESA, la empresa de ingeniería Westinghouse Electric España y la compañía alemana DBE Technology fue elegido en 2011 como contratista para la preparación del

diseño técnico y la elaboración del estudio de seguridad preliminar para la instalación nacional del mencionado emplazamiento de Radiana, en el que continúan trabajando. El total adjudicado a este consorcio fue de 8.116.000 €.

Por último, ENSA y Gas Natural Fenosa Ingeniería continúan trabajando, desde 2005, en el acondicionamiento y retirada de resinas iónicas de unos tanques de la central, por un valor total de unos 5 M€

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 SITUACION ACTUAL

5.1.1 Panorámica general del sector

La producción nacional en toneladas de hullas y antracitas disminuyó en 2012 un 9,6% en relación al año precedente. Dicha disminución se explica por el todavía elevado volumen de toneladas en stock existentes, parte de las cuales componen las reservas del Almacén Estratégico Temporal de Carbón y parte de los stocks de las propias empresas mineras.

La aplicación en el Sistema Eléctrico del procedimiento de restricciones por garantía de suministro, en virtud del Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, ha permitido incrementar consumo de carbón para generación eléctrica, disminuyendo de forma significativa los niveles de stocks existentes, especialmente los de lignitos negros. En estos últimos, la producción disminuyó un 0,7% en 2012 respecto del año precedente (Cuadro 5.1.1).

CUADRO 5.1.1.- BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION INTERIOR:					
miles de toneladas	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación
2009	4.061	2.891	2.493	9.445	-7,3%
2010	3.209	2.777	2.444	8.430	-10,7%
2011	2.487	1.775	2.359	6.621	-21,5%
2012	2.258	1.652	2.275	6.185	-6,6%
miles de tep					
2009	1.767	1.263	780	3.810	-9,1%
2010	1.396	1.134	766	3.296	-13,5%
2011	1.133	762	753	2.648	-19,6%
2012	1.016	697	748	2.462	-7,0%
Variación de stocks (1):					
miles de tep	Hulla y Antracita	Lignito negro	Coque	TOTAL	Tasa de variación
2011	1344	144	-33		
2012	1343	-26	133		
Importaciones:					
miles de tep	Hulla coquizable	Antracita y hulla no coquizable	Coque	TOTAL	Tasa de variación
2011	1.761	7.643	106	9.510	
2012	1.595	11.247	107	12.949	36,2%
Exportaciones:					
miles de tep	Hulla y Antracita	Coque			
2011	676	239		915	
2012	1.055	295		1.350	47,5%
Consumo interior bruto (2):					



CUADRO 5.1.1.- BALANCE DE CARBÓN (Continuación)

PRODUCCION INTERIOR:		
miles de tep	TOTAL	Tasa de variación
2011	12.698	
2012	15.510	22,1%

Notas: (1) Existencias iniciales-Existencias finales.(2) Incluye gases siderúrgicos.
Fuente: SEE

5.1.2. Demanda interior

El consumo primario de carbones, medido en tep e incluyendo gases siderúrgicos derivados, aumentó un 22,1% en 2012 sobre el del año anterior, recuperándose significativamente en estos dos años, desde los niveles de 2010 en el que el consumo fue excepcionalmente bajo. El consumo en el sector eléctrico subió un 21,8%, correspondiendo al consumo de hulla y antracita, tanto de producción nacional como de importación, un aumento del 27,6%, mientras bajó un 26,1% el de lignito negro y un 22,7% el de gases siderúrgicos.

El consumo de carbón de importación para generación de electricidad ha aumentado debido a dos factores: el precio del carbón internacional duran-

te 2012 ha sido muy atractivo para las compañías eléctricas, además de la caída de los precios de los derechos de emisión de CO₂. Estos factores, junto con la evolución de los precios del gas en Europa y la afluencia de importaciones procedentes de nuevos orígenes, como Colombia y EE.UU., han propiciado que el uso de ese combustible aumentara en general en Europa y, en particular, en España durante el pasado año.

El consumo final de carbones, medido en tep, bajó un 21,3% en 2012 respecto del año anterior. El consumo en siderurgia bajó un 16,1%, debido al descenso de actividad de este sector, que es el principal consumidor, después del de generación eléctrica. El consumo del resto de sectores tiene cuantías son menos significativas que en los sectores anteriores (Cuadros 5.1.2 y 5.1.3).

CUADRO 5.1.2.- CONSUMO DE CARBÓN EN GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

	Antracita Miles de toneladas	Hulla	Lignito negro	Gas siderúrgico (millones de termias)	TOTAL	Tasa de variación 2011/10
2011	3894	13916	2839	2603		
2012	3991	18690	2203	2011		
	Miles de tep					
2011	1936	7605	902	260	10.703	
2012	2001	10171	667	201	13.040	21,8%

FUENTE: SEE

CUADRO 5.1.3.– CONSUMO FINAL DE CARBÓN (KTEP)

	SIDERURGIA	% var anual	CEMENTO	% var anual	RESTO DE INDUST.	% var anual	OTROS USOS	% var anual	TOTAL	% var anual
2009	913	-28,8%	17	-89,1%	237	-9,1%	242	-22,2%	1410	-30,0%
2010	1150	26,0%	23	30,0%	207	-12,8%	223	-7,9%	1603	13,7%
2011	1283	11,6%	164	625,6%	270	30,4%	198	-11,3%	1915	19,5%
2012	1076	-16,1%	9	-94,4%	238	-11,6%	183	-7,6%	1507	-21,3%

FUENTE: SEE

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

La demanda nacional de carbón se ha incrementado significativamente desde que el Gobierno decidiera subvencionar el carbón de producción nacional para el suministro a diez centrales térmicas de generación eléctrica. Así, el 26 de febrero de 2011 se puso en marcha el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro, de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero. Mediante este procedimiento, a través del mercado y de los pagos por capacidad, las centrales eléctricas que deben consumir ese carbón, reciben una retribución regulada que viene a reconocer los costes incurridos por la compra de carbón, así como por el resto de costes variables y fijos incurridos por la central.

No obstante, en marzo de 2012 el Gobierno promulgó el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las

desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. La citada norma contemplaba, de manera excepcional para el año 2012, como alternativa para reducir el coste para el consumidor eléctrico una limitación en un 10% del volumen total de carbón a quemar en 2012 para la aplicación del actual mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

Todo ello, junto con los recortes en los subsidios provocó que el sector minero comenzará una huelga en junio de 2012, cuya consecuencia directa fue la reducción del volumen de producción corriente que, sin embargo, fue compensada con suministros provenientes de stocks acumulados en las propias empresas mineras y en el «Almacenamiento estratégico temporal de carbón» (en adelante AETC), encomendado a la empresa pública Hulleras del Norte, S.A. (HUNOSA) en julio de 2009, cuando recibió 3 millones de toneladas, habiendo entregado a centrales térmicas desde entonces 0,1, 0,58 y 0,57 Mt durante 2010, 2011 y 2012 respectivamente. A 31 de diciembre de 2012 quedan 1,6 millones de toneladas en existencias deducidas las mermas. El valor total estimado del carbón almacenado en el AETC es de 105,6 millones de euros.

SECTOR CARBÓN

Durante el pasado año, el precio medio en factura del carbón nacional (hulla, antracita y lignito negro) beneficiario de ayudas fue de 62,64 euros por tonelada para un carbón con un Poder Calorífico Superior (en adelante, PCS) de 4.577 Kcal/Kg. Dicho precio supone un incremento del 10,7% respecto al del año anterior (56,58 euros por tonelada). Expresado el precio en céntimos de euro por termia de PCS, fue de 1,4388 lo que implica un incremento del 7,53% respecto al de 2011. Durante 2012 se suministraron 4,6 Mt de hullas y antracitas y 1,8 Mt de lignitos negros, razón del aumento del poder calo-

rífico medio ya que, aunque en términos absolutos las toneladas suministradas fueron menores que en 2011, el suministro de lignitos negros con un menor poder calorífico frente a hullas y antracitas, fue inferior en 1 Mt (36% inferior a 2011).

En el siguiente cuadro se indica la evolución media de los ingresos para las empresas mineras, como suma de los precios cobrados por ventas a centrales térmicas y de las ayudas para la cobertura de la diferencia entre ingresos y costes, aplicada a la producción de carbón autóctono.

CUADRO 5.1.4 EVOLUCIÓN MEDIA DE LOS INGRESOS PARA LAS EMPRESAS MINERAS

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
INGRESO P+A																
€/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	2,4387	2,0405
Precio		0,77531	0,73924	0,77531	0,82339	0,81137	0,78909	0,83769	0,90315	0,97132	1,00250	1,17210	1,27850	1,1312	1,3381	1,4388
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	1,1006	0,6017

FUENTE: SEE

Por tanto, el valor de la producción de carbón por el que se pagaron ayudas, adquirido por centrales eléctricas fue de 357,51 frente a los 533,03 millones de euros de 2011 lo que implica una reducción de 32,9% debido a la reducción tanto de producciones como de suministro desde los 6,5 millones de hulla y antracitas y 2,8 millones de lignito negro en 2011 a los 4,6 y 1,8 millones de toneladas respectivamente en 2012 que diluyen el efecto del incremento de precios unitarios descrito anteriormente.

A la cifra anterior hay que añadir las ayudas presupuestadas para cubrir la diferencia entre costes e ingresos (111 millones de euros en 2012) más los 57,2 millones presupuestados que percibe HUNOSA desde los Presupuestos Generales del

Estado, con lo que el presupuesto total de ayudas al sector son de 525,7 millones de euros. En los años anteriores la cifra alcanzó 834,61 millones de euros en 2011; 796 millones de euros en 2010 y 817 millones de euros en 2009.

Empleo en el sector

La plantilla propia en el subsector de carbones que percibe ayudas, al final del año 2012 estaba compuesta de 3.407 trabajadores, frente a los 3.962 del año precedente, lo que supone una disminución de empleo del 14%. Este auge las disminuciones de plantillas se debe al mantenimiento de la política de prejubilaciones a la que

se acogieron 771 trabajadores durante el pasado año (cuadro 5.1.5).

Para que sean comparables la reducción de producción y la del empleo, es necesario completarlo con las plantillas en empresas contratistas. En diciembre de 2010 los trabajadores contratados a 31 de diciembre eran 979, debido a la aplicación de

expedientes de regulación de empleo durante 2010 y por el descenso de producción. A finales de diciembre de 2011, las plantillas de contratistas sumaban 1.862 trabajadores que se han reducido un 20,2% hasta 1.487 trabajadores a finales de 2012 por efecto de las producciones decrecientes de mineral y los conflictos laborales sucedidos en el sector durante el pasado año.

CUADRO 5.1.5. MANO DE OBRA EMPLEADA EN MINERÍA 2009-2012

MINERALES	2010	2011	2012	%11/10	%12/11
HULLA AUTÓCTONA	2.723	2.329	2.145	-14,5%	-7,9%
ANTRACITA AUTÓCTONA	1.542	1.325	1.026	-14,1%	-22,6%
LIGNITO NEGRO AUTÓCTONO	329	309	236	-6,1%	-23,6%
TOTAL	4.594	3.963	3.407	-13,7%	-14,0%

FUENTE: SEE. Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

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 5.1.6).

En 2012, medido en toneladas, la importación neta de hulla y de antracita se incrementó en un 42,1%, pasando de 14,5 millones de toneladas en 2011 a 20,6 millones de toneladas. La razón principal se encuentra en el incremento de la generación eléctrica con carbón, habiendo recibido las empresas eléctricas 15,9 millones de toneladas frente a 11,6 millones en 2011. La reexportación alcanzó en 2012, 2,1 millones de toneladas frente a los 1,48 millones de toneladas y en 2011. La mayor parte de las exportaciones se deben al aprovechamiento de fletes de buques.

En unidades monetarias la importación evolucionó desde 1.724,68 millones € en 2011 a 1.870,67 millones de euros en 2012. El valor del carbón neto importado en 2012 alcanzó 1.715,04 millones de € frente a los 1.550,28 millones € del año precedente. El precio unitario medio de compra CIF del carbón térmico disminuyó desde un promedio de 86,57 euros por tonelada en 2011 hasta 83,46 €/t en 2012, quedando demostrado el sobreabastecimiento en el mercado europeo de carbones en el que, España junto con Reino Unido y Alemania, han sido los mayores compradores absorbiendo el exceso de toneladas.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2012 por las empresas eléctricas fue de 73,27 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón con medio de 5.612 kcal/kg, frente a 77,15 euros/tonelada para un carbón de 5.792 kcal/kg del año 2011. Tradicionalmente las impor-

taciones han tenido su origen en Sudáfrica y Rusia, existiendo algunas plantas que utilizan carbón indonesio. Sin embargo durante 2012, las empresas de generación eléctrica han diversificado sus fuentes, aumentando los volúmenes procedentes de Colombia y los EE.UU., en particular de la región central de los Apalaches.

Respecto el precio medio estimado de hulla coquizable, CIF puerto español en el mismo período,

fue de 172,88 euros/t frente a 216,16 euros/t del año 2011, reflejando la desaceleración de la demanda mundial de hulla coquizable.

El coste del carbón importado en el año 2012 puede estimarse en 1.870,67 millones de euros frente a 1.724,38 millones € del año 2011. El mayor volumen de importaciones durante 2012 (+42,1%) ha compensado la disminución del precio por tonelada.

CUADRO 5.1.6. SALDO DEL COMERCIO EXTERIOR (Miles T.)

MINERALES	2010	2011	2012	%11/10	%12/11
HULLA importada	11.971	15.316	22.414	27,9%	46,3%
HULLA exportada	1.150	852	1.861	-25,9%	118,4%
HULLA neta	10.821	14.464	20.553	33,7%	42,1%
ANTRACITA importada	846	853	594	0,8%	-30,3%
ANTRACITA exportada	338	407	241	20,4%	-40,9%
ANTRACITA neta	508	446	345	-12,2%	-20,7%
TOTAL neto importado	11.329	14.910	20.907	31,6%	40,2%

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

5. 2. ESTRUCTURA DEL SECTOR

El sector de la minería de carbón en España viene experimentando en las últimas décadas una constante reestructuración enmarcada en las distintas regulaciones europeas sobre ayudas a la industria del carbón, primero en el marco del Tratado de la CECA, después en el ámbito de la normativa de la UE, concretamente del Reglamento (CE) Nº 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón y, a la expiración de este, en el marco de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas.

En aplicación de la evolución de la citada normativa se han aprobado en España distintos Planes de reestructuración de la minería del carbón: un plan 1990-1993, otro de 1994-1997 y más recientemente los Planes 1998-2005 y 2006-2012, éste último con finalización el 31 de diciembre.

La consecuencia de todos estos planes, que como se ha indicado se iniciaron en el año 1990, ha sido la reducción constante del número de empresas del sector, de la producción, de las plantillas y del volumen de ayudas. Así, en el año 1990 había 234 empresas con una producción de 19,32 millones de toneladas y 45.212 trabajadores, mientras que a finales del año 2012 el número de empresas era



de 15, la producción fue de 6,5 millones de toneladas y la plantilla propia de trabajadores a 31 de diciembre estaba compuesta por 3.407 efectivos repartidos en 26 unidades de producción.

5.3 LA POLÍTICA CARBONERA EN EL AÑO, EN ESPAÑA Y EN LA UE

Tras la finalización del Tratado CECA (2002), se entendió necesario en el ámbito comunitario continuar con la reordenación y reestructuración de la minería del carbón a nivel europeo. Como consecuencia de ello, se aprobó un nuevo marco comunitario que regulaba las actuaciones a desarrollar para la reestructuración de este sector económico y la reactivación de las comarcas afectadas. Este nuevo marco regulatorio fue el Reglamento (CE) N°1407/2002, del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre ayudas estatales a la industria del carbón, que tenía como límite de vigencia el año 2010.

Este nuevo marco regulatorio facilitó la continuación de las actuaciones contempladas en el Plan 1998-2005, que se habían iniciado bajo el marco legal comunitario establecido en la Decisión 3632/93/CECA, de 28 de diciembre de 1993. Por lo tanto, el desarrollo del Plan 1998-2005 se realizó entre dos marcos regulatorios comunitarios.

Plan 2006-2012

Finalizado el Plan 1998-2005 y, entendiendo que era necesario continuar con la reordenación y reestructuración del sector en España, y bajo el marco

del mencionado Reglamento comunitario, se decidió prolongar las actuaciones sobre el sector del carbón en España y se estableció un nuevo Plan (Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras), que es el vigente actualmente hasta su finalización el presente año 2012.

El objeto del plan era encauzar el proceso de ordenación de la minería del carbón teniendo en cuenta los aspectos sociales y regionales derivados de la misma, así como la necesidad de mantener determinada producción de carbón autóctono que permita garantizar el acceso a las reservas. Asimismo, se pretendía atenuar el impacto que produce la pérdida de puestos de trabajo en el sector, fomentando la creación de empleo alternativo al monocultivo del carbón mediante el apoyo a proyectos empresariales generadores de empleo, la potenciación de los recursos humanos de las comarcas financiando actividades de formación y la creación de infraestructuras.

En consecuencia, este Plan ha mantenido activas, además de las ayudas propias para la reordenación de la actividad minera del carbón (ayudas a la producción y ayudas para cubrir costes sociales y técnicos), las tres líneas de ayudas complementarias que existían en el Plan 1998-2005:

- Ayudas al desarrollo de las infraestructuras
- Ayudas a la financiación de proyectos empresariales
- Ayudas a la formación.

De esta manera se continúa potenciando el tejido productivo alternativo en las comarcas al mismo tiempo que va reduciéndose la actividad minera.

Decisión 2010/787/UE de 10 de diciembre

La nueva Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas no competitivas de carbón, (en adelante, Decisión 2010/787/UE) sustituye al citado Reglamento (CE) Nº14.07/2002 de Consejo de 23 de julio de 2002, que expiró el 31 de diciembre de 2010.

La diferencia fundamental entre ambas normativas radica en que desaparecen las ayudas a la producción corriente con la finalidad de acceder a reservas, de manera que a partir de la aprobación de la citada decisión esas ayudas quedan condicionadas a que la explotación cierre antes del 31 de diciembre de 2018 (artículo 3.1.a). Así, debe establecerse un plan de cierre en el que se incorporen todas aquellas unidades de producción de carbón que vayan a recibir ayudas del Estado, las cuales deberán cerrarse definitivamente de acuerdo con el plan de cierre y como límite la fecha mencionada de 31 de diciembre de 2018.

Por otra parte, el cierre de las unidades de producción de una actividad industrial, y máxime de una actividad como la minería del carbón, lleva aparejado una serie de repercusiones sociales y regionales, sobre el empleo, el mercado de trabajo y el impacto medioambiental que es preciso mitigar. Se contemplan, por consiguiente, una serie de

ayudas que sin estar directamente relacionadas con la producción corriente de las unidades de producción permiten cubrir lo que se denomina como costes excepcionales: el pago de pensiones o indemnizaciones excepcionales, las obras adicionales de seguridad en el interior de las minas, el coste de prestaciones sociales derivadas de la jubilación de trabajadores, la rehabilitación de antiguas zonas de extracción, etc. De este modo, conforme al artículo 4 de la decisión todas las ayudas que se concedan para cubrir esos costes excepcionales serán consideradas compatibles con el mercado interior.

Es necesario, pues, para dar validez a las ayudas ya concedidas y para otorgar ayudas en el futuro, que España presente un plan de cierre, con los contenidos recogidos en la citada decisión, de las explotaciones que reciben o pretenden recibir ayudas dentro de este nuevo marco comunitario.

Para el cumplimiento con lo establecido en la Decisión 2010/787/UE, durante 2012 se solicitó a las empresas mineras que enviaran sus planes de cierre de unidades de producción a lo que, salvo excepciones puntuales, han contestado que por la incertidumbre existente en cuanto a las ayudas que podrían percibir hasta el año 2018, y su evolución temporal, no les es posible presentar un calendario de cierre, por lo que manifiestan su intención de continuar con la producción si les es factible, hasta el 31 de diciembre de 2018 presentando planes en ese sentido.

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del carbón en el año 2012 fueron las siguientes:



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

- ORDEN ITC/3007/2011, de 3 de noviembre (BOE nº 269 de 8/11/2011), por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2011 y 2012, correspondientes a las previstas en el artículo 3 de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas.
- CORRECCIÓN de errores de la Orden ITC/3007/2011, de 3 de noviembre, de ayudas destinadas a la industria minera del carbón. (B.O.E. 22.11.2011).
- Resolución del 19 de septiembre de 2012, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, (BOE nº 228 de 21/09/2012) por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio 2012, correspondientes a las previstas en el artículo 3 de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010.
- Resolución de 22 de febrero de 2013, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (BOE nº 52 de 1/03/2013), por la que se resuelve la convocatoria de ayudas prevista en la Resolución de 19 de septiembre de 2012.
- ORDEN ITC/1044/2007, de 12 de abril, (BOE nº 45 de 20/4/2007), 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/3741/2007, de 18 de diciembre, (BOE nº 204 de 20/12/2007) 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/1347/2009, de 22 de mayo, (BOE nº 129 de 28/5/2009) 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, (BOE Nº 195 de 13/8/2009) por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2009-2012.

Régimen de ayudas a proyectos empresariales generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras.

- En 2012 no ha habido resoluciones de convocatoria de ayudas a proyectos empresariales generadores de empleo.

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

- 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 1545/2011, de 31 de octubre, por el que se modifica el 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.
- 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 de 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.

- En 2012 no ha habido resoluciones de convocatoria de ayudas por costes laborales y bajas incentivadas asociadas al cierre de explotaciones mineras

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.
- Corrección de errores del 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.

Regulación sobre consumo de carbón autóctono.

Referido al mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro instrumentado por la Secretaría de Estado de Energía en la normativa que se detalla a continuación.

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.

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.

Resolución de 30 de diciembre de 2011, 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 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público.

Resolución de 30 de marzo de 2012, 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 segundo trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.

Resolución de 4 de octubre de 2012, 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 tercer trimestre del año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.


Resolución de 28 de noviembre de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fija el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el cuarto trimestre del año 2012 y se regularizan las cantidades de carbón a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro durante el año 2012.

5.4 ACTIVIDAD DEL INSTITUTO PARA LA REESTRUCTURACIÓN DE LA MINERÍA DEL CARBÓN Y DESARROLLO ALTERNATIVO DE LAS COMARCAS MINERAS.

El Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (en adelante, el Instituto), es un Organismo Autónomo, adscrito al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, presidido por el Secretario de Estado de Energía.

Fue creado mediante la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y está dotado de personalidad jurídica y plena capacidad de obrar como órgano gestor del «régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras».

El Instituto tiene por objeto la ejecución de la política de reestructuración de la del carbón, como el desarrollo y ejecución de cuantas medidas se dirijan a fomentar el desarrollo económico de aquellas zonas que, de acuerdo con la normativa aplicable, tengan la consideración de municipios mineros del carbón.



En relación con este último aspecto, el Instituto gestiona las ayudas de cualquier naturaleza que se concedan a las empresas dedicadas a la minería del carbón y las ayudas que puedan corresponder a los sujetos productores de energía eléctrica como titulares de centrales térmicas; llevará a cabo la inspección y el control de las producciones de carbón de las empresas mineras; gestionará, tanto las ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización y racionalización de las empresas mineras del carbón como los fondos dedicados al desarrollo económico de las zonas mineras del carbón; suscribirá aquellos convenios que se estimen pertinentes para el mejor cumplimiento de su objeto y ejecutará cuantas otras medidas se precisen para desarrollar la política de reordenación de la minería del carbón y de promoción del desarrollo alternativo de las zonas mineras.

Durante estos últimos años, la actividad del Instituto ha girado en torno a conseguir los dos grandes objetivos marcados en el Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras, esto es: (i) Ejecutar la política de reestructuración de la minería del carbón y (ii) desarrollar y ejecutar medidas que fomenten el desarrollo económico de aquellas zonas consideradas municipios mineros del carbón.

En la actualidad, la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas no competitivas de carbón que, constituye el marco general de la futura base estratégica de actuación del Instituto.

6. SECTOR GAS

6.1 DEMANDA

El consumo total de gas natural en 2012 fue 327781 GWh, con descenso del 2,6% respecto al año 2011 (cuadro 6.1). La demanda final en la industria subió significativamente, mientras el

consumo doméstico-comercial bajó ligeramente, por lo que el descenso de la demanda total se ha debido al del consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado. La participación del gas natural en el balance de energía primaria fue del 21,9% en 2012, inferior al peso del año anterior.

CUADRO 6.1. DEMANDA DE GAS (GWh)

	2011	2012	Estructura %	%2012/11
Doméstico-comercial	73029	71563	21,8%	-2,0
Industrial	89309	98295	30,0%	10,1
Materia prima	5639	4123	1,3%	-26,9
Cogeneración (1)	41784	41899	12,8%	0,3
Generación eléctrica	110521	87546	26,7%	-20,8
Consumos propios, pérdidas y dif. estadísticas	16178	24355	7,4%	50,5
Total gas natural	336461	327781	100,0%	-2,6

(1) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.
FUENTE: SEE

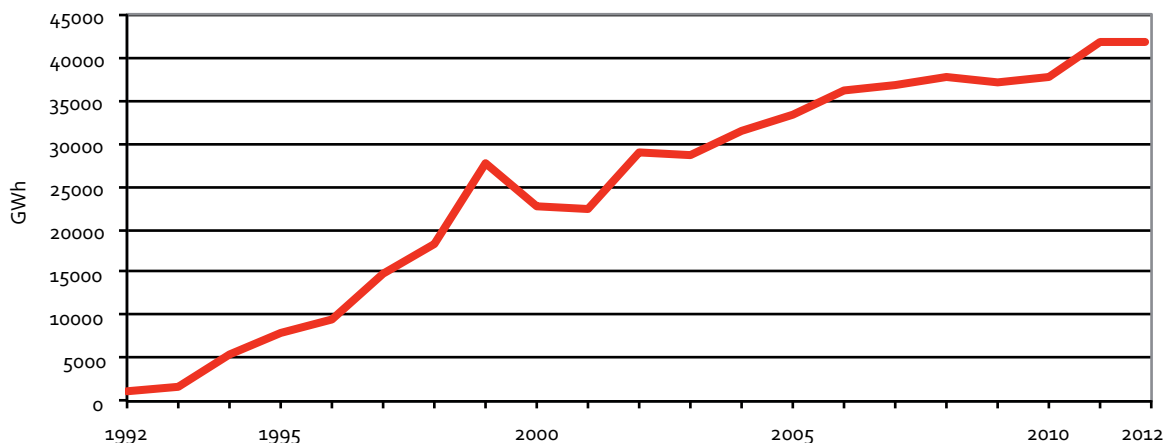
El consumo de gas se estima que se distribuyó en un 21,8% en el mercado doméstico-comercial y un 30% en el mercado industrial para usos térmicos, es decir, excluyendo el consumo como materia prima y el gas empleado en la parte eléctrica de la cogeneración.

El consumo en los sectores doméstico, comercial y de servicios ha bajado en 2012 un 2%, en parte debido a las diferencias de laboralidad y temperatura respecto del año anterior. En el sector industrial, el consumo subió un 10,1%, debido a la mayor actividad de sectores intensivos en el consumo de gas y nuevas cogeneraciones en refinerías de petróleo.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2012 se estima en 129445 GWh, un 39,5% del total, de los que el 32,4% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales del sistema eléctrico y a otros consumos auxiliares. En el último año, el conjunto de consumos para generación eléctrica ha bajado un 15%, debido al descenso de la demanda eléctrica y al cambio de la estructura de generación, con fuerte crecimiento de las energías renovables y recuperación de la generación con carbón. Sin embargo, en 2012 continúa aumentando ligeramente el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.



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



FUENTE: SEE.

6.2 OFERTA

Procedencia de los abastecimientos

En el año 2012 el total de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produce a través de importaciones e intercambios comunitarios al ser prácticamente nula la producción nacional. Las importaciones durante el año 2012 ascendieron a 394.927 GWh lo que supone un descenso del 1% respecto al año 2011.

A lo largo del año 2012, el sistema gasista español recibió gas natural procedente de más de 10 países distintos, con cuotas de participación muy repartidas, manteniendo, como en años anteriores, un alto grado de diversificación, lo que dota al sistema de un importante grado de flexibilidad. El desglose por orígenes se indica en el Anexo estadístico de este Informe.

La cartera de aprovisionamientos mantiene una estructura similar a la del año anterior. Argelia, se

mantiene como primer proveedor con un 41% del total de las importaciones. Las importaciones procedentes de Nigeria suponen el 15%, las de Qatar el 12.% y Trinidad y Tobago un 7%.

Un 60 % de dichos aprovisionamientos llega en forma de gas natural licuado (GNL) a las plantas de regasificación del sistema gasista, lo que permite una gran diversificación de aprovisionamientos. El resto se importa en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones internacionales. Por segundo año consecutivo, el GNL perdió cuota en la estructura del aprovisionamiento por el ascenso del gas procedente de Francia y de Argelia con la conexión internacional de Almería, que ha registrado volúmenes crecientes desde su incorporación al sistema en marzo de 2011.

Se han recepcionado 291 buques, 58 menos que en 2011, debido al incremento de las entradas por gasoductos y al mayor porcentaje de cargamentos de más tamaño que se han recibido a lo largo del año.

Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación de hidrocarburos

Durante el año 2012, se ha mantenido la actividad del sector de la exploración y producción de hidrocarburos en España. En primer lugar, el propio agotamiento de las reservas de los campos tradicionales, no solo en España sino también en otras regiones del mundo, hacen que las compañías intenten reforzar sus reservas buscando hidrocarburos en regiones menos exploradas. Los elevados precios del crudo sirven de estímulo a esta actividad lo cual, unido a una atractiva fiscalidad.

Por otra parte, la prospección de recursos no convencionales de gas explica buena parte de esta tendencia. El gas no convencional, ha supuesto una revolución en el panorama estadounidense, que se ha traducido en una disminución significativa de los precios y un notable incremento de su capacidad de auto-abastecimiento. Las empresas especializadas, con matrices principalmente estadounidenses o canadienses, buscan en Europa la expansión natural de sus mercados, animados por un precio del gas superior y la existencia de una vasta red de gasoductos.

Los distintos proyectos existentes en España, principalmente en la cuenca vasco-cantábrica, se encuentran en una etapa preliminar por lo que no parece probable hablar de una explotación comercial en el corto plazo. En todo caso, será preciso demostrar previamente la existencia de recursos en cantidades económicas y validar la aplicabilidad de las técnicas empleadas en Norteamérica a la geología y características nacionales, sin olvidarnos de la mayor exigencia de los procedimientos de «permitting», especialmente en el campo medioambiental. Así mismo, hay que destacar la sensibilidad social que este tipo de proyectos despiertan en el entorno.

Finalmente, también es previsible el incremento de la actividad de exploración en medio marino, ante los descubrimientos de yacimientos de gas frente a las costas de Israel en la cuenca del Mediterráneo, que por analogía geológica ha incrementado las expectativas exploratorias en el Mediterráneo español.

En cuanto a la evolución del dominio minero, hasta 31 de diciembre de 2012 cabe destacar el otorgamiento de 328.136 Ha de nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, según se desglosa en el cuadro 6.2.

CUADRO 6.2 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS OTORGADOS DURANTE EL AÑO 2012

Ámbito	Denominación	Titulares	Ubicación	Superficie (Ha)
CCAA	ULISES 2	OIL & GAS CAPITAL	CCAA ANDALUCÍA	40.812
	ULISES 3		CCAA ANDALUCÍA	27.208
	PENÉLOPE		CCAA ANDALUCÍA	27.208
	ALBERO	STORENGY ESPAÑA, S.L.	CCAA ANDALUCÍA	89.596
	ESTEROS	OIL & GAS CAPITAL	CCAA CASTILLA LA MANCHA	26.460
	ALMORADA		CCAA CASTILLA LA MANCHA	26.840

SECTOR GAS

CUADRO 6.2 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS OTORGADOS DURANTE EL AÑO 2012 (Cont.)

Ámbito	Denominación	Titulares	Ubicación	Superficie (Ha)
CCAA	NAVA		CCAA CASTILLA LA MANCHA	20.130
	RIPOLL	TEREDO OILS LIMITED	CCAA CATALUÑA	0
	SAIA	SHESA	CCAA PAÍS VASCO	49.752
	ESCORPIO	OIL & GAS CAPITAL	CCAA MURCIA	20.130
TOTAL	10			328.136

FUENTE: SEE

En el mismo periodo se han solicitado 19 nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, lo que

pone de manifiesto que el interés exploratorio en España se mantiene, como se indica en el cuadro 6.3.

CUADRO 6.3 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS SOLICITADOS DURANTE EL AÑO 2012

Ámbito	Denominación	Solicitantes	Ubicación	Superficie (Ha)
AGE	CUÉLEBRE 1	OIL&GAS CAPITAL	ASTURIAS Y MAR	24.876,00
	CUÉLEBRE 2		ASTURIAS Y MAR	12.438,00
	GALILEO	MONTERO ENERGY CORPORATION	CANTABRIA, BURGOS Y VIZCAYA	77.737,50
	EDISON		SORIA Y LA RIOJA	77.052,00
CCAA	COPÉRNICO	MONTERO ENERGY CORPORATION	CCAA ARAGÓN	64.210,00
	KEPLER		CCAA ARAGÓN	64.210,00
	TESLA 5		CCAA CASTILLA Y LEÓN	77.052,00
	DARWIN		CCAA CATALUÑA	89.683,00
	LEONARDO		CCAA CATALUÑA	76.641,00
	ARISTÓTELES		CCAA VALENCIA	42.373,50
	ARQUÍMEDES		CCAA VALENCIA	94.525,00
	PITÁGORAS		CCAA VALENCIA	58.671,00
	PLATÓN		CCAA ARAGÓN	55.411,50
	PENÉLOPE ESTE	OIL&GAS CAPITAL	CCAA ANDALUCÍA	23.807,00
	LOLA 1		CCAA ANDALUCÍA	54.416,00
	LOLA 2		CCAA ANDALUCÍA	20.406,00
	HIMILCE 1		CCAA ANDALUCÍA	27.024,00
	HIMILCE 2		CCAA ANDALUCÍA	27.024,00
	HIMILCE 3		CCAA ANDALUCÍA	13.420,00
TOTAL	19			980.977,50

FUENTE: SEE

En la página Web del Ministerio de Industria, Energía y Turismo se publica el mapa del dominio de hidrocarburos, actualizado con periodicidad trimestral y en él pueden consultarse tanto los permisos vigentes como solicitados a la fecha señalada

en el ámbito competencial de la Administración General de Estado y en el de las diferentes Comunidades Autónomas. La cuenca vasco-cantábrica es, con diferencia, la que más actividad está desarrollando, si bien el interés exploratorio se está exten-

diendo a otras zonas como la cuenca del Ebro y la cuenca del Guadalquivir.

Explotación de hidrocarburos

El cuadro 6.4 refleja las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a 31 de diciembre de 2012. En líneas generales podemos agruparlas en tres grandes grupos. El primero estaría formado en exclusiva por la concesión «Lora», el único campo terrestre que desde los años 60 viene siendo explotado ininterrumpidamente. El segundo lo componen diversas concesiones ubicadas en el valle del Guadalquivir, productoras de gas natural (Marismas, El Romeral, El Ruedo, Las Barreras). En este segundo grupo podríamos

incluir el campo Poseidón, si bien este se encuentra en zona marina, frente a las costas de Huelva. Por último, el tercer grupo está constituido por las concesiones que tienen a la plataforma Casablanca como núcleo común de procesado, frente a las costas de Tarragona (Casablanca, Angula, Montanazo D, Rodaballo y Lubina).

Hay que destacar el otorgamiento de la concesión de explotación Lubina a Repsol Investigaciones Petrolíferas, S.A. mediante Real Decreto 1105/2012, de 13 de julio derivada del permiso de investigación de hidrocarburos denominado Lubina II. Dicha concesión, situada en zona marina, se encuentra entre las concesiones que tienen a Casablanca como núcleo común de procesado.

CUADRO 6.4 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VIGOR EN ESPAÑA A 31 DE DICIEMBRE DE 2012

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie	Observaciones
COMPañÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	LORA	31/01/67	31/01/67 30/01/17	10.619,28	
RIPSA PETROLEUM CNWL CIEPSA	CASABLANCA	27/12/78 17/03/09	28/12/78 27/12/08 27/12/18	7.036,00	4.786 Ha. a Unitización con MONTANAZO D y 266,76 Ha. a Unitización con ANGULA. 1ª Prórroga
PETROLEUM RIPSA CIEPSA CNWL	MONTANAZO D	04/01/80 02/12/09	05/01/80 04/01/10 04/01/20	3.259,50	1.110 Ha. a Unitización con CASABLANCA 1º Prórroga
RIPSA MURPHY	GAVIOTA I	14/07/83 29/12/07	15/07/83 14/07/13	6.965,00 2.736,00	Superficie Gaviota I y II Superficie – almacenamiento Conversión de parte en concesión almacenamiento Gaviota
RIPSA CNWL	ANGULA	03/12/85	04/12/85 03/12/15	3.129,00	177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA

SECTOR GAS

CUADRO 6.4 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VIGOR EN ESPAÑA A 31 DE DICIEMBRE DE 2012 (Continuación)

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie	Observaciones
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	14/09/88 03/08/11	15/09/88 14/09/18	6.257,84	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-1	14/09/88	15/09/88 14/09/18	8.434,50	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	14/07/89 03/08/11	15/07/89 14/07/19	3.128,92	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
NUELGAS	LAS BARRERAS	23/09/93	24/09/93 23/09/23	13.604,00	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	23/09/93	24/09/93 23/09/23	3.264,96	
NUELGAS	EL RUEDO-1	23/09/93	24/09/93 23/09/23	14.877,00	
NUELGAS	EL RUEDO-2	23/09/93	24/09/93 23/09/23	14.050,50	
NUELGAS	EL RUEDO-3	23/09/93	24/09/93 23/09/23	13.224,00	
RIPSA MURPHY	ALBATROS	23/09/93	24/09/93 23/09/23	3.233,88	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	28/07/94	29/07/94 28/07/24	8.162,40	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	28/07/94	29/07/94 28/07/24	14.964,40	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	28/07/94	29/07/94 28/07/24	7.890,32	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	30/05/95	31/05/95 30/05/25 03/08/11	8.842,60	Adaptación a CE almacenamiento subterráneo
RIPSA	POSEIDON NORTE	07/12/95	08/12/95 07/12/25	10.751,52	
RIPSA	POSEIDON SUR	07/12/95	08/12/95 07/12/25	3.583,84	
RIPSA CNWL	RODABALLO	19/09/96	20/09/96 03/12/15	4.954,44	

CUADRO 6.4 CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VIGOR EN ESPAÑA A 31 DE DICIEMBRE DE 2012 (Continuación)

Empresas	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie	Observaciones
CIEPSA					
PETROLEUM					
RIPSA	LUBINA	17/07/12	18/07/12 17/07/42	4.165,25	

FUENTE: SEE

Almacenamiento subterráneo de gas natural

De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la utilización de estructuras subterráneas para el almacenamiento de gas natural, requiere el otorgamiento de una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

El cuadro 6.5 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo existentes a 31 de diciembre de 2012, todas ellas con la finalidad de almacenar gas natural para el sistema gasista, lo cual significa que pertenecen a la red básica y funcionan bajo un régimen de acceso de terceros.

CUADRO 6.5 CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

Titular	Concesiones	B.O.E.	Vigencia	Superficie	Observaciones
ENAGAS	SERRABLO	04/07/07 (por Ley 12/2007)	04/07/07 03/07/37	Huesca	En operación
ENAGAS	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	12/09/07 11/09/37	Guadalajara	Puesta en marcha provisional el 30/04/2012.
ENAGAS	GAVIOTA	B.O.E. (29/12/2007)	30/12/07 29/12/37	Frente costas Vizcaya	Cesión de RIPSA-MURPHY a ENAGAS según Orden ITC/1767/2011, de 22 de junio (BOE 27/06/2011). En operación
ESCAL-UGS, SL	CASTOR	B.O.E. (05/06/2008)	06/06/08	Frente costas Castellón	Puesta en marcha provisional el 05/07/2012
GAS NATURAL ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA S.A.	MARISMAS	B.O.E. (03/08/2011)	04/08/2011 03/08/2041	Sevilla y Huelva	En operación

FUENTE: SEE

Producción interior de Gas

Durante el año 2012 se produjeron 671 GWh de gas natural, equivalentes a 63 millones de m³(n), cifra un 14% superior a la del ejercicio anterior, como se

refleja en el Cuadro 6.6. Esta producción supone tan solo el 0,16% del consumo nacional de gas natural.

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



CUADRO 6.7. PRODUCCIÓN INTERIOR DE GAS NATURAL

	Producción 2012		Var 12/11	Producción 2011	
	Gwh	Mm3(n)		GWh	Mm3(n)
El Romeral	8	9	-20,57%	103	11
El Ruedo	13	1	153,78%	5	1
Marismas	4	0	-83,61%	26	2
Poseidón	572	52	25,95%	454	41
Total	671	63	14,04%	588	54,5

FUENTE: SEE.

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, a 31 de diciembre de 2012, son las siguientes:

- Enagas Transporte, S.A.: principal empresa transportista en España (con una cuota del 90%).
- Enagás Transporte del Norte, S.A.
- Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG): empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).
- Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (SAGGAS).
- Regasificadora del Noreste, S.A.
- Gas natural transporte, SDG, S.L.
- Transportista Regional del Gas, S.L.
- Endesa Gas Transportista, S.L.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.

- Gas Natural CEGAS, S.A.
- 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 figuran en el registro de empresas distribuidoras de gas natural son las siguientes:

- Gas Natural Distribución, SDG, S.A.
- Gas Natural Castilla y León, S.A.
- Gas 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.
- Gas Directo, S.A.
- Tolosa Gasa, S.A.
- Gasificadora Regional Canaria, S.A.
- Madrileña Red de Gas I, S.A.
- Madrileña Red de Gas II, S.A.
- Inverduero Gas Distribución, S.A.

Empresas comercializadoras

De acuerdo al Real Decreto–ley 13/2012 que modifica la Ley de Hidrocarburos Art 58 d), los comercializadores son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en el presente Título, adquieren el gas natural para su venta a los consumidores, a otros comercializadores o para realizar tránsitos internacionales. Asimismo, son comercializadores las sociedades mercantiles que realicen la venta de Gas Natural Licuado (GNL) a otros comercializadores dentro del sistema gasista o a consumidores finales.

Las empresas comercializadoras que figuraban en el listado de empresas comercializadoras publicado en la web de la Comisión Nacional de Energía a 8 de mayo de 2013, eran 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.
- 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.
- Hidrocarburo 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.
- Axpo Iberia, S.L.
- Sampol Ingeniería y Obras, S.A.
- 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.
- Villarmir Energía, S.L.U.

- E.ON Global Commodities, 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.
- Gunvor International B.V.
- Alpiq Energía España, S.A.U.
- Centrogas, GmbH
- Orus Energía, S.L.
- On Demand Facilities, S.L.
- Petronavarra, S.L.
- Gasindur, S.L.
- Morgan Stanley Capital Group Inc.
- Morgan Stanley & Co International PIC
- Statoil ASA
- Factor Energía, S.A.
- Switch Energy, S,L,
- Solvay Energy Services, SAS
- Capital Energy Read, S.L.
- Methane Logistics, S.L.
- Cepsa Gas Licuado, S.A.
- Climdom Energy, S.L.
- Primagas Energía, S.A.U.
- Vitogas España, S.A.U.
- Eni Gas & Power España, S.A.U.
- Eni SPA
- Noble Clean Fuels Limited
- Merrill Lynch Commodities (Europe) Limited
- Total Gas & Power Limited
- Gold Energy-Comercializadora de Energía, S.A.
- Repsol LNG Holding, S.A.
- Alpiq AG
- Gasela GmbH
- Compañía Española de Petróleos, S.A.U.
- Koch Supply & Trading SARL
- Audax Energía, S.L.U.

El Gestor Técnico del Sistema

De acuerdo al Real Decreto-ley 13/2012 que modifica la Ley de Hidrocarburos Art 58 b), el Gestor Técnico del Sistema será el responsable de la operación y gestión de la Red Básica y de las redes de transporte secundario definidas en la Ley. Asimismo, será responsable de mantener las condiciones para la operación normal del sistema.

La compañía Enagás GTS S.A., tiene conferidas las funciones de gestión técnica del sistema. Con efectos de 2 de julio de 2012, se ha inscrito en el Registro Mercantil el acuerdo de segregación y la creación de dos filiales, ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U y ENAGÁS GTS, S.A.U.

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 2012 eran:

- Repsol Butano, S.A.
- Cepsa 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 realicen 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 2012 eran:

- Repsol Butano, S.A.
- Cepsa 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.
- Iberpropano, S.A.

6.3 RÉGIMEN ECONÓMICO DE GASES Y PRODUCTOS ASIMILADOS

La Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, dedica su capítulo VII al régimen económico del gas natural, incluyendo en este concepto, las retribuciones

de las actividades reguladas, los peajes y cánones de acceso de terceros a las instalaciones, las cuotas destinadas a sostener el Gestor Técnico del Sistema y a la Comisión Nacional de Energía y la tarifa de último recurso. Posteriormente y mediante la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, por la que se reguló el procedimiento de liquidación de las obligaciones de pago y derechos de cobro necesarios para retribuir las actividades reguladas así como las tasas y cuotas con destinos específicos correspondientes, se encomendó a la Comisión Nacional de Energía la función de liquidación.

Tarifa de último recurso de gas natural

Mediante la disposición final cuarta de la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, se procedió a modificar la fórmula de cálculo de la tarifa de último recurso publicada en la orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, sustituyendo el porcentaje que recoge la cantidad de gas subastado respecto a la demanda (0,5) por una fórmula que tiene en cuenta el porcentaje de gas realmente adquirido en las subasta.

En el año 2012 tuvieron lugar las subastas habituales para la adquisición del gas natural destinadas a la fijación de la tarifa de último recurso. La subasta correspondiente al gas de base para el período de 1 de julio al 31 de diciembre y de gas de invierno para el período del 1 de noviembre de 2012 al 30 de marzo de 2013 tuvo lugar el 19 de junio. Por primera vez el precio de gas de invierno superó al del gas de base y también por primera vez se aplicó un procedimiento de reducción del volumen objeto de subasta al considerarse que no existía suficiente presión competitiva. La subasta para el

suministro de gas de base para el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013 se celebró el 30 de octubre, aplicándose de nuevo el procedimiento de reducción de cantidad.

En el cuadro 6.7 se muestran los precios del gas de base y del gas de invierno en cada una de las subastas celebradas.

CUADRO 6.7 PRECIOS DEL GAS EN SUBASTAS PARA TUR

Fecha celebración subasta	Período de suministro de la subasta	Precio gas de base (Pb _g) (€/MW)	Precio gas de invierno (PI _g) (€/MWh)
16/06/2009	1/07/2009 al 30/06/2010	16,18	
	1/11/2009 al 31/03/2010		19,77
16/06/2010	1/07/2010 al 31/12/2010	21,67	
	1/11/2010 al 31/03/2011		24,44
26/10/2010	1/01/2011 al 30/06/2011	21,30	
14/06/2011	1/07/2011 al 31/12/2011	28,80	
	1/11/2011 al 31/03/2012		29,96
25/10/2011	1/01/2012 al 30/06/2012	29,60	
19/06/2012	1/07/2012 al 31/12/2013	33,50	
	1/11/2012 al 31/03/2013		30,75
30/10/2012	1/01/2013 al 30/06/2013	30,48	

Fuente. SEE

Peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas

El Real Decreto–Ley 13/2012 modificó el artículo 92 de la Ley 34/1998 otorgando a la Comisión Nacional de Energía la potestad de establecer la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso, en transposición de la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Mientras que el Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, aprobará los valores de dichos peajes de acuerdo con la metodología establecida por la Comisión Nacional de Energía y el resto de costes del sistema que sean de aplicación. Con este objetivo la Comisión

Nacional de Energía realizó una consulta pública entre los agentes interesados que finalizó el 8 de febrero de 2012.

Durante 2012 la estructura de peajes fue la establecida en el Real Decreto 949/2001, con los siguientes peajes:

- Peaje de regasificación: inicialmente incluía 10 días de almacenamiento operativo de gas natural licuado que posteriormente se redujeron 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» e independiente de la distancia recorrida



por el gas, incluyendo inicialmente cinco días de almacenamiento operativo en la red de transporte. Se descompone en un término de «reserva de capacidad» que se aplica al caudal diario contratado en la entrada a la red y un término de «conducción» aplicado al caudal contratado y al volumen de gas transportado en el punto de entrega del gas. El Real Decreto 1716/2004 en su disposición final primera redujo este derecho de almacenamiento a dos días, y finalmente, el Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, lo limitó a únicamente 0,5 días, autorizando el Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar este número de 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 durante el mes. 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 al haberse eliminado la capacidad de almacenamiento gratuita asociada a la contratación del peaje de regasificación.

Con carácter anual se actualizan los valores concretos de aplicación de los peajes en función de las estimaciones anuales de retribuciones y las previsiones de mercado.

Asimismo se han incorporado nuevos peajes en función de las necesidades operativas del sistema: 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, la Orden ITC/4100/2005, definió tres nuevos peajes:

- Peaje interrumpible que capacita al Gestor Técnico del Sistema a ejecutar la interrupción en determinados casos, con dos modalidades. «A» y «B», la primera tasa la duración máxima de la interrupción que puede decretar el Gestor Técnico del Sistema en 5 días, mientras que en la modalidad «B» es de 10 días.
- 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. Esta tabla fue sustituida en el año 2010 por un único coeficiente de descuento.
- Peajes 2.bis: cuando entró por primera vez en aplicación en el año 2002 el sistema de peajes del 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 serles de aplicación los peajes del «Grupo 3». En ese momento se decidió, que mientras no fuera posible la conexión de estos clientes a redes de suministro de mayor presión, 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, denominado «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 antiguos usuarios de la tarifa de materia prima para la fabricación de fertilizantes, con una duración limitada y que agrupaba los peajes de regasificación y transporte y distribución.
- Peaje de descarga de buques: incluye una cantidad fija y un término variable aplicable a la cantidad de

energía descargada, con el objetivo de incentivar el uso de las plantas con mayor grado de infrautilización, sin que significará un encarecimiento adicional del sistema ya que se produjo simultáneamente una rebaja en el peaje de regasificación.

- Peaje 3.5: 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 de este peaje es que admite la posibilidad de descuentos en el caso de consumos realizados durante el horario nocturno.

La Orden ITC/3863/2007, de 28 de diciembre, en su artículo 14 incluyó por primera vez un descuento del 20% en el término de conducción del peaje de transporte y distribución aplicable a los usuarios conectados a redes de distribución alimentadas por 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».

En la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, se substituyó la matriz de descuentos aplicable al gas al gas exportado por conexión internacional por



un único coeficiente, con un valor de 0,7, a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución (se aplica el escalón 1.3). En la orden de peajes en vigor durante 2013e, se mantuvo dicho descuento, al mismo tiempo que se le eximía del pago del término variable

Los peajes en vigor en el año 2012 se publicaron en la Orden IET/3586/2011, de 30 de diciembre, con un incremento general y uniforme de todos los peajes del 4,35%, con las excepción del canon de almacenamiento subterráneo que se mantuvo constante y los coeficientes aplicados al término de conducción del peaje de transporte interrumpible (0,7 para la modalidad «A» y 0,5 para la modalidad «B»).

Por último, mediante la Orden IET/849/2012, de 26 de abril, se procedió a revisar los peajes de acceso ante la certeza del déficit incurrido en el año 2011, incrementándolos con uniformemente un 5%, salvo el canon de almacenamiento subterráneo que continuó constante. Esta orden también modificó la definición de las zonas susceptibles de la aplicación del peaje interrumpible, limitándolas a aquellas donde «las instalaciones existentes sean incapaces de suministrar la demanda prevista en circunstancias tanto de operación normal como de demanda punta invernal».

Otra medida incorporada en la orden fue dar inicio a un proceso de convergencia de la tarifa especial para los antiguos consumidores acogidos a la tarifa de materia prima, al objeto de que el 1 de enero de 2014 estas tarifas estuviesen equiparadas con las ordinarias.

Asimismo, para tratar de evitar que existiese capacidad de almacenamiento sin contratar se procedió a modificar la Orden ITC/3862/2007, de 28 de diciembre, por la que se establece el mecanismo de asignación de capacidad de almacenamiento subterráneo, estableciendo un procedimiento de asignación de capacidad en el caso de que la subasta realizada al efecto hubiera quedado desierta o no se hubiera adjudicado la totalidad de la capacidad ofertada.

Ya se mencionó que el Real Decreto 13/2012, de 30 de marzo, modificó las competencias asignadas a la Comisión Nacional de Energía, modificando el apartado 4º del artículo 92 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, asignándole competencia en el establecimiento de metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso: transporte y distribución, regasificación, almacenamiento y carga de cisternas, manteniendo el Ministerio de Industria, Energía y Turismo la obligación de publicar dichos valores de acuerdo a esta metodología. Sin embargo el mismo real decreto, en su disposición transitoria primera, determinó que mientras que la Comisión Nacional de Energía no elabore la metodología, los peajes y cánones de acceso continuaran calculándose de acuerdo a los principios establecidos por el Real Decreto 949/2001 de 3 de agosto.

Los peajes en vigor en el año 2013 se aprobaron mediante la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, incorporando un incremento lineal del 1% a todos los peajes con la excepción de los cánones de almacenamiento subterráneo y de almacenamiento de GNL, que se mantuvieron constantes al obje-

to de incentivar la utilización de estas instalaciones. La orden incluyó una limitación a la contratación de nueva capacidad de carga de cisternas de gas natural licuado para el suministro de nuevos clientes que se encontrasen a una distancia de una red de gas inferior a 2 Km. El objetivo de esta medida era evitar una innecesaria circulación de camiones cisterna de mercancías peligrosas.

Asimismo, se eliminó el término variable del peaje término de conducción en el caso de las exportaciones de gas natural por gasoducto. Esta medida trató de asimilar el coste de transporte español al de los países de nuestro entorno.

Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

Las retribuciones correspondientes a las actividades reguladas forman parte del sistema económico integrado del gas natural, cuyos principios se establecieron en la Ley 34/1998 y en el Real Decreto 949/2001 y que fueron aplicados por primera vez en la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero.

El sistema económico integrado retribuye con cargo a la recaudación de peajes y cánones las actividades reguladas de transporte, distribución, regasificación y almacenamiento subterráneo. Anualmente, estas retribuciones son actualizadas de acuerdo a los principios de dicho Real Decreto y de las órdenes ministeriales que lo desarrollan, y publicadas en el Boletín Oficial del Estado mediante orden ministerial. Las retribuciones de la Comisión Nacional de Energía y del Gestor Técnico del Sistema se cubren mediante cuotas específicas.

Las retribuciones a las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo se aplican de forma individualizada a cada instalación, mediante el reconocimiento expreso a través de resolución u orden ministerial, con la posibilidad de solicitar una retribución provisional mientras se tramita la retribución definitiva.

Retribución a la actividad de regasificación

La retribución a la actividad de regasificación fue establecida en la Orden ITC/3994/2006, que determinó que la retribución financiera de estas instalaciones se calculase utilizando el valor neto de los activos en lugar del valor bruto, restando cada año al valor del activo la amortización acumulada. El procedimiento de valoración de los activos es mediante valores auditados, con el tope máximo de los valores estándar publicados. Siempre que el valor auditado sea inferior al que resulta de la aplicación de los valores unitarios, el primero se incrementará en el 50% de la diferencia.

La Orden incorporó valores estándar de inversión unitarios. El procedimiento de actualización anual aplica coeficientes para los valores unitarios de explotación y para los de inversión. En el caso de los valores unitarios de explotación fijos, la actualización anual se realiza 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.



dad 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 anual de los valores de referencia de inversión se realiza mediante la aplicación del IPRI de bienes de equipo menos cincuenta puntos básicos.

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, en su Anexo I publicó unos nuevos valores unitarios de las plantas de regasificación, con mayor grado de detalle, y en el caso de los valores de inversión distinguen entre valores no estandarizables, que se retribuyen de acuerdo al valor auditado con unos topes máximos, y valores estándar.

La Orden incluyó unos valores estándar aunque hasta el 31 de diciembre se mantuvieron en vigor los publicados en la Orden ITC/3354/2010 de 28 de diciembre. Los valores unitarios en vigor en el año 2012 fueron publicados en la Orden IET/3587/2011, de 30 de diciembre, calculados mediante la actualización de los valores de la Orden ITC/3128/2011.

Retribución a la actividad de almacenamiento subterráneo

El régimen económico de los almacenamientos subterráneos se plasmó en la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, y al igual que en el caso de las plantas de regasificación, se estableció 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 Orden IET/849/2012, de 26 de abril, se asimiló el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos con la del resto de infraestructuras del sistema gasista. En concreto, se aumentó el plazo de amortización de la inversión de diez a veinte años, lo que es más acorde con su vida útil real. Asimismo, tal y como ya establece la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, se reforzó la supervisión del Ministerio de Industria, Energía y Turismo sobre tales proyectos, habilitándole para hacer auditorías técnicas y económicas de la instalación antes de su inclusión en el régimen retributivo definitivo. El objeto de la medida era minorar el impacto económico de la incorporación de los nuevos almacenamientos subterráneos, que se veía acrecentado por el régimen de amortización acelerado.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, adoptó una serie de medidas que afectaron al régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos. En particular, el artículo 14 determina la regla general de que la retribución devengada en el año «n» se abone en el año «n+1». Asimismo, se suspenden los regímenes retributivos provisionales y se exige, como requisito para la emisión del acta definitiva de puesta en marcha, que la instalación haya funcionado previamente 48 horas en torno a sus parámetros nominales. No obstante, se puede emitir un acta de puesta en servicio provisional para el conjunto del almacenamiento que habilite al titular a la inyección del gas colchón necesario para alcanzar dichos parámetros nominales.

Por último, el 29 de diciembre de 2012, se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden IET/2805/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica. Esta orden introduce diversas modificaciones entre las que cabe señalar la aplicación de un coeficiente de actualización del 2,5% al valor neto de la inversión tanto en infraestructuras como en gas colchón. Se determina que podrán reconocerse las diversas inversiones de una misma infraestructura susceptibles de retribución bien en un acto administrativo único o bien mediante actos parciales, según se finalice la instrucción de los diversos expedientes. Por último, se extiende la posibilidad de renuncia a la concesión de explotación más allá de los cinco años establecidos en la redacción anterior y se realizan otras modificaciones con el objeto de garantizar la coherencia con el anteriormente mencionado Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. El este nuevo marco retributivo será de aplicación a los almacenamientos subterráneos puestos en marcha a partir del 1 de abril de 2012, mientras que aquéllos almacenamientos que, como Marismas, Serrablo y Gaviota, ya estaban operativos no verán modificado su marco retributivo.

Mediante la Resolución de 17 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, se estableció el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado (gas colchón) de los almacenamientos subterráneos «Yela» y «Castor». Posteriormente mediante la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 11 de mayo de se establecieron las reglas operativas de la subasta.

En consideración al volumen de gas, con un coste superior a los 300 millones € y a la naturaleza singular de la operación esta subasta difiere de las habituales, en concreto se utiliza la modalidad «sobre cerrado» (en lugar de utilizar rondas), no marginalista o «pay as bid», y abierta a la participación de suministradores que no figuren como comercializadores registrados en España.

La cantidad a adquirir inicialmente ascendía a 9.846 GWh, pero posteriormente se redujo a 2.724 GWh al retirarse la cantidad prevista para el almacenamiento «Castor». Finalmente, la subasta tuvo lugar el 6 de junio de 2012, adjudicándose únicamente 1.513 GWh.

El 14 de mayo de 2013 se celebró una nueva subasta, incluyéndose esta vez las necesidades de los dos almacenamientos («Yela» y «Castor»). El volumen de gas ofertado de 10.042 GWh, se publicó en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de 3 de abril de 2013, adquiriéndose finalmente solo 2.174 GWh.

Retribución a las instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008

En el caso de los gasoductos y demás instalaciones auxiliares que ya se encontraban en servicio en el momento de entrar en vigor la Orden ECO/301/2002, el activo se valoró de acuerdo a los datos del último balance disponible (2000) actualizado al año 2002, empleándose costes de operación y mantenimiento

La retribución calculada por el procedimiento general anterior se actualizaba anualmente por aplicación del factor $(1+fi*IPH)$, siendo IPH la semisuma de la variación del IPC e IPRI y fi un factor de eficiencia, con un valor de 0,85. Estos coeficientes se usaban también para actualizar los valores estándar de inversión y de operación y mantenimiento.

Debido a la coyuntura económica nacional, mediante la disposición final tercera de la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, para el cálculo de la retribución del año 2013 se estableció un valor del coeficiente fi igual a cero.

Retribución a las instalaciones de transporte con puesta en servicio posterior al 1 de enero de 2008

La disposición transitoria cuarta del Real Decreto 12/2012, de 30 de marzo, decretó la suspensión de la autorización administrativa de nuevos gasoductos de transporte y estaciones de regulación y medida, con la excepción de los gasoductos de influencia local, cuya autorización estaría supeditada a la realización de un estudio previo de rentabilidad económica.

Retribución a la actividad de distribución

La retribución inicial de las empresas que se encontraban ya operando en el año 2002 fue calculada en función del volumen de inversiones realizadas por las compañías. A esta retribución se le

adiciona el resultado de la aplicación de una fórmula que multiplica los clientes captados y el incremento de las ventas realizadas por unas retribuciones marginales. La retribución total resultante se incrementa por la aplicación del $(1+fi*IPH)$, teniendo fi e IPH el significado mencionado anteriormente (fi es el factor de eficiencia igual a 0,85 e IPH la semisuma de IPC e IPRI).

En la Orden ECO/31/2004, de 15 de enero, se determinó que para las nuevas distribuciones que se pusieran en servicio se consideraría como retribución inicial el resultado de la aplicación de las retribuciones marginales a las previsiones de ventas y clientes, retribución que posteriormente se ajustaría con los valores reales.

En la disposición segunda de la Orden ITC/3354/2010, de 28 de diciembre, se procedió a modificar la fórmula de cálculo del parámetro IPH, pasando a utilizar el valor de octubre del año anterior como valor definitivo, en lugar de una previsión sujeta a una posterior corrección.

En el cálculo de las retribuciones correspondientes al año 2013, y al igual que se hizo con las retribuciones de instalaciones de transporte con puesta en servicio anterior al 1 de enero de 2008, mediante la disposición final tercera de la Orden IET/2812/2012, de 27 de diciembre, se pasó a establecer un valor de eficiencia $fi = 0$.

En el cuadro 6.8 se indica la retribución de las actividades reguladas.



CUADRO 6.8 EVOLUCIÓN DE LAS RETRIBUCIONES REGULADAS 2010-2013

	2010 ITC/3520/2009	2011 ITC/3354/2010	2012 IET/3587/2011	2013 IET/2812/2012	Variación 2013/2012
Distribución	1.322.704.684	1.481.257.170	1.519.541.278	1.467.092.105	-3,45%
Transporte	883.273.949	768.354.107	932.815.993	902.689.838	-3,23%
Plantas de regasificación	388.558.211	381.652.545	422.926.463	452.987.777	7,11%
Almacenamiento subterráneo	23.989.245	22.960.795	21.932.347	20.903.898	-4,69%
Total	2.618.526.089	2.654.224.617	2.897.216.081	2.843.673.618	-1,85%

Fuente: SEE

Gases licuados del petróleo

Gases licuados del petróleo envasados

El artículo 9 del Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social, congeló el precio máximo de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, definidos en el apartado segundo de la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio desde el 1 de enero de 2013 hasta la siguiente revisión trimestral prevista para el 1 de marzo de 2013.

Durante dicho periodo de tiempo el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, debía aprobar una nueva fórmula de determinación de los precios regulados de los gases licuados del petróleo envasados que conciliase adecuadamente el estímulo a la competencia y los elementos compensadores a que alude la Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 19 de junio de 2012, por la que

se declara la nulidad de la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio.

Los costes de comercialización se revisaron en julio de 2011 (4,04%) y en julio de 2012 (3,48%).

Gases licuados del petróleo por canalización

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 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 2010 (1,38%), de 2011 (2,72%) y de 2012 (1,30%).

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 2012 la tarifa de último recurso ha evolucionado al alza en las revisiones trimestrales realizadas en el mes de abril y julio, permaneciendo

constante en la revisión del mes de octubre. Adicionalmente, a las subidas del precio del gas hay que incorporar el incremento del IVA del 18 al 21% que tuvo lugar a partir del 1 de septiembre de 2012. La nueva tasa de 0,65 €/MJ aplicada al gas para usos no industriales entró en vigor el 1 de enero de 2013, y lógicamente no se refleja en los últimos de este informe, que son de 2012.

La revisión del precio de gas en enero de 2013 supuso una bajada del 2,5% y del 3% en la TUR.1 y TUR.2 respectivamente, sin embargo y debido a la incorporación de la nueva tasa, el resultado final fueron incrementos del 0,5% y 0,8%. No hubo alteración de las tarifas en la revisión del mes de abril, al no superarse el umbral de variación del coste del gas del 2%.

En el cuadro 6.9 se indican las revisiones de precios para consumidores tipo. La evolución de tarifas para consumidores tipo domésticos-comerciales e industriales, se indican en los cuadros 6.10 y 6.11.

CUADRO 6.9 REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO TARIFAS T.1 Y T.2

c€/kWh	Precio medio TUR.1	Precio medio TUR.2	Variación T.1%	Variación T.2%
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%

SECTOR GAS

CUADRO 6.9 REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO TARIFAS T.1 Y T.2 (Continuación)

€/kWh	Precio medio T UR.1	Precio medio TUR.2	Variación T.1%	Variación T.2%
01-abr-11	7,9548	6,2909	3,52%	4,50%
01-jul-11	8,3352	6,6713	4,78%	6,05%
01-oct-11	8,4214	6,7574	1,03%	1,29%
01-ene-12	8,4931	6,7756	0,85%	0,27%
28-abr-12	8,8920	7,1146	4,70%	5,00%
01-jul-12	9,0496	7,2723	1,77%	2,22%
01-sep-12	9,2797	7,4572	2,54%	2,54%
01-ene-13	9,3229	7,5165	0,47%	0,80%

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.
Fuente: SEE

CUADRO 6.10 PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (impuestos no incluidos)
PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICO-COMERCIALES A PRESIÓN MENOR O IGUAL A 4 BAR

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	"D1 < 20 GJ/año (5.556 kWh/año)"	"D2 20 – 200 GJ/año (5.556 – 55.556 kWh/año)"	"D3 > 200 GJ/año (55.556 kWh/año)"
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
2011	5,8118	4,5600	4,0809
2012	7,3600	5,7300	4,9413

Fuente: SEE

CUADRO 6.11 PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS)
PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	"I1 < 1.000 GJ/año (278 MWh/año)"	"I2 1.000 – 10.000 GJ/año (278– 2.778 MWh/año)"	"I3 10.000 – 100.000 GJ/año (2,8– 27,8 GWh/año)"	"I4 100.000 – 1.000.000 GJ/año (27,8– 277,8 GWh/año)"	"I5 1.000.000 – 4.000.000 GJ/año (277,8– 1.111,1 GWh/año)"	"I6 > 4.000.000 GJ/año (> 1.111,1 GWh/año)"
AÑO						
2007	3,1838	2,6312	2,5466	2,4109	1,9926	1,9717
2008	3,5570	3,1896	3,0015	2,8039	2,5605	2,4833
2009	4,4416	3,3764	2,9215	2,5175	2,3072	2,1021
2010	4,0321	3,4142	2,8416	2,4832	2,3243	2,0178
2011	3,7688	3,8725	3,1153	2,8383	2,6485	2,4504
2012	4,6845	4,6252	4,6252	3,3229	3,1419	3,6200

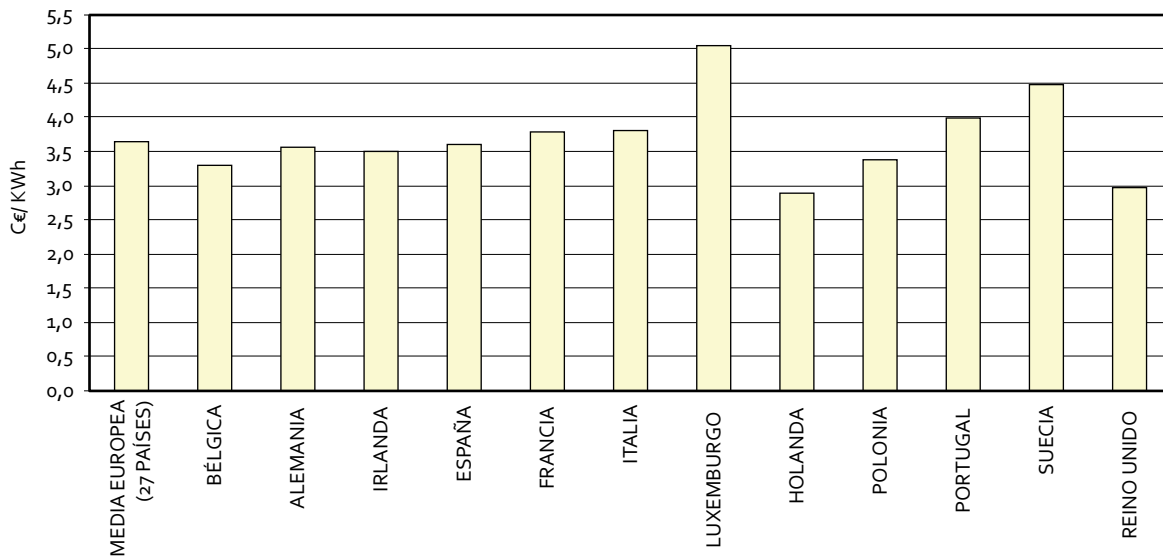
NOTA 1.– El valor del año 2007 corresponde al valor del segundo semestre
En todos los demás años se da como valor anual el del primer semestre
Fuente: SEE



En los gráficos 6.2 y 6.3 se comparan los precios medios de venta practicados en diferentes paí-

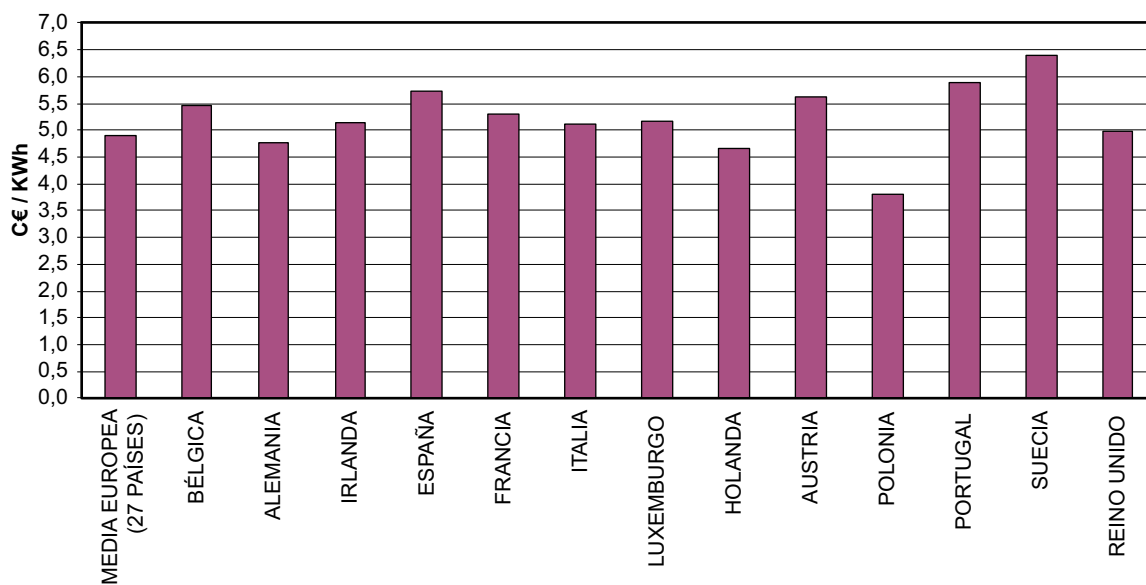
ses europeos para consumidores tipo durante el año 2012.

GRÁFICO 6.2 PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES 1.º semestre 2012
I3. CONSUMIDOR DE 2778 MWH/AÑO A 27778 MWH/AÑO



FUENTE: Eurostat.

GRÁFICO 6.3. PRECIOS SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS 1.º semestre 2012
D2. CONSUMIDOR DE 5556 KWH/AÑO A 5556 KWH/AÑO



FUENTE: Eurostat.

Gases licuados del petróleo envasados

En el año 2005 se aplicaron dos sistemas de revisión diferentes, hasta el 30 de julio en que entró en vigor la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, se aplicó la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo de 2002, que se basaba en revisiones semestrales que entraban en vigor el primer día de los meses de abril y octubre.

Posteriormente y aplicando la nueva fórmula y los nuevos costes de comercialización aprobados por la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, el precio máximo de venta por kg a partir del 31 de julio se incrementó un 5,72% y pasó a ser de 0,676619 €/kg (9,81 €/botella). La siguiente revisión entró en vigor el 1 de octubre, aumentando el precio por kg hasta 0,703291 (3,87% de alza), lo que supone un precio por botella de 10,19 €.

La tendencia al alza se mantuvo durante el año 2006, que empezó con un incremento del 10,27% el 1 de enero, hasta alcanzar un precio máximo de 0,775516 €/kg, lo que supone un precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg de 11,24 €, con un aumento de 1,05 €/botella respecto al precio que estaba en vigor desde el 1 de octubre. El 1 de abril de 2006, tuvo lugar una nueva subida, alcanzando el precio máximo de venta los 0,851952 €/kg, lo que equivale a 12,35 €/botella, es decir un incremento de 9,88% respecto a precio máximo en vigor en el mes de abril. La tendencia alcista se interrumpe el 1 de julio, con la entrada en vigor de la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, que establece un precio máximo de 0,837188 €/kg, o lo que es lo mismo 12,3 €/botella. La revisión del mes de octubre es también a la baja, con un precio máximo por kg de 0,811753 €/kg (11,7 €/botella).

El año 2007 comenzó con un alza prácticamente inapreciable, al alcanzar el precio máximo 0,812474 €/kg. La revisión del mes de abril dio como resultado un precio máximo de 0,795422 €/kg, situándose el precio máximo de venta de la botella de 12,5 kg en 11,5 €. Esta ligera bajada se vio compensada por subidas en julio y todavía más fuerte en octubre. La nueva regulación fue la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, mencionada anteriormente.

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 imparable que se ha visto atenuada por la aplicación de la fórmula de la ITC/2608/2009, de 28 de septiembre. La sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo, según sentencia de 19 de junio de 2012, declaró nula de pleno derecho la Orden ITC/2608/2009, por lo que desde octubre de 2012 el sistema volvió a regularse por la ITC/1858/2008, modificada en su apartado cuarto por la ITC/776/2009, de 30 de marzo. El precio sin impuestos se congeló para el primer trimestre de 2013, y posteriormente, la Orden IET/463/2013 de 21 de marzo pasó a ser la referente en la fijación del precio de la bombona.

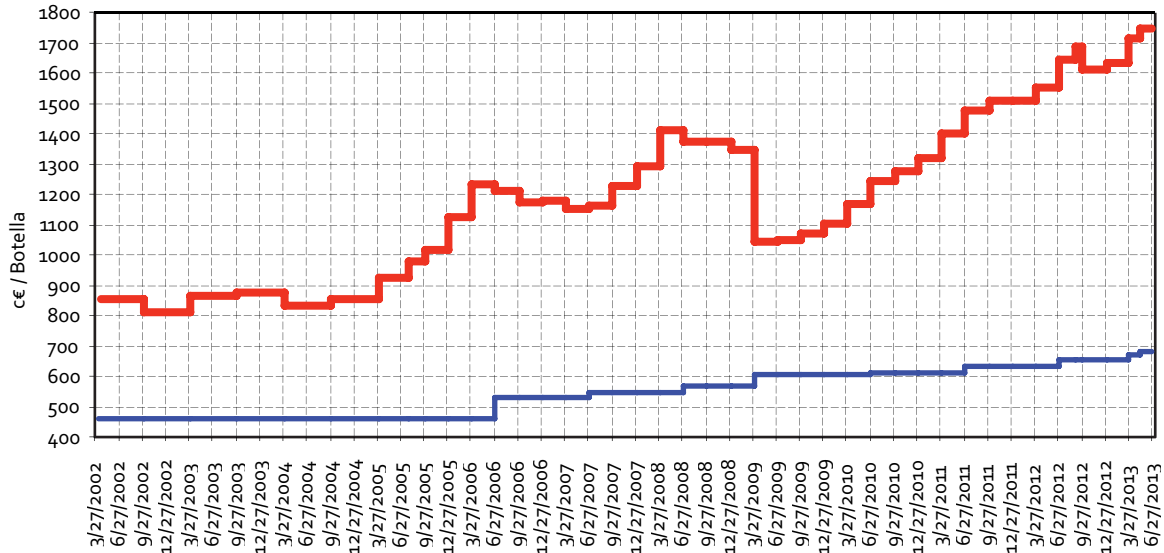
Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra el cuadro 6.12.



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.

GRÁFICO 6.4 PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO BOTELLA "BUTANO" 12,5 KG



FUENTE: Eurostat.

CUADRO 6.12 EVOLUCION PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG (IMPUESTOS INCLUIDOS)

Año	€/Botella	Indice
2000	6,97	100,00
2001	8,44	121,08
2002	6,84	98,06
2003	8,55	122,63
2004	8,51	122,09

Año	€/Botella	Indice
2005	9,42	135,17
2006	11,87	170,32
2007	11,81	169,40
2008	13,64	195,64
2009	11,28	161,79
2010	12,00	172,12
2011	14,28	204,82
2012	15,83	227,05

FUENTE: SEE

CUADRO 6.13 COMPARACIÓN PRECIOS EUROPEOS GLP ENVASADO. DATOS ESPAÑA 26/3/2013

	Envase kg	PVP Euros botella	PVP		Índices PVP		IVA	Impuesto especial c€/Kg	«Prec €/Bot. sin iva	«Prec €/Kg sin iva	Índice Prec. sin iva €/Kg
			Euros Kg	Botella	Kg						
ESPAÑA (1) desde 26/3/2013	12,5	17,13	1,37	100	100	21%	1,50	13,90	1,1117	100	
PORTUGAL (1) dat abril/2013	13,0	29,00	2,23	169	163	23%	0,799	23,47	1,8056	162	



CUADRO 6.13 COMPARACIÓN PRECIOS EUROPEOS GLP ENVASADO. DATOS ESPAÑA 26/3/2013

	Envase kg	PVP	PVP		Índices PVP		IVA	Impuesto especial c€/Kg	«Prec €/Bot. sin iva	«Prec €/Kg sin iva	Índice Prec. sin iva €/Kg
			Euros botella	Euros Kg	Botella	Kg					
FRANCIA (dat abril/2013)	13,0	BUTANO	32,25	2,48	188	181	19,60%	1,850	26,72	2,0557	185
R. UNIDO (2) dat abril 2013	13,0	BUTANO	36,24	2,79	212	203	5%	0	34,52	2,6551	239

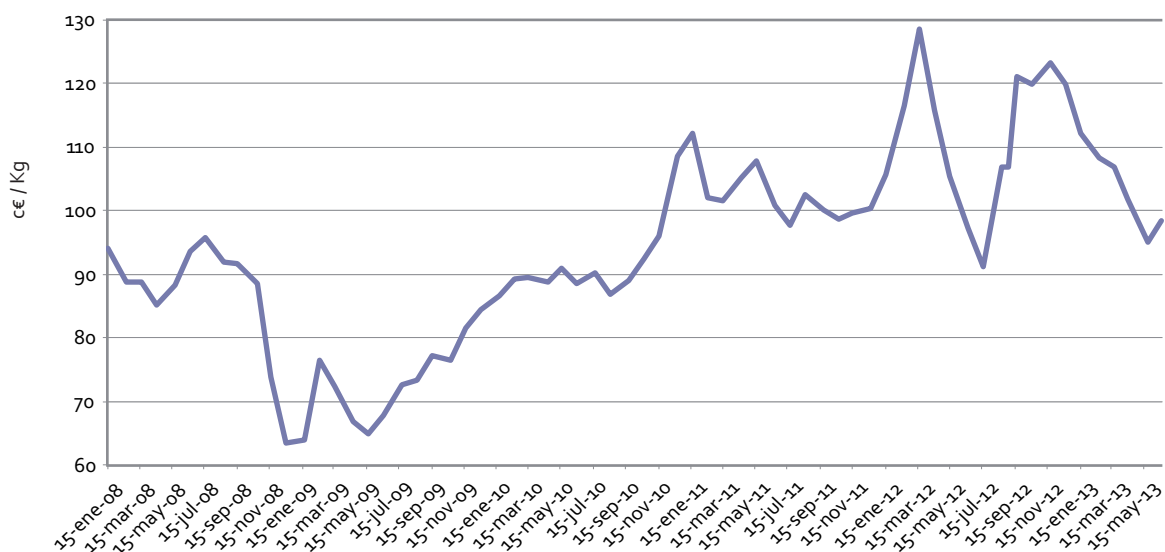
(1) Incluido reparto domiciliario, como en España.. (2) Precio para R.Unido no incluye el reparto domiciliario, que es de 4,95 €/Bot. Fuente: SEE

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 pri-

meros 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. En 2011 tuvimos dientes de sierra decrecientes hasta octubre de 2011 para subir ligeramente en los últimos meses del año. En 2012 hubo subidas en la primera parte del año, seguidas de bajadas, y nuevamente con subidas. La evolución se puede apreciar en el gráfico 6.5.

GRÁFICO 6.5. TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS, EN C€/KG) DE GLP POR CANALIZACIÓN



FUENTE: SEE.

6.4 NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2012 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:

- Resolución de 21 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «Medición, Calidad y Odorización de Gas» de las normas de gestión técnica del sistema gasista. (BOE del 7 de enero de 2013)
- Orden IET/2812/2012, de 27 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 del 31 de diciembre de 2012)
- Resolución de 28 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE del 31 de diciembre de 2012)
- Orden IET/2805/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/3995/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de los almacenamientos subterráneos de gas natural incluidos en la red básica. (BOE del 29 de diciembre de 2012)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se adopta y se da publicidad al plan de acción preventivo y al plan de emergencia del sistema gasista español.
- Resolución de 5 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el protocolo de detalle PD-16 «intercambio de señales operativas entre los titulares de las instalaciones del sistema gasista, y entre estos y el gestor técnico del sistema» (BOE del 17 de diciembre de 2012)
- Resolución, de 20 de noviembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se modifica la 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 del 30 de noviembre)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se convoca el procedimiento de asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural a corto plazo entre España y Francia para el período comprendido entre el 1 de abril de 2013 y el 31 de marzo 2014. (BOE del 26 de noviembre de 2012)
- Orden IET/2424/2012, de 8 de noviembre, por la que se establecen los servicios mínimos del Sector de Hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 14 de noviembre de 2012 (BOE del 12 de noviembre de 2012)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural de base para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013 (no se incluye el Anexo confidencial).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que publica en la Web



del Ministerio de Industria, Energía y Turismo el índice de gasificación de las provincias.

- Resolución de 17 de septiembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-01 «conceptos generales» y NGTS-04 «Nominaciones» y el protocolo de detalle PD-11 «Procedimiento de reparto en puntos de entrada a la red de transporte», y se aprueba el protocolo de detalle PD-15 «Nominaciones, mediciones y repartos en conexiones internacionales por gasoducto con Europa».
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen las características para el desarrollo de la subasta para la adquisición de gas de base destinado a la tarifa de último recurso de gas natural en el período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2013
- Orden IET/2020/2012, de 24 de septiembre, por la que se establecen los servicios mínimos para el Sector de Hidrocarburos ante la convocatoria de huelga general del día 26 de septiembre de 2012. (BOE 25/08/2012)
- Resolución de 19 de septiembre de 2012, 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 2012, 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. (BOE 24/09/2012)
- Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012 que modifica el anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. (DOE 28/08/2012)
- Resolución de 26 de julio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, sobre la solicitud de certificación de ENAGAS como gestor de la red de transporte de gas. (BOE 17/08/2012)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se da publicidad al informe de supervisión de los aspectos relativos a la seguridad de suministro del sistema gasista español establecido en el artículo 100.3 de la ley 34/1998, de 7 de octubre del sector de hidrocarburos.
- Resolución de 11 de julio de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 24 de junio de 2002, por la que se aprueban los modelos normalizados de solicitud y los modelos normalizados de contratación para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas. (BOE 31/07/2012)
- Resolución de 28 de junio de 2012, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se aprueba el «information memorandum» y el contrato tipo para la asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal, disponible en el período comprendido entre octubre de 2012 y septiembre de 2013. (BOE 07/07/2012)



- Resolución de 28 de junio de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 29/06/2012)
- Circular 2/2012, de 8 de junio, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establece la metodología para la asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal. (BOE 28/06/2012)
- Resolución de 4 de mayo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Compañía Transportista de Gas Canarias, SA autorización administrativa para la construcción de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla (Tenerife). (BOE 18/06/2012)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta destinada a la adquisición de gas natural para la fijación de la tarifa de último recurso entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualizan determinados parámetros de la subasta de gas natural destinado a nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos «Yela» y «Castor».
- Resolución de 30 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el protocolo de detalle PD-14 «Criterios de definición del grado de saturación de las Estaciones de Regulación y Medida y Estaciones de Medida y Procedimiento de realización de propuestas de actuación» y se modifica el protocolo de detalle PD-10 «Cálculo de la capacidad de las instalaciones». (BOE 28/05/2012)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueban determinados parámetros de la subasta para la adquisición del gas de operación correspondiente al período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013
- Resolución de 17 de mayo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las características para el desarrollo 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 2012 y el 30 de junio de 2013.
- Resolución de 11 de mayo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas para el desarrollo de la subasta para la adquisición durante el año 2012 del gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos subterráneos básicos «Yela» y «Castor».
- Resolución de 17 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determinan los proyectos iniciados en 2009 y 2010 con derecho a una retribución específica.
- Resolución de 9 de mayo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen las reglas operativas para el



desarrollo de la subasta para la adquisición del gas de operación para el período comprendido entre el 1 de julio de 2012 y el 30 de junio de 2013

- Resolución de 25 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen 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 2012 y el 30 de junio de 2013. (BOE 8/05/2012)

Corrección de errores de la Resolución de 25 de abril de 2012 (BOE 10/05/2012)

- Resolución de 27 de abril de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 28/04/2012)
- Orden IET/849/2012, de 26 de abril, por la que se actualizan los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se adoptan determinadas medidas relativas al equilibrio financiero del sistema gasista. (BOE 27/04/2012)
- Resolución de 17 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establece el procedimiento de subasta para la adquisición de gas natural destinado al nivel mínimo de llenado de nuevas instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural. (BOE 24/04/2012)
- Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el Protocolo de Detalle PD-13

«Asignación de fechas de descarga de buques en plantas de regasificación» y se modifica la Norma de Gestión Técnica del Sistema NGTS-03 «Programaciones» y el Protocolo de Detalle PD-07 «Programaciones y nominaciones en infraestructuras de transporte». (BOE 24/04/2012)

- Resolución de 29 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Norma de Gestión Técnica del Sistema Gasista NGTS-02 «Condiciones generales sobre el uso y la capacidad de las instalaciones del sistema gasista», se establece el Protocolo de Detalle PD-12 «Procedimientos a aplicar a las cisternas de gas natural licuado con destino a plantas satélite» y se modifica el Protocolo de Detalle PD-01 «Medición, calidad y odorización de gas». (BOE 23/04/2012)
- Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. (BOE 31/03/2012)
- Resolución de 23 de marzo de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se adjudica la capacidad de almacenamiento básico para el período comprendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.
- Resolución de 8 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la Resolución de 24 de junio de 2002, por la que se aprueban los



modelos normalizados de solicitud y los modelos normalizados de contratación para el acceso de terceros a las instalaciones gasistas. (BOE 14/03/2012)

- Resolución de 6 de marzo de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen determinados aspectos relacionados con la subasta de capacidad de almacenamiento básico para el período com-

prendido entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013.

- Resolución de 30 de enero de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos de gas natural básicos para el período comprendido entre el 1 de abril de 2012 y 31 de marzo de 2013. (BOE 09/02/2012)

7. SECTOR PETRÓLEO

7.1 DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, incluyendo fuelóleos para bunkers de navegación marítima, alcanzó 59,9 millones de toneladas en 2012, con un descenso del 6,7% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1 CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (UNIDAD: MILES DE TONELADAS)

	2011	2012	%2012/11
GLP	1636	1585	-3,1
GASOLINAS	4833	4660	-3,6
QUEROSENOS	5595	5277	-5,7
GASÓLEOS	27273	25047	-8,2
FUELÓLEOS Y OTROS	20633	19019	-7,8
Consumos propios, pérdidas y diferencias estadísticas	4320	4394	1,7
TOTAL	64291	59983	-6,7

FUENTE: SEE Y CORES

Esta evolución se ha debido fundamentalmente al descenso de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de algunas materias primas, aunque también ha bajado el consumo en generación eléctrica. Expresada en toneladas equivalentes de petróleo, la demanda final de productos petrolíferos en el transporte ha bajado globalmente el 7%, mientras el consumo en usos finales de la industria ha bajado un 15%, especialmente en combustibles, aunque también en materias primas petroquímicas. En el sector residencial y terciario, bajó también la demanda de estos productos, el 10%, debido a la menor actividad económica y a las condiciones climáticas del año.

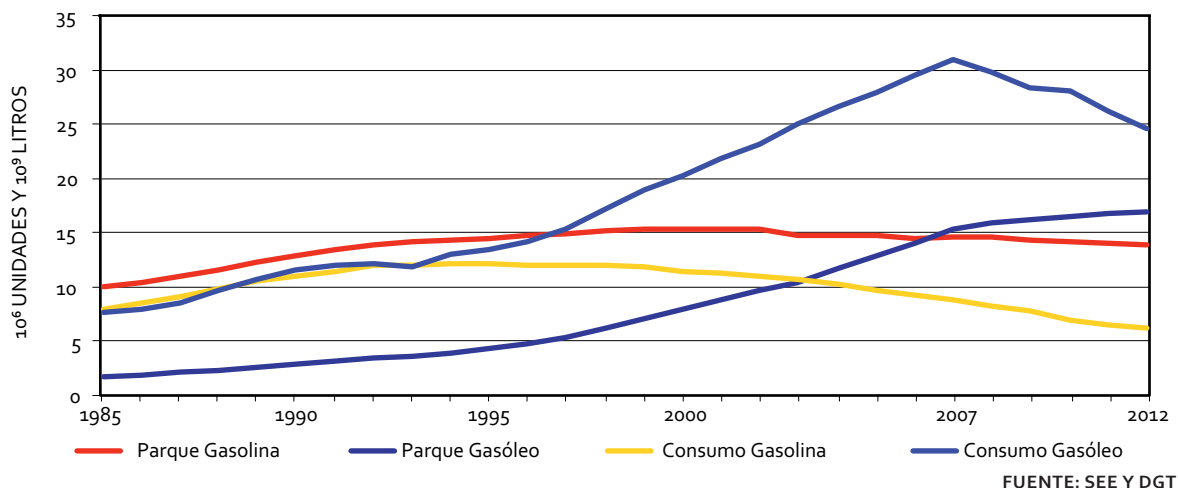
Por productos, destaca el descenso de la demanda de gasóleos, expresada en toneladas, 8,2% en 2012, derivado de la menor actividad del transporte de mercancías y del menor crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido también un descenso del 5,7% en el año, después de un aumento similar en el año anterior.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando, debido al descenso del parque de estos vehículos derivada de la dieselización de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 3,6% en 2012. Los datos sobre evolución del parque de automóviles indican que, durante 2011, aumentó el 1,7% el parque de gasóleo, mientras el parque de automóviles de gasolina bajó el 0,7%, continuando el efecto indicado de la dieselización del parque de turismos. En 2012 se produjo una estabilización en el parque de gasóleo y un descenso similar al del año anterior en el de gasolina.

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 desde 2007 puede observarse en dicho gráfico.



GRÁFICO 7.1 .- PARQUE Y CONSUMO DE COMBUSTIBLES



En cuanto a los sectores energéticos transformadores, en los sistemas extrapeninsulares se ha mantenido la demanda de productos petrolíferos para generación eléctrica en 2012 debido al descenso de la demanda eléctrica y a la generación con gas natural en Baleares junto con el enlace de este sistema eléctrico con el peninsular, mientras en el Régimen Ordinario del sistema peninsular ya se emplea únicamente como combustible de apoyo a centrales que consumen otras energías. La cogeneración con productos petrolíferos también ha bajado significativamente. En conjunto, la generación con productos petrolíferos sigue teniendo un peso bajo, alrededor del 5%, en la estructura de generación total nacional.

El consumo estimado de fuelóleos y otros productos, incluyendo combustibles de navegación marítima y excluyendo consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 19 millones de toneladas, con un descenso del 7,8%.

7.2 OFERTA

Producción interior de Hidrocarburos

La producción nacional de crudo durante el año 2012 ascendió a 139.000 Tm. (aproximadamente 1 millón de barriles), lo cual supone un aumento del 39% respecto del año anterior. Esta producción supone que el grado de autoabastecimiento de crudo es de tan solo el 0,25% del consumo primario. Este aumento, se debe principalmente a la puesta en producción del campo Lubina–Montanazo en el último trimestre del año, ya que en el resto de campos la producción ha descendido con excepción de Casablanca. No obstante, hay que tener en cuenta que el reducido número de campos y la limitada producción nacional hacen que cualquier cambio se traduzca en grandes variaciones de la producción de un año a otro.

Los campos productores son actualmente: Lora (Burgos), Casablanca–Montanazo (Casablanca), Rodaballo, Angula–Casablanca (Boquerón) y Lubina–Montanazo (Lubina). Estos cuatro últimos cam-

pos están situados 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 2012 se indica en el cuadro 7.2.

CUADRO 7.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO

	PRODUCCIÓN 2012				PRODUCCIÓN 2011	
	Volumen (kbbl)	kTm	%	Var 12/11	Volumen (kbbl)	kTm
Lora	48	7	5%	-4,33%	50	7
Boquerón	253	34	25%	-25,48%	339	46
Casablanca	307	42	30%	8,50%	283	39
Rodaballo	0	0	0%	-99,96%	60	8
Lubina	409	56	40%	-	-	-
TOTAL	1.018	139	100%	39%	733	100

FUENTE: SEE

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

El principal producto importado son gasóleos, un 40,6% del total, de los que se importaron 6,7 millones de toneladas, un 26,7% del consumo final.

Comercio exterior

El total de importaciones en 2012, se elevaron a 58,6 millones de toneladas, un 12,6% más que en el año 2011. Aumentaron las procedentes de África y América y se redujeron las de Oriente Medio y Europa. Los principales países suministradores fueron: México, Nigeria, Rusia y Arabia Saudí. Las importaciones procedentes de los países de la OPEP fueron un 56,8% del total. El desglose por orígenes se indica en el Anexo de esta Informe.

Respecto al comercio exterior de productos petrolíferos, en 2012 el saldo físico fue exportador alcanzando 0,57 millones de toneladas. En el año bajaron las importaciones de productos un 28% y aumentaron las exportaciones un 30,8%.

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. Asimismo en dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de Mercados y de Competencia publicará en su página web un listado de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad.

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.

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino

España cuenta con diez refinerías, nueve en la Península y una en las Islas Canarias, que pertenecen a tres grupos empresariales:

- Repsol – 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, excep-

to 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 2012, las refinerías españolas procesaron en total 61,9 Mt de crudo y materias primas, un 8,3% más que en 2011, con una utilización media de su capacidad de refino del 84%.

Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos petrolíferos

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 refinerías 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 millones de metros cúbicos.

Buques de transporte. Son 2 buques tanque utilizados para el transporte de combustible a las instalacio-

nes 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 2012 se indica en el cuadro 7.3.

CUADRO 7.3. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS DE EMPRESAS DISTINTAS DE CLH

Empresas	Miles de m ³
DISA	207,916
FORESTAL DEL ATLÁNTICO	283,000
DECAL	876,250
TERMINALES PORTUARIOS	668,301
TERQUIMSA	206,039
LBC TANK TERMINALS SANTANDER	8,900
PETROLÍFERA DUCAR	135,681
PETROLOGIS CANARIAS	73,500
TERMINALES CANARIOS	201,791
ESERGUI	220,200
GALP ENERGIA ESPAÑA	198,570
EUROENERGO	333,176
SARAS ENERGÍA	133,000
FORESA	32,400
MEROIL	628,200
AEGEAN BUNKERING LAS PALMAS	61,327
BP	48,500
CEPSA CARBURANTES Y LUBRICANTES	50,986
ATLAS	73,800

Empresas	Miles de m ³
PETROCAN	204,460
FELGUERA -IHI	110,000
SECICAR	66,725
BIOGAL	0,120
GASTEKO	0,100
LOGISTICA JUNTOS	0,200
GOIL RENT PARK	8,565
RECEPTORA DE LÍQUIDOS	192,196
SIMONOIL	0,100
PETRÓLEOS ASTURIANOS	240,938
ECOCENTROS 2000	0,150
HUIDOBRO GASÓLEOS	0,840
TRASEMISA	0,500

Fuente: CNMC

7.3 PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLIFEROS

Evolución de precios

La evolución en 2012 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos se recoge en el Capítulo 1 de este Informe. Los precios de venta al público de productos petrolíferos reflejan la evolución de las cotizaciones internacionales.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 aumentó 10,65 céntimos de euro por litro en 2012 respecto al año anterior (8,08%) pasando de 131,8 c€/l en 2011 a 142,47 c€/l en 2012. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se encareció 9,84 c€/litro (7,77%) pasando de 126,7 c€/l en 2011 a 136,6 c€/l en 2012.



En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos 7.2 a 7.5 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 la gráfica, sólo Luxemburgo ha tenido durante 2012 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.

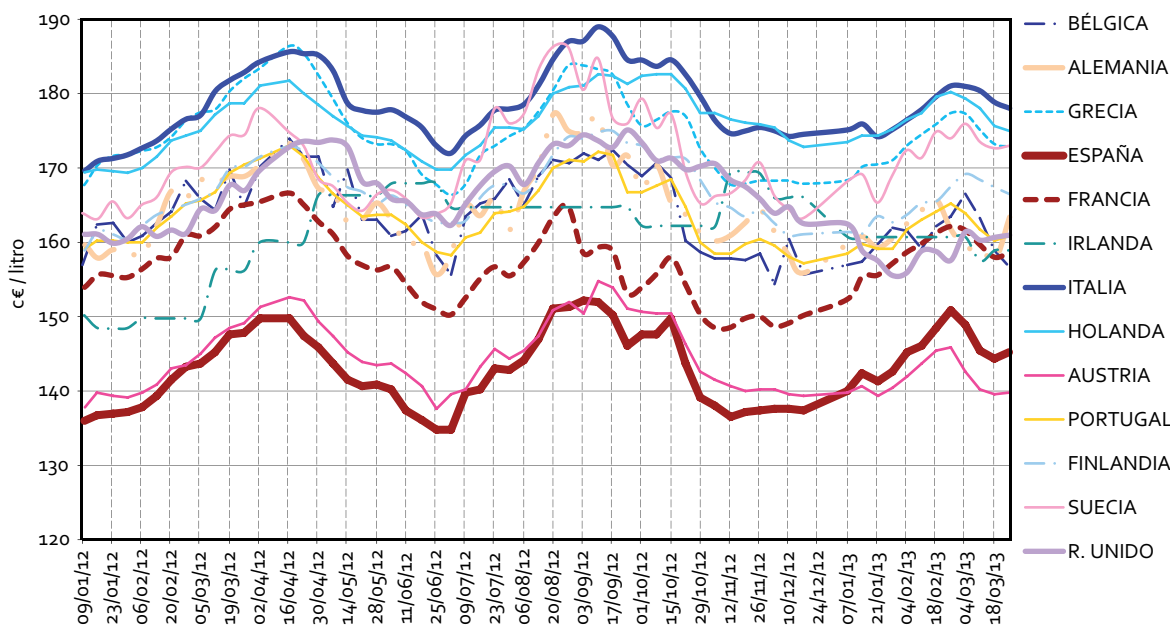
El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE. Los saltos de Grecia se deben a que este país sube considerablemente el impuesto al inicio de la temporada cálida, primeros de mayo, y lo vuelve a bajar al comienzo de la fría, primeros de octubre.

Se puede apreciar que España se encuentra entre los países baratos. En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran en una posición intermedia.

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.

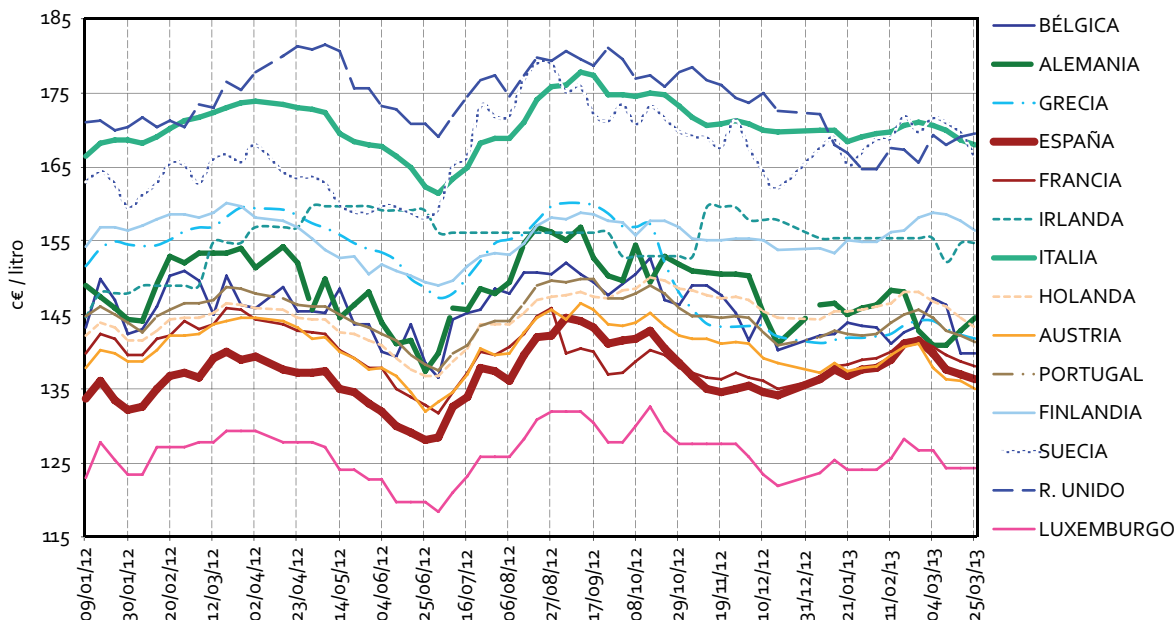
GRÁFICO 7.2 PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE

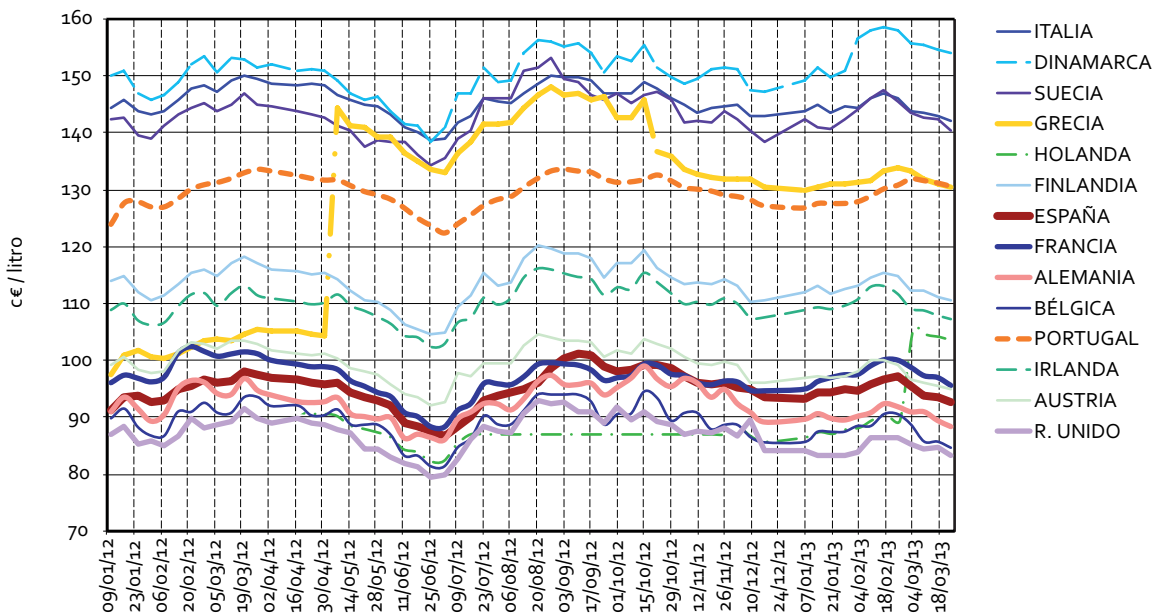


GRÁFICO 7.3 PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE

GRÁFICO 7.4 PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

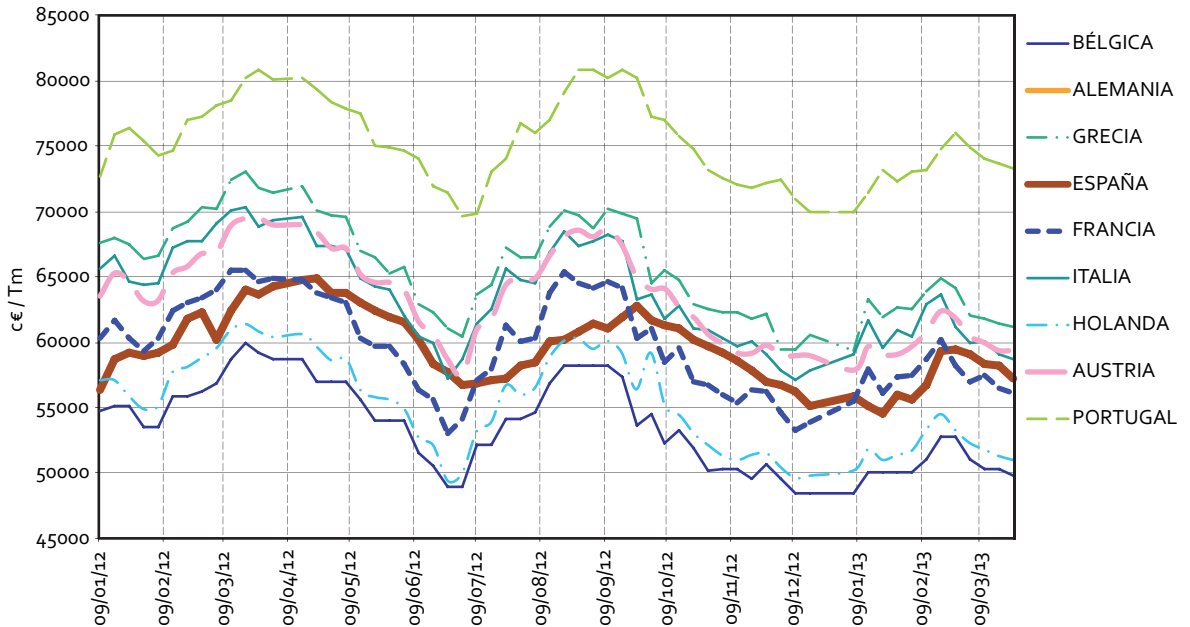


FUENTE: SEE

SECTOR PETRÓLEO

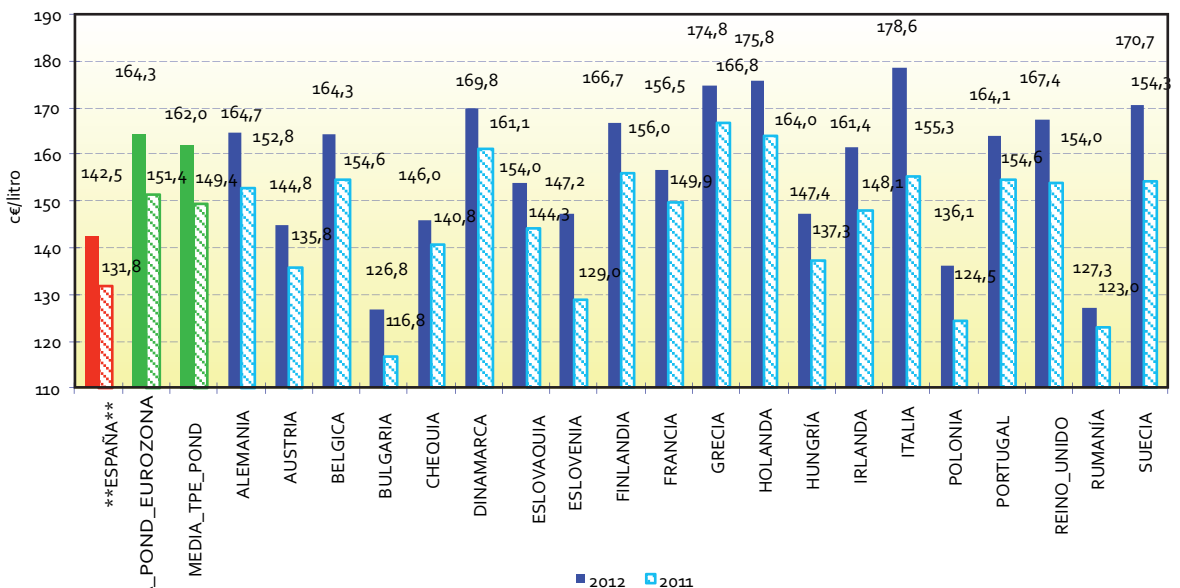


GRÁFICO 7.5 PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE
(Los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)



FUENTE: SEE

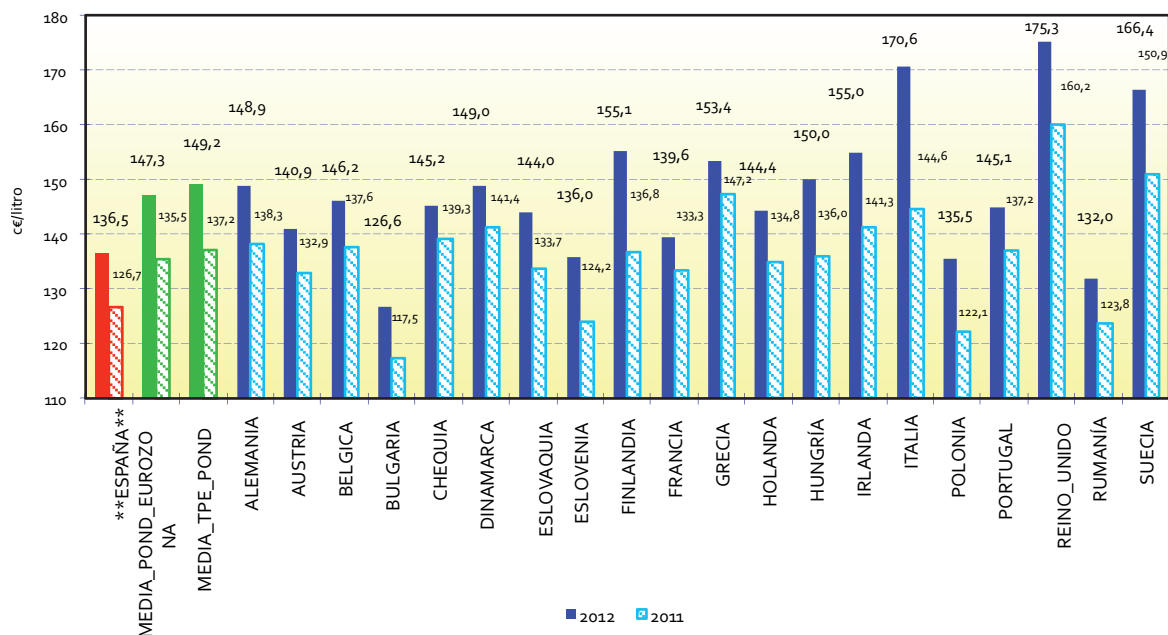
GRÁFICO 7.6 PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE



GRÁFICO 7.7 PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO DEL GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE

7.4 REGULACION LEGAL DEL SECTOR

La normativa publicada durante el año 2012 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente:

- Orden IET/2813/2012, de 27 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2012.

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.

- **Orden IET/631/2012, de 29 de marzo, por la que se introduce una excepción de carácter territorial en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes, para los años 2011, 2012 y 2013.**

Esta orden tiene un objeto triple:

- Introducir una excepción de carácter territorial para los años 2011, 2012 y 2013, en el cumplimiento del objetivo individual de biocarburantes en gasolina en la Comunidad Autónoma de Canarias o en las Ciudades de Ceuta y Melilla. Para el cumplimiento de los objetivos globales de biocarburantes regulados en el Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013, es prácticamente necesario alcanzar los objetivos individuales en gasolina y gasóleo. Por ello, se han ajustado los objetivos globales de biocarburantes, para las ventas realizadas en dichos territorios, a los nuevos objetivos individuales.

CUADRO 7.4 OBJETIVO MÍNIMO EN CONTENIDO ENERGÉTICO

	2011	2012	2013
Global	4,7%	5,5%	5,7%
Etanol	3,0%	3,4%	3,8%

Fuente: SEE

- Actualizar las fórmulas de cálculo de exceso de certificados de biocarburantes.

- Aumentar el porcentaje máximo de los objetivos de consumo y venta de biocarburantes que se puede cumplir mediante la realización de pagos compensatorios. Según lo establecido en el artículo 11.3 de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, si un sujeto obligado no alcanza el 70% del objetivo regulado, se considera que ha incumplido las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos de biocarburantes, lo que constituye una infracción muy grave. Ello implica que sólo hasta el 30% de los objetivos regulados, se puede cumplir vía pagos compensatorios. En la citada orden se ha reducido del ámbito de aplicación de la restricción de forma que se puede cumplir mediante la realización de pagos compensatorios hasta el 50% de los objetivos regulados.

- **Orden IET/822/2012, de 20 de abril, por la que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.**

El objeto de esta Orden es establecer la regulación del procedimiento de asignación de cantidades de producción del biodiésel apto para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes para un período de dos años, asignación que podrá ser prorrogada por otros dos años.

De esta manera, para la certificación de cantidades de biocarburantes, además de las condiciones generales reguladas en el artículo 7.3 de la



Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, se deberá acreditar previamente que el biodiésel ha sido producido en su totalidad en plantas con cantidad asignada, según el procedimiento descrito en la presente orden. Y por tanto, no podrá certificarse biodiésel producido en una planta que no tenga asignación, a los efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.

- **Orden IET/2199/2012, de 9 de octubre, por la que se deja sin efecto la convocatoria prevista en la disposición adicional segunda de la Orden IET/822/2012, de 20 de abril, por la que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes**

Debido al escenario económico del país, y ante la posible repercusión negativa en los precios de los combustibles de automoción de la orden, en un

momento en que éstos alcanzan máximos históricos, se deja sin efecto la convocatoria.

- **Orden IET/2736/2012, de 20 de diciembre, por la que se modifica la Orden IET/822/2012, de 20 de abril, por la que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.**

Se introducen 3 modificaciones principales en al Orden IET/822/2012, de 20 de abril:

- Se incrementa el total de la asignación a 5,5 millones de toneladas anuales.
- Se amplía el ámbito geográfico de las plantas de producción e biodiésel que podrán solicitar asignación a todos los territorios, no sólo a la Unión Europea.
- Por último, el procedimiento se iniciará con una publicación en el Boletín Oficial del Estado de una resolución del titular de la Secretaría de Estado e Energía.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



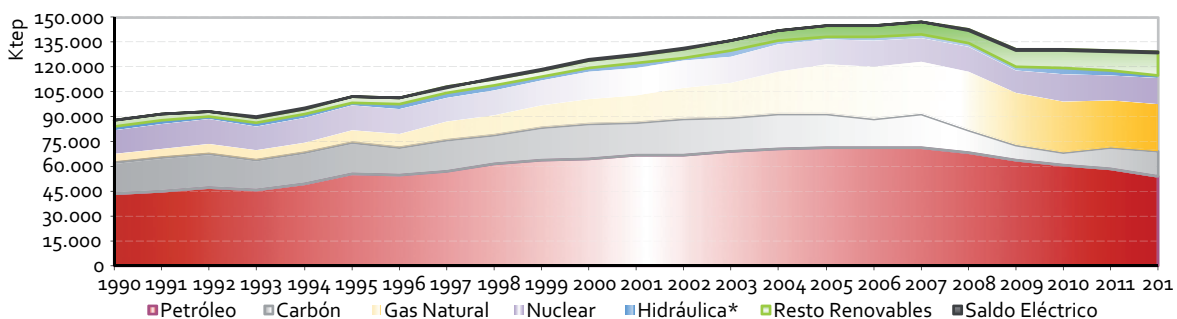
8.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

La demanda energética a nivel nacional ha experimentado en los últimos 20 años un incremento en la diversificación de su estructura según fuentes energéticas. Esta transformación se hace especialmente patente a partir de la segunda mitad de los años 90 cuando fuentes energéticas como el gas natural y las energías renovables comienzan a ganar protagonismo frente a productos habitualmente presentes en nuestra oferta

energética como el petróleo y el carbón. Desde inicios de la década de los 90 la demanda energética asociada a prácticamente todas las fuentes energéticas ha seguido una tendencia al alza, tendencia que comienza a modificarse a partir del año 2004, iniciándose una senda de demanda más atenuada con tendencia a la baja, Gráfico 8.1. Esta circunstancia obedece principalmente a la evolución seguida por el carbón y el petróleo, cuyas demandas vienen experimentando una contracción progresiva desde entonces, en claro contraste con la evolución del gas natural y de las energías renovables, cuya demanda se ha mantenido al alza.

GRÁFICO 8.1 EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 1990-2012



Nota: residuos no renovables incluidos dentro del petróleo; mini Hidráulica incluida dentro de hidráulica
FUENTE: MINETUR/IDAE.

Sobre este escenario tendencial se observa la irrupción de la crisis en 2008, cuyos efectos más agudos se evidencian en el año 2009 en el que la demanda de energía primaria se redujo un 8,56%, no habiéndose registrado desde entonces apenas variaciones en la demanda, que se mantiene prácticamente estabilizada con ligera tendencia a la baja. En el año 2012, la demanda ha descendido un 0,76% respecto al año anterior, alcanzando un

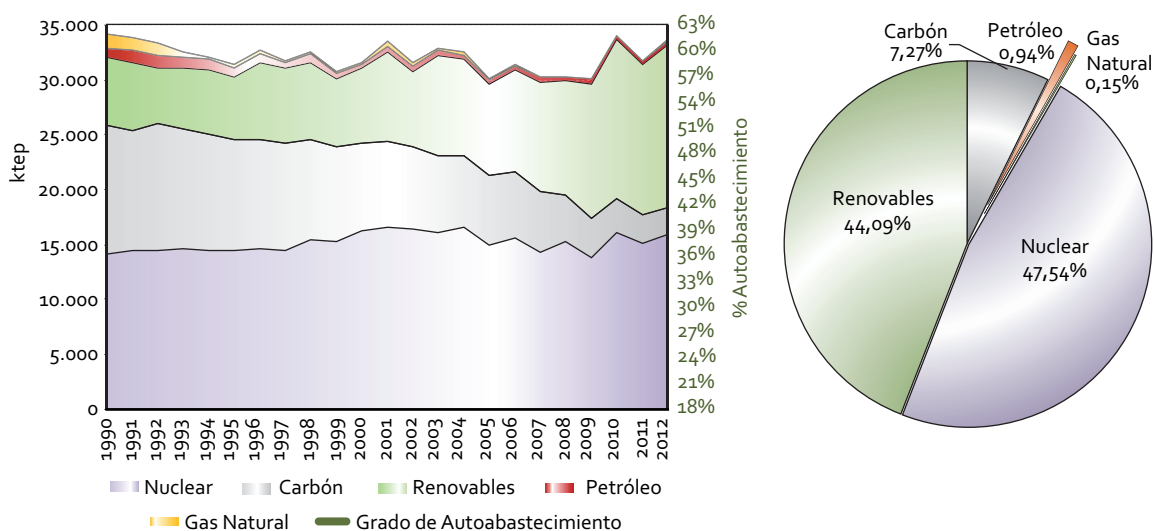
valor de 128.317 ktep. A ello ha contribuido la disminución en el consumo del petróleo (7,08%) y del gas natural (2,57%), que conjuntamente representan el 64,3% de la demanda. Este decremento ha sido prácticamente compensado por el aumento de consumo asociado al carbón (17,92%), energías renovables (7,57%) y nuclear (6,31%), cuyas demandas suponen el 36,4% de la demanda global. El incremento observado en la participación

del carbón responde a la menor disponibilidad de recursos hidráulicos registrada en dicho año.

La situación de las energías renovables en 2012 muestra un nuevo repunte frente al estancamiento registrado durante el año anterior, en el que la producción del resto de energías renovables no fue suficiente para compensar los menores recursos hidráulicos. Durante el año 2012, si bien la disponibilidad hidráulica ha disminuido respecto a la del año anterior, la aportación de las restantes fuentes de energías renovables muestra una evolución creciente, especialmente en el caso de la energía eólica y solar, cuyas aportaciones a la demanda de energía primaria se han incrementado respectivamente en un 15,8% y 77,9%. Esta evolución ha supuesto una cobertura a la demanda de energía primaria en 2012 del 12,3%, lo que representa una mejora del 8,41% respecto a la del año anterior.

El potencial de producción autóctona de las diversas fuentes energéticas y la evolución de la estructura de la demanda energética hacia una mayor diversificación, determina en gran medida la capacidad de autoabastecimiento, Gráfico 8.2. Dicho de otro modo, la dependencia energética, que a nivel nacional alcanza en la actualidad un valor del 72,7%, se sitúa por encima de la media europea a una distancia de unos veinte puntos porcentuales. No obstante, resulta destacable la evolución que se viene observando desde el año 2005, coincidiendo con un incremento notable de las energías renovables en el consumo de energía primaria hasta alcanzar un nivel similar al de la producción autóctona de origen nuclear. Ello ha inducido a una cierta mejora del autoabastecimiento energético, que en 2012 supone el 27,3%, al que ha contribuido el incremento de producción de origen nuclear y renovable.

GRÁFICO 8.2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA Y DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO, 1990-2012



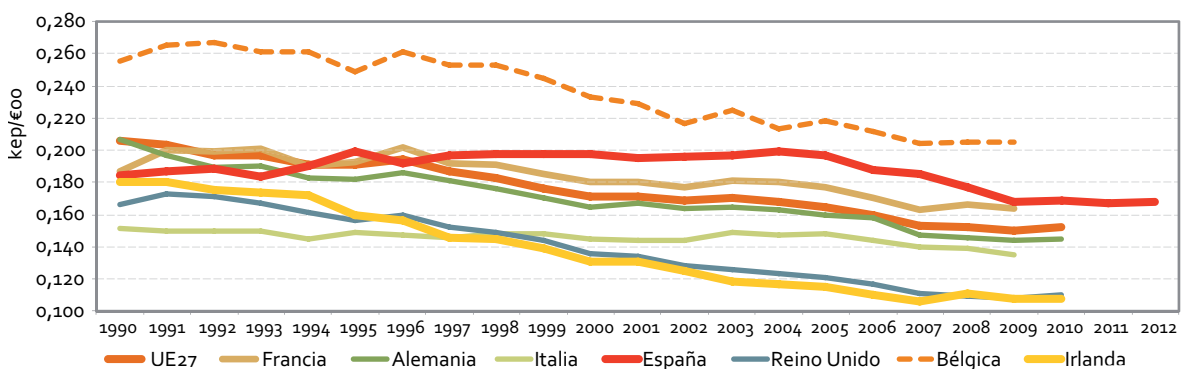
Nota: Residuos no renovables incluidos dentro del petróleo
Fuente: MINETUR/IDAE



La evolución del indicador de la intensidad de la energía primaria en España muestra un perfil similar al de la demanda de energía primaria: incremento continuado en la década de los 90 hasta el año 2004, seguida de una posterior inversión en la tendencia hasta llegar al año 2008, apreciándose a partir de entonces cierta perturbación en la evolución de dicho indicador. Con anterioridad a la manifestación de los efectos de la actual crisis, fue apreciable la mejora de la intensidad de energía primaria durante un largo periodo, produciéndose una convergencia en el progreso del indicador nacional y del homólogo europeo, registrando incluso el indicador nacional una mejora superior a la del indicador correspondiente a la media europea. Un análisis comparativo reciente relativo al periodo 2004-2010 muestra una mejora anual en España

del 2,75%, por encima de la mejora del 1,65% registrada en el conjunto de la UE27, Gráfico 8.3. Diversos factores se encuentran detrás de la mejora observada a nivel nacional. Entre ellos cabe mencionar el efecto favorable derivado de tecnologías de generación eléctrica asociadas a las energías renovables y al gas natural (cogeneración y los ciclos combinados). A esto se suma el efecto derivado de cambios estructurales en nuestra economía, anteriores e independientes de la crisis, así como de las políticas de eficiencia energética, de impacto favorable en la moderación de la demanda de energía. Todo ello repercute en una evolución posterior más moderada de la intensidad de energía primaria, sobre la que actualmente incide la naturaleza estructural de los cambios observados en el conjunto de la economía como consecuencia de la crisis

GRÁFICO 8.3. INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y UE, 1990-2012



FUENTE: EnR/DAE

En este contexto, la disminución del 0,76% en la demanda energética en 2012, unida a la caída del 1,4% del *Producto Interior Bruto (PIB)* en dicho año, conduce a un ligero empeoramiento del 0,65% en la intensidad de energía primaria. Este ligero repunte responde en parte a la mayor

presencia coyuntural del carbón en la cobertura a la demanda de energía primaria en el año 2012, ligado a su participación en el sistema de generación eléctrica, dado el menor rendimiento asociado a las centrales de generación eléctrica basadas en este combustible. A ello se añade,

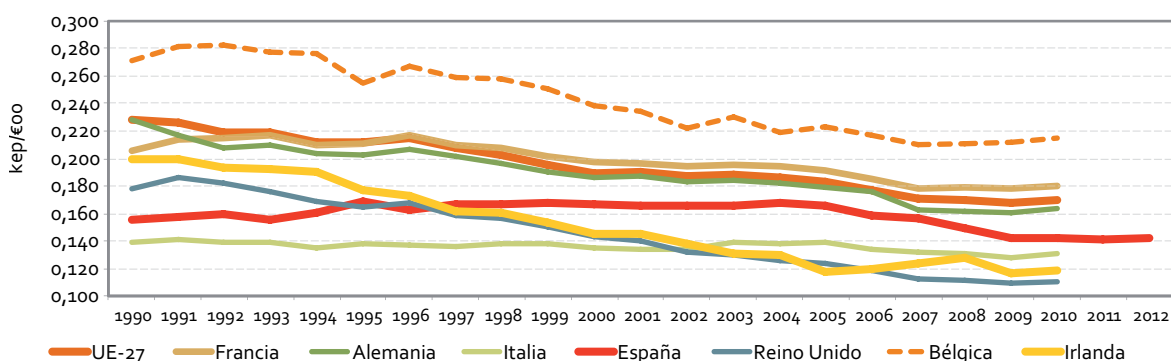


sin duda, el efecto causado por la crisis, que se traduce en una menor demanda inducida por la menor actividad y producción en los sectores de uso final. En todo caso, puede afirmarse que al igual que ocurre en países de nuestro entorno, la crisis repercute induciendo una cierta perturbación en la evolución de la intensidad energética, derivada en gran parte del efecto estructural. Así, el balance sobre el periodo iniciado a partir de la crisis permite concluir que el descenso acumulado en la demanda energética por encima del correspondiente al del PIB denota la persis-

tencia de factores ajenos a la crisis, que posiblemente mantienen un efecto inercial de mejora en la intensidad, que se contrapone a la distorsión producida por la crisis en la evolución de la intensidad.

El análisis del indicador en términos de paridad de poder de compra, Gráfico 8.4, permite una comparación más realista entre países debido al ajuste realizado sobre el PIB consistente en una corrección sobre las diferencias existentes entre los países en cuanto a niveles de precios.

GRÁFICO 8.4 INTENSIDAD PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y UE, 1990-2012



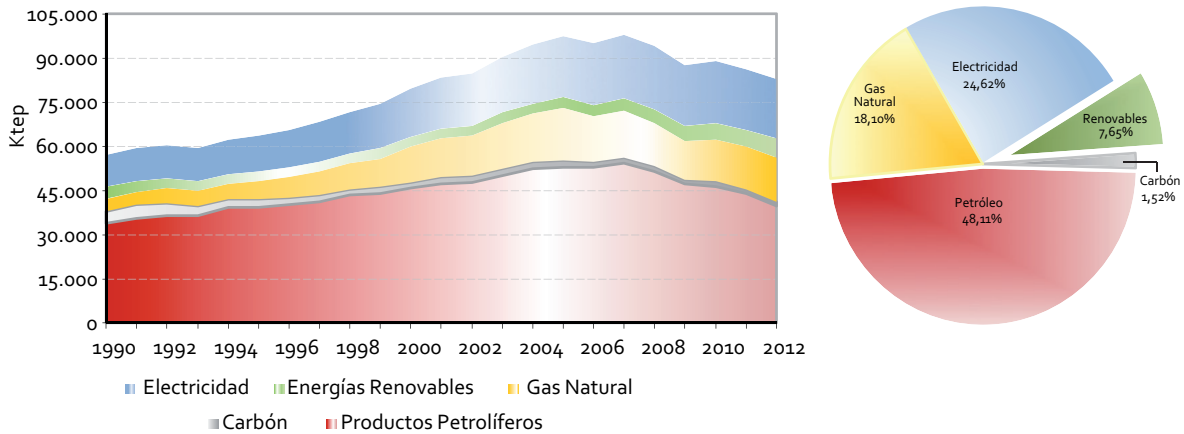
UE27 = Referencia; Fuente: EnR/IDAE

El análisis en términos de energía final, Gráfico 8.5, permite observar una tendencia similar a la de la energía primaria, mostrando las mismas singularidades en su evolución. En el año 2012, bajo los efectos de la crisis el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, descendió un 3,64%, situándose en 82.957 ktep. Esta evolución evidencia un ritmo de desaceleración incluso más acusado que el registrado durante el año anterior. Prácticamente todas las fuentes energéticas experimentan un retroceso en su demanda final, a excepción de las energías reno-

vables y el gas natural, que en 2012 ven incrementar su demanda en un 9,38% y 6,41% respectivamente. No obstante, la disminución del 8,65% en la demanda los productos petrolíferos ha sido la determinante principal del descenso observado en la demanda global, dada la elevada participación de estos productos en la demanda final, del orden del 48,11%. Los sectores transporte e industria están detrás de esta evolución, debido al peso de estas fuentes en dichos sectores y a la sensibilidad de los mismos frente a la actual crisis.



GRÁFICO 8.5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES, 1990-2012



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: MINETUR/IDAE

En cuanto a las energías renovables, todas las fuentes registran mejoras a excepción del biogás. En términos relativos destacan los biocarburantes, la geotermia y la energía solar térmica por ser las que mayor actividad han registrado durante el 2012, con crecimientos respectivos del 23,4%, 9,3% y 6,3% en su demanda. No obstante, sigue siendo la biomasa, con un incremento del 3,9% en su demanda, el recurso renovable de mayor peso en cuanto a cobertura a la demanda procedente de estas fuentes, alcanzando en 2012 el 62,2% de la aportación a la demanda de energías renovables. En conjunto, la evolución favorable de las energías renovables en 2012 ha supuesto una cobertura a la demanda global del 7,65%, lo que quintuplica la aportación del carbón.

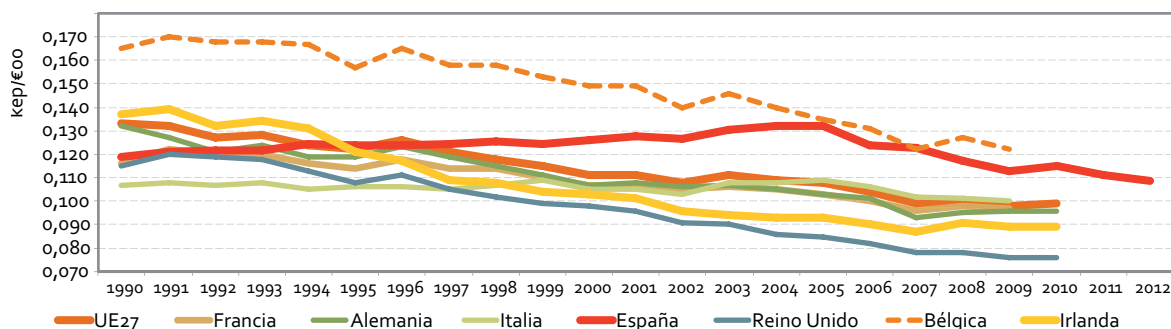
La consideración conjunta de lo anterior y de la evolución reciente de la productividad de la economía conduce a un descenso del 2,27% en la intensidad de la energía final, lo que contrasta con el ligero repunte observado en la intensidad pri-

maria, que obedece principalmente al incremento de la producción eléctrica procedente de las centrales térmicas a carbón. La mayor aceleración en la disminución de la intensidad final, pone de relieve el mayor impacto que sobre la demanda de energía final parecen tener los cambios estructurales, acentuados por la situación de crisis.

Un análisis comparativo de este indicador respecto a los países de nuestro entorno, Gráfico 8.6, evidencia, al igual que en el caso del indicador de energía primaria, una convergencia a partir del año 2004, en que se invierte la tendencia al alza observada desde inicios de los 90. La evolución desde entonces hasta el año 2009, muestra un paralelismo entre los indicadores nacional y comunitario, a un ritmo de mejora anual superior en el caso del indicador nacional. La comparación relativa al periodo 2004-2010 muestra una mejora anual en España del 2,27%, por encima de la mejora del 1,59% registrada en el conjunto de la UE27.



GRÁFICO 8.6. INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 1990-2012

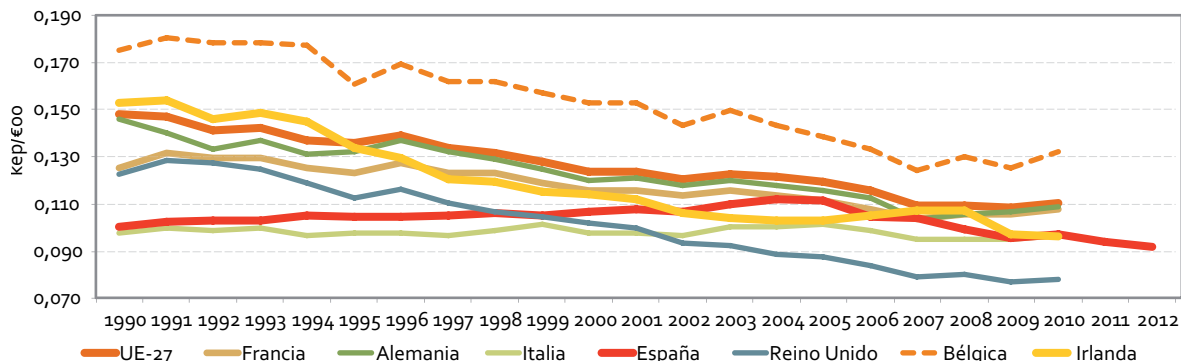


Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: EnR/IDAE

El ajuste de este indicador a paridad de poder de compra, Gráfico 8.7, lleva a conclusiones similares, mejorando la posición nacional respecto a la

media europea, debido a la corrección aplicada sobre el diferencial de precios entre países.

GRÁFICO 8.7 INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA, 1990-2012



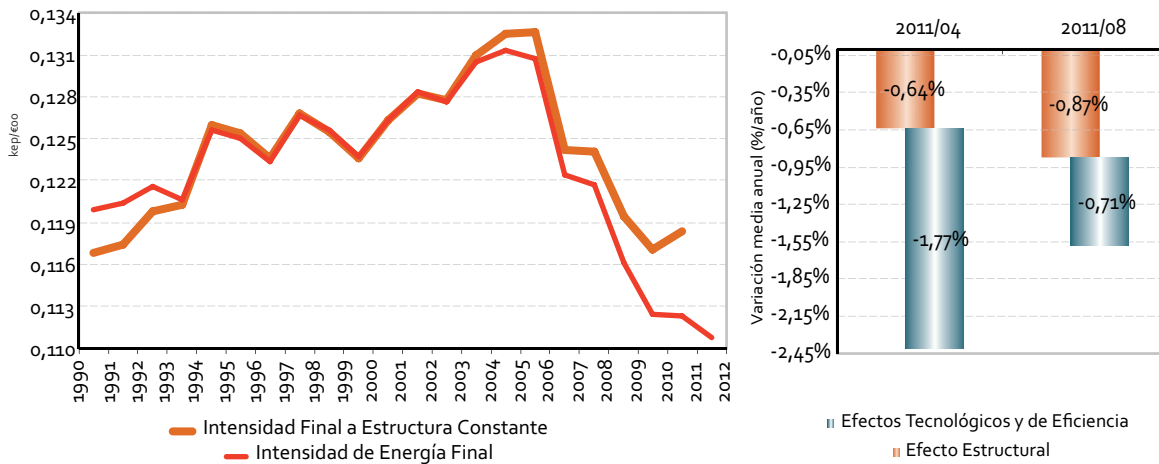
Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: EnR/IDAE

Un análisis complementario de la evolución comparada de la intensidad de energía final real y la correspondiente a estructura constante del 2000 permite distinguir la incidencia de distintos factores, Gráfico 8.8, tales como los cambios estructurales, comentados con anterioridad. De acuerdo a la información disponible, se puede apreciar la mayor relevancia de los factores ligados a mejoras tecnológicas y a políticas de eficiencia a

partir del año 2004, en que la intensidad invierte la anterior tendencia al alza. Sin embargo, un análisis más reciente sobre el periodo 2011-2008, confirma el impacto de la crisis económica sobre el curso de la intensidad, cobrando mayor protagonismo el efecto estructural, estrechamente ligado a la contracción de la actividad económica nacional.



GRÁFICO 8.8. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE, 1990-2011

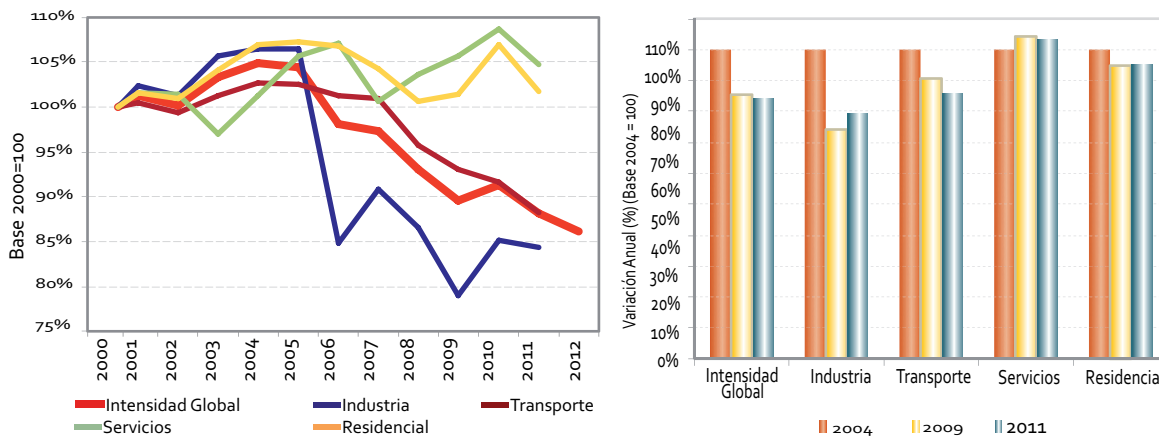


Nota: Intensidades con Corrección Climática. Usos no energéticos excluidos
FUENTE: EnR/IDAE

La evolución más reciente en términos relativos de las intensidades de energía final a nivel sectorial y global, Gráfico 8.9, permite observar tendencias diferenciadas según los sectores y horizontes temporales. Así, los sectores residencial y terciario muestran un mayor crecimiento relativo, mientras que los sectores transporte e industria mantienen un nivel más bajo de crecimiento, en línea con la

tendencia observada en el indicador de intensidad global. Esta circunstancia unida al mayor protagonismo de estos dos sectores en la estructura de la demanda, permite afirmar la mayor sensibilidad de la intensidad global a la evolución de los mismos. A partir del año 2004, la tendencia generalizada es a la mejora continuada de todos los indicadores, salvo el del sector servicios.

GRÁFICO 8.9 EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA: GLOBAL Y SECTORIALES, 2000-2011



Notas: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: MINETUR/IDAE

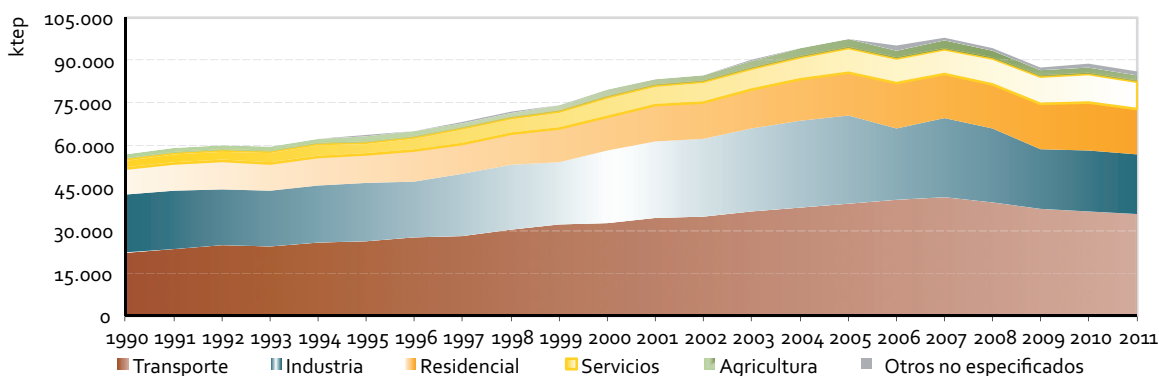


Análisis sectorial de la eficiencia energética

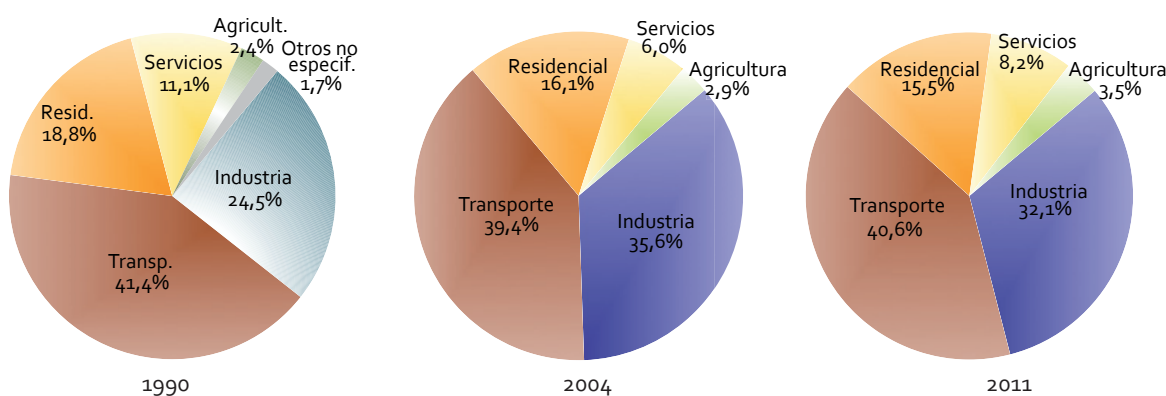
De acuerdo a la última información disponible correspondiente al año 2011 sobre la sectorización de la demanda de energía final, se observa continuidad en la estructura sectorial y en la preponderancia del sector transporte, que representa en dicho año el 41,4% del consumo total, Gráfi-

co 8.10. Le sigue el sector industrial, con el 24,5% de la demanda, aunque en este caso sigue apreciándose una pérdida progresiva de peso en la demanda global frente al conjunto de sectores agrupados bajo la categoría «Usos Diversos» residencial, servicios y agricultura y otros, cuya demanda agregada supera a la de la industria desde el año 2006, representando actualmente el 34,1% del total.

GRÁFICO 8.10. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL, 1990-2011



Nota: Usos no energéticos excluidos
FUENTE: MINETUR/IDAE



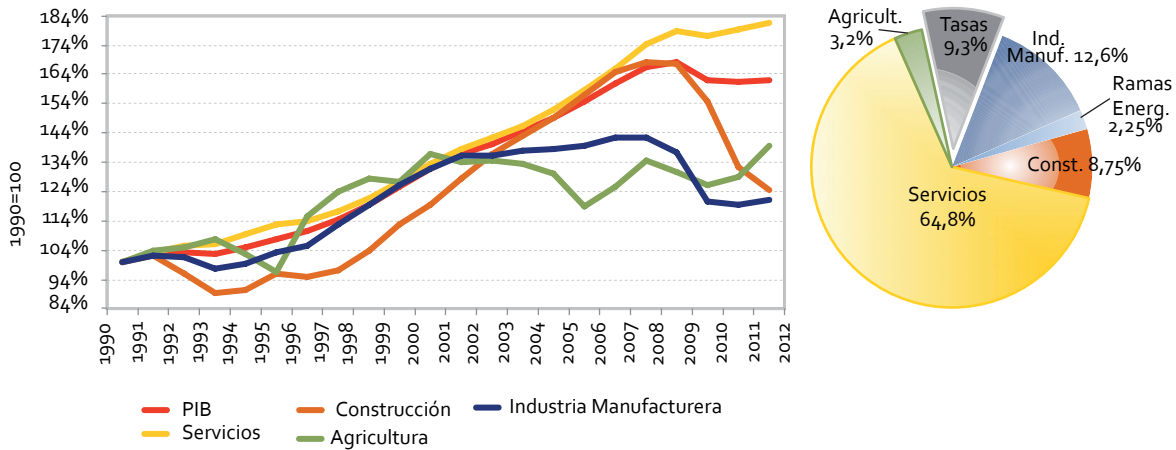
FUENTE: MITyC/IDAE

La situación que atraviesa la economía española afecta directamente al sector industria, reduciendo la aportación de este sector a la riqueza económica

nacional, e intensificando el efecto de terciarización en nuestra economía, visible desde la década de los 70 y en progresión, según se muestra en el Gráfico 8.11.



GRÁFICO 8.11. EVOLUCIÓN DE ESTRUCTURA SECTORIAL DEL PRODUCTO INTERIOR BRUTO, 1990-2011



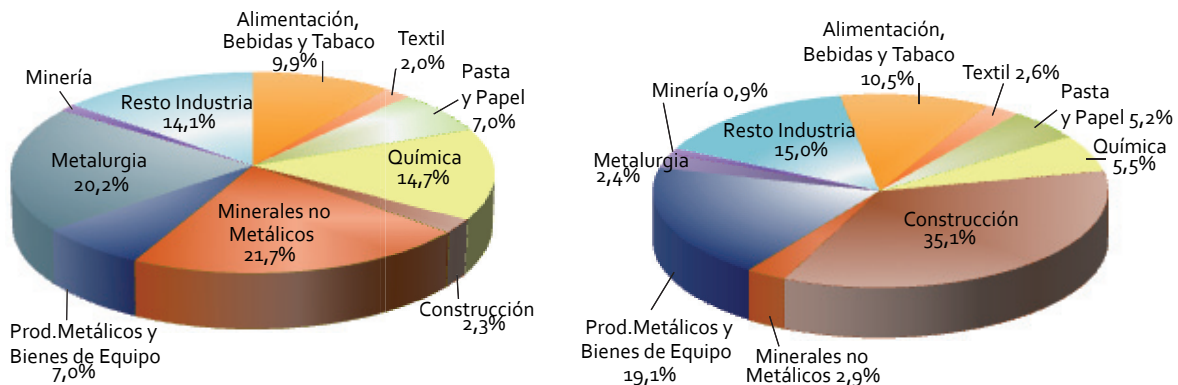
Nota: Dentro de construcción se incluye la actividad de promoción inmobiliaria de acuerdo al cambio metodológico incorporado en el Sistema Europeo de Cuentas, acorde al Reglamento 715/2010 de la Comisión, que modifica el Reglamento (CE) 2223/96 del Consejo por lo que se refiere a las adaptaciones de las cuentas nacionales. Fuente: INE/IDAE

La concurrencia de este fenómeno unida a la evolución sectorial del consumo energético influye en la evolución de la intensidad de energía final, tal y como se detalla a continuación.

Sector industria

La industria española dispone de ramas intensivas desde el punto de vista energético, como la metalurgia, los minerales no metálicos, la química, y la pasta y papel, con una escasa contribución al valor añadido del sector. Ello implica una falta de correspondencia entre el peso que estas ramas presentan en uno y otro caso, como puede observarse en el Gráfico 8.12.

GRÁFICO 8.12. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIA SEGÚN RAMAS EN 2011



Nota: Usos no energéticos excluidos Fuente: MINETUR/IDAE



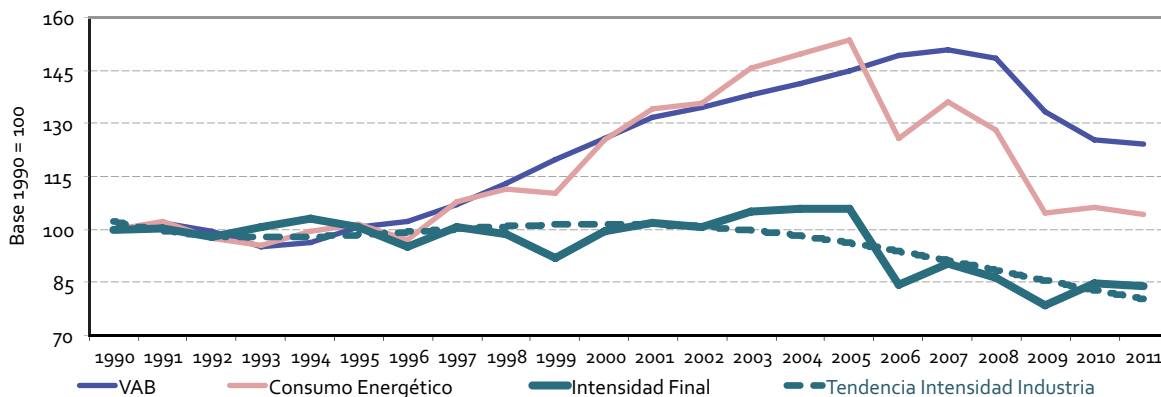
Esta circunstancia es especialmente significativa en el caso de las ramas de la metalurgia y los minerales no metálicos, en las que la participación en la demanda energética global del sector es más de siete veces superior a la correspondiente aportación al valor añadido bruto del sector. Ello contribuye a la formación de una intensidad energética global en la industria española superior a la de otros países de nuestro entorno, con diferente estructura de producción industrial. Hay que destacar la estrecha relación de estas dos ramas con los sectores de la construcción y de la automoción. Estos sectores revisten gran importancia en la economía nacional y en su competitividad, viéndose en estos momentos seriamente afectados por la actual crisis, lo que a su vez repercute en las ramas antes mencionadas, así como en otras de actividades relacionadas con dichos sectores.

La demanda energética de la industria en 2011 ascendió a 21.094 ktep. Ello representa una caída del 1,96% respecto al año anterior, lo que implica una desaceleración algo más pronunciada que la observada en el valor añadido bruto durante dicho

año. Este menor consumo energético responde principalmente a la menor demanda observada en 2011 con relación a los productos petrolíferos y al gas natural, especialmente vinculada a las ramas de la industria química y minerales no metálicos. Estas dos fuentes energéticas son responsables del 57% de la demanda energética global, por lo que la variación en su demanda afecta en gran medida a la demanda global.

En cuanto a la riqueza generada por el sector, si bien sigue mostrando un crecimiento negativo, parece dar señales de una tendencia a la recuperación, Gráfico 8.13, a partir del año 2009, en que experimentó una caída abrupta del 10,31%. En términos generales, ello implicaría una cierta tendencia a la recuperación de la actividad económica de este sector, lo que a su vez, tiene su reflejo en la reactivación de la demanda energética con posterioridad al año 2009. No obstante, el decrecimiento observado en la demanda en 2011 por encima del correspondiente al VAB ha supuesto una ligera mejora de la intensidad energética de este sector.

GRÁFICO 8.13. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR INDUSTRIA, 1990-2011



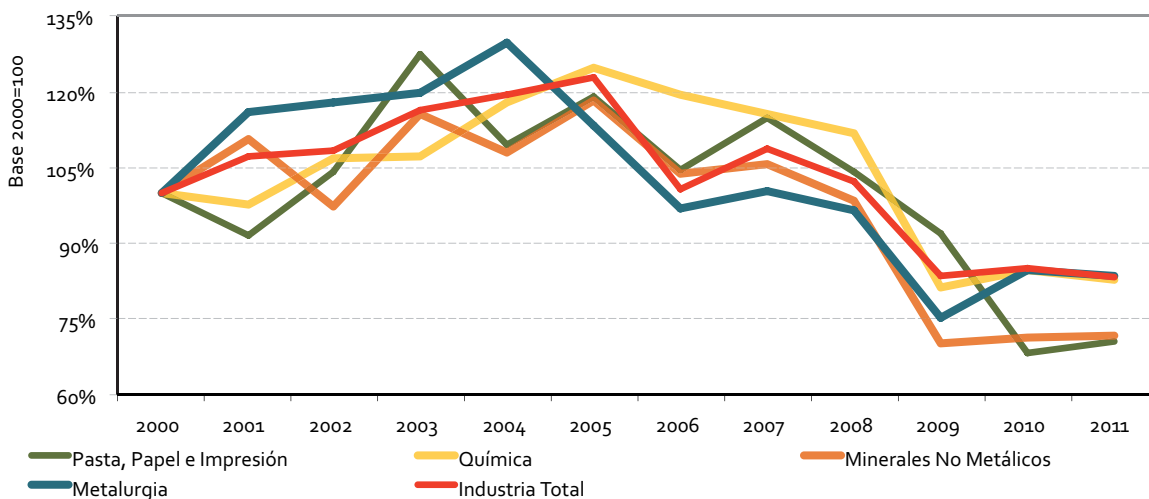
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE



La evolución de la intensidad de la industria en 2011 guarda una estrecha relación con la estructura sectorial de la misma así como con el comportamiento de las distintas ramas que la integran. Considerando las ramas más intensivas de la industria, se puede apreciar la gran influencia de las industrias metalúrgica, química y de la industria de los minerales no metálicos en la demanda energética global de la industria, y consecuentemente en la intensi-

dad. No obstante, el diferente comportamiento registrado en 2011 en cuanto a la productividad de estas ramas es lo que ha llevado a una mejora de la intensidad de la industria química, y al contrario a un empeoramiento de los minerales no metálicos, lo cual, dado la relevancia de estas ramas, ha determinado una evolución de la intensidad de la industria global hacia una posición intermedia, de estabilización con tendencia a la mejora.

GRÁFICO 8.14. EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LA INTENSIDAD/CONSUMO DE LAS RAMAS INDUSTRIALES MÁS INTENSIVAS, 2000-2011



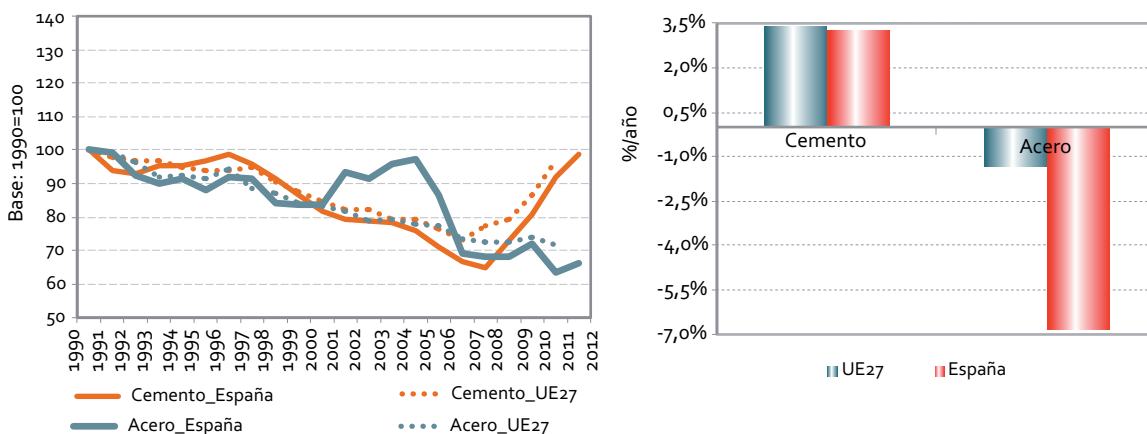
*Nota: Usos no energéticos excluidos
Fuente: INE/MINETURS/IDAE*

La evolución reciente viene condicionada por la crisis, que ocasiona una ralentización en el ritmo de actividad de muchas empresas industriales, lo que a menudo distorsiona la operatividad de las instalaciones y equipamiento asociado, así como un empeoramiento de su rendimiento y eficiencia. Esto mismo se concluye del análisis relativo a la evolución del consumo unitario asociado a la producción de dos de estas ramas, Gráfico 8.15, que

hasta antes de la crisis venían mostrando un avance asociado a diversas mejoras implementadas en procesos ligados a la industria cementera y siderúrgica como la producción de cemento por vía seca o la producción de acero mediante arco eléctrico en uno y otro caso. A partir del año 2008, con la llegada de la crisis, se observa un repunte en los consumos unitarios que persiste en la actualidad en relación al cemento.



GRÁFICO 8.15. EVOLUCIÓN COMPARATIVA DEL CONSUMO UNITARIO DE LAS INDUSTRIAS DE LA SIDERURGIA Y CEMENTO, 1990-2011



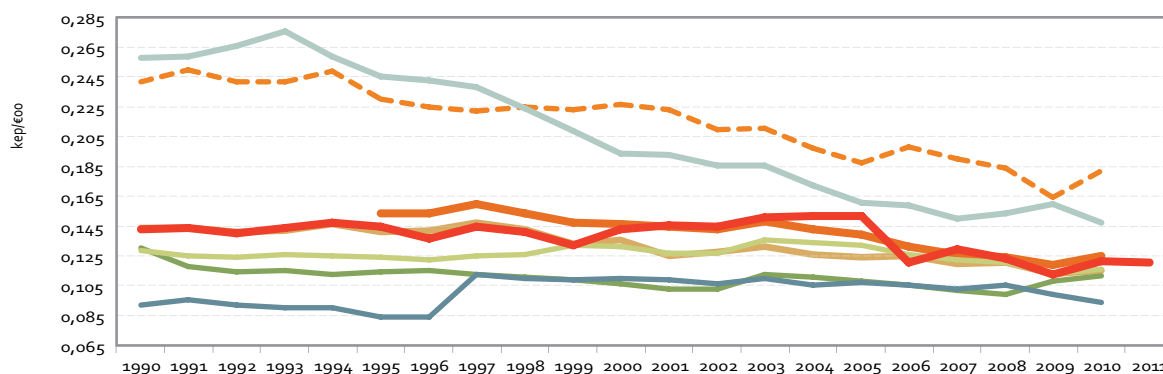
FUENTE: EnR/IDAE/OFICEMEN/UNESID

Este hecho obedece principalmente a la situación de menor actividad que determina que el equipamiento implicado, ya sea calderas, hornos o motores, funcione por debajo de su punto óptimo de capacidad, con el resultado de una menor eficiencia, así como a la existencia de demandas energéticas cautivas e independientes del nivel de actividad como las vinculadas a mantenimiento de temperaturas mínimas, iluminación, acondicionamiento de las instalaciones, etc. Así, en periodos de baja actividad económica como el actual, se observa que la demanda energética no sigue la

misma pauta que la actividad productiva, distorsionándose la pauta de evolución del consumo unitario.

Finalmente, atendiendo a la comparación a nivel de la UE de la intensidad industrial, Gráfico 8.16, se observa una convergencia con el conjunto de la UE27. Sin embargo, se aprecian unos valores superiores a los de países como Reino Unido, Alemania e Italia, cuyas estructuras están formadas por ramas menos intensivas como las ligadas a la producción de bienes de equipo.

GRÁFICO 8.16. INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR INDUSTRIA EN ESPAÑA Y UE, 1990-2011



FUENTE: EnR/IDAE



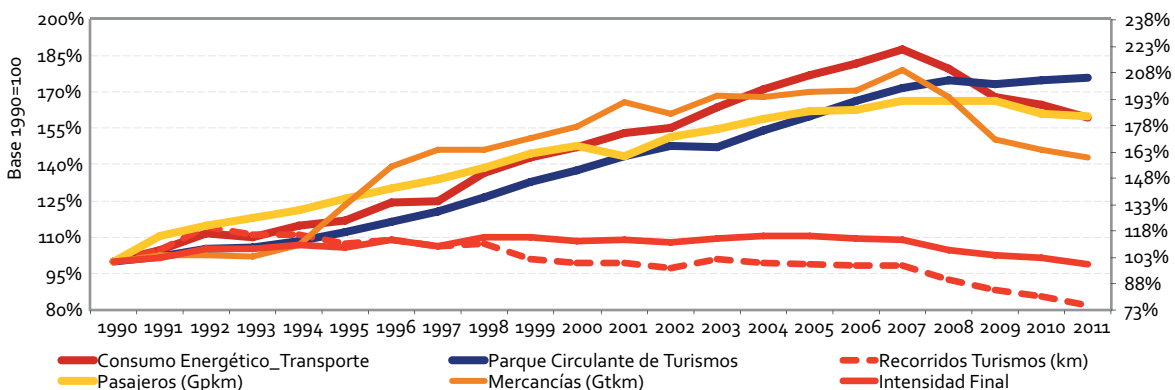
Sector transporte

De acuerdo a la información más reciente disponible a nivel sectorizado, la demanda energética del sector transporte en 2011 fue de 35.684 ktep, lo que representa una contracción del 3,35% respecto al año anterior. La razón principal apunta a la caída del 4,3% en la demanda de productos petrolíferos, que cubren el 94,3% de la demanda energética de este sector, como consecuencia de la contracción de la movilidad y los tráficos derivados de la crisis económica. La demanda eléctrica asociada al transporte ferroviario registró una caída algo menor, del 2%, si bien esta fuente energética apenas alcanza el 1% de la demanda del sector. Por otra parte, hay que destacar el aumento en el uso de los biocarburantes, cuya demanda continuó al alza en 2011, incrementándose cerca de un 20%. Ello ha contribuido a una progresiva sustitución de combustibles de origen fósil en el transporte por carretera, alcanzando en 2011 el 6,5% del consumo de gasolinas y gasóleos en este modo de transporte. Esta cifra mejora el cumplimiento de los objetivos de consumo

de biocarburantes establecidos por el Real Decreto 459/2011.

Como se ha comentado anteriormente, el sector transporte es el principal consumidor de energía, absorbiendo más del 40% del consumo total. Influyen en esta preponderancia diversos factores, Gráfico 8.17, entre ellos la antigüedad del parque automovilístico y el nivel de motorización, destacando en este sentido la progresiva dieselización del parque automovilístico nacional a un ritmo superior al del conjunto de la UE, así como la elevada movilidad asociada al uso del vehículo privado y al transporte de mercancías y pasajeros por carretera. Igualmente influyen la posición geográfica de España, desplazada del centro de gravedad de la actividad económica situada más hacia al norte de Europa, lo que convierte a nuestro país en zona de paso para el tráfico de mercancías por carretera. A todo ello se suma también el relativo bajo nivel de los precios de los carburantes, lo que incentiva el consumo y nos convierte, para el tráfico internacional de mercancías, en lugar preferente de repostaje dentro de la UE.

GRÁFICO 8.17. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR TRANSPORTE, 1990-2011



Fuente: DGT/Mfom/MINETUR/IDAE

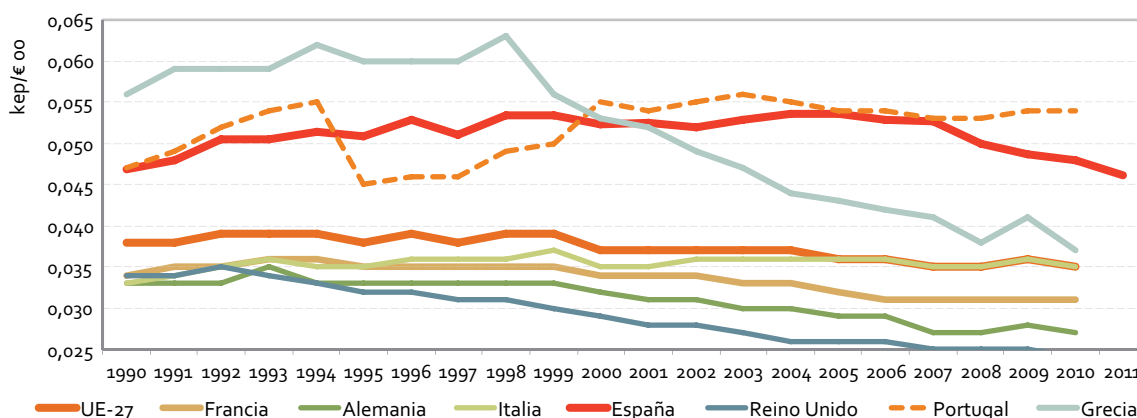


Con relación al último factor, cabe citar el fenómeno conocido como «border-trade», asociado a ventas a países fronterizos a causa del diferencial de precios de los carburantes, efectuándose el consumo fuera de nuestro país. A fin de determinar el consumo doméstico y aislar el producido más allá de las fronteras nacionales, algunos países con circunstancias similares, como Austria, realizan una corrección, que puede llegar a alcanzar el 20% del consumo del transporte en carretera. En nuestro país, el IDAE se encuentra realizando un estudio sobre el consumo del parque privado de turismos que, entre otros factores, permitirá valorar el efecto «border-trade» en España.

En suma, los factores antes citados conducen a una elevada intensidad energética de este sec-

tor, del orden de un 40% superior a la media del conjunto de la UE27, tal y como se desprende del análisis comparativo de la evolución de la intensidad asociada a este sector, Gráfico 8.18. No obstante, se aprecia una tendencia a la baja a partir del 2004, lo que conduce a una mayor convergencia entre los indicadores nacional y europeo. Esto se ve reforzado por la actual crisis, ya que al inducir un menor nivel de actividad económica a nivel general, se produce una menor movilidad ligada al transporte de mercancías y pasajeros asociado a los sectores de la industria y servicios. Esta circunstancia explica la disminución observada en 2011 en la intensidad energética del orden del 3,70%.

GRÁFICO 8.18.: INTENSIDAD ENERGÉTICA SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y UE, 1990-2011



FUENTE: EnR/IDAE

Usos Diversos: sector residencial, sector terciario y sector agricultura

Los sectores identificados dentro de «Usos Diversos», como ya antes se ha mencionado, han ido cobrando mayor importancia a efectos de su par-

ticipación en la demanda de energía total, superando desde el año 2006 a la del sector industria. Asimismo, esto resulta acorde con mayor crecimiento relativo registrado a lo largo de la última década en las intensidades correspondientes a los sectores que integran este grupo.

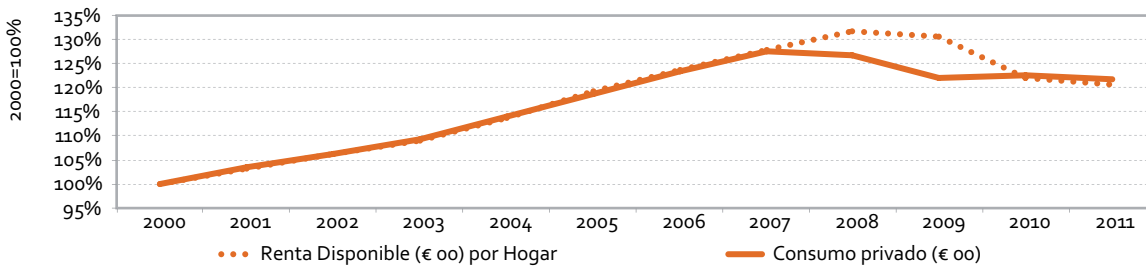


De acuerdo a la información disponible en 2011, el consumo del conjunto de sectores agrupados bajo este epígrafe se redujo en un 3,61%. Prácticamente todas las fuentes energéticas, excepto las energías renovables, vieron reducir su demanda durante dicho año. Sin embargo, la contribución principal a esta reducción de la demanda vino de la mano de los productos petrolíferos, electricidad y gas natural, con disminuciones respectivas del 10,7%, 2,0% y 2,1%. Esta menor demanda tuvo su origen sobre todo en los sectores servicios y residencial, quienes conjuntamente absorben cerca del 90% del consumo total del sector «Usos Diversos».

Sector residencial

La demanda del sector residencial en 2011 ascendió a 16.222 ktep, lo que implica una disminución del 4,05% respecto al año anterior. Este menor consumo ha sido derivado de la necesidad de los hogares de reducir su nivel de endeudamiento, debido al retroceso de la renta real disponible, resultado de la contracción del mercado laboral y del repunte de la inflación, entre otros factores. Una consecuencia de lo anterior ha sido la reducción de la renta disponible por hogar y del consumo privado, lo que explica en parte la moderación en la demanda energética, Gráfico 8.19.

GRÁFICO 8.19. EVOLUCIÓN DE LA RENTA DISPONIBLE DE LOS HOGARES EN ESPAÑA, 2000-2011



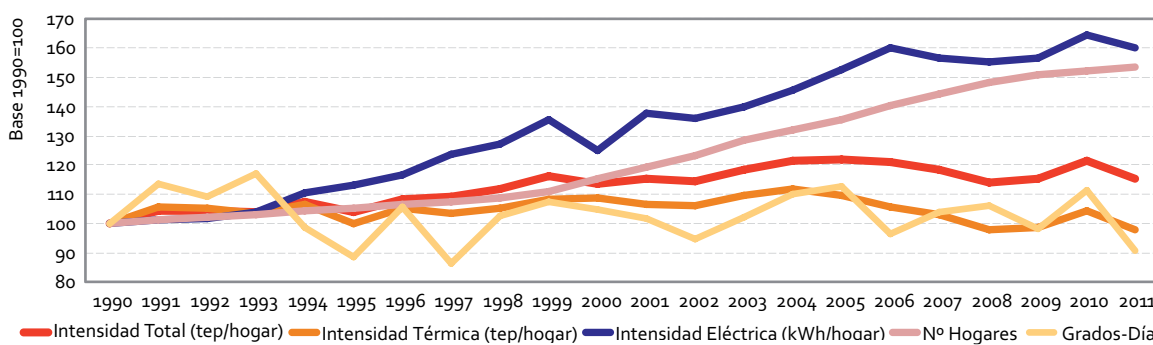
Nota: renta disponible bruta de los hogares estimada en 2010 y 2011 a partir de la renta nacional disponible bruta. FUENTE: INE/IDAE

En línea con lo anterior, el indicador de la intensidad de energía de este sector disminuyó en 2011 un 4,84%, Gráfico 8.20, recuperando la tendencia a la baja iniciada con posterioridad al año 2004, momento a partir del cual se registran mejoras en prácticamente todos los sectores. En la actualidad, se superponen los efectos de la crisis, tal y como ya se ha comentado, a las mejoras tecnológicas incorporadas por los hogares en cuanto a equipamiento electrodoméstico e instalaciones, así como a otras mejoras inducidas por requerimientos legislativos

más exigentes en materia de eficiencia energética en el sector de la edificación. Un aspecto a destacar es la suavidad del invierno en 2011, lo que a su vez ha inducido una menor demanda de calefacción, que al constituir el servicio de mayor consumo $\frac{3}{4}$ alrededor del 50% $\frac{3}{4}$, se traduce en un menor consumo energético global. Asimismo, la necesidad de moderación de gasto de los hogares determina unas pautas de consumo más conservadoras, lo que refuerza el descenso de consumo, y caída de la intensidad energética asociada.



GRÁFICO 8.20. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR RESIDENCIAL, 1990-2011



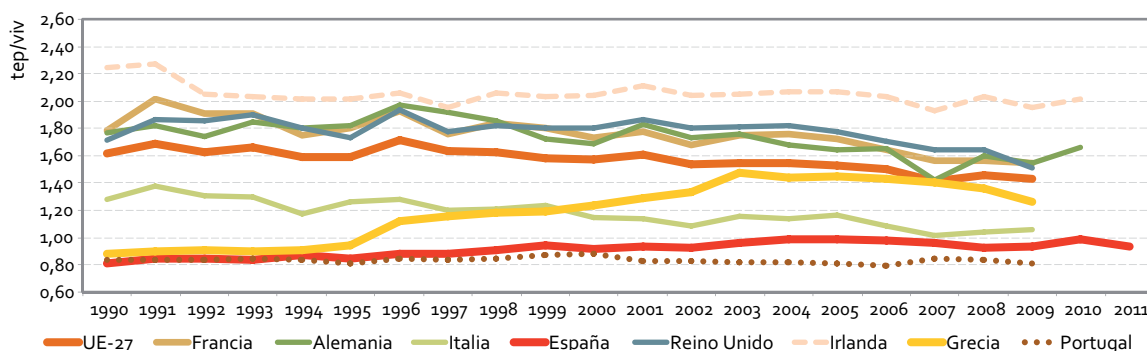
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

El análisis de la evolución del indicador de intensidad desagregado en la intensidad térmica y eléctrica permite observar un crecimiento superior del indicador de intensidad eléctrica, lo que, por una parte, se relaciona con la adquisición y penetración del equipamiento de los hogares desde inicios 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 al acondicionamiento térmico. Sin embargo, a partir del año 2004 se aprecia un cambio de comportamiento en ambos indicadores de intensidad. La intensidad térmica registra un descenso continuo mientras que la intensidad eléctrica mantiene un crecimiento más atenuado, registrando ambos una caída en 2011, del

orden del 6,12% y 2,79% respectivamente. La evolución del indicador de intensidad eléctrica parece guardar relación con la renovación y saturación del equipamiento electrodoméstico en los hogares españoles en los últimos años.

Del análisis comparativo de la intensidad energética del sector residencial a nivel de los países de la UE, Gráfico 8.21, se puede observar la influencia de la climatología más favorable de los países del Sur de Europa, lo que determina menores demandas de calefacción, y por tanto, menores consumos e intensidades energéticas. Así, el indicador nacional se encuentra por debajo del homólogo europeo a una distancia del 35%.

GRÁFICO 8.21. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y UE, 1990-2011



FUENTE: EnR/IDAE



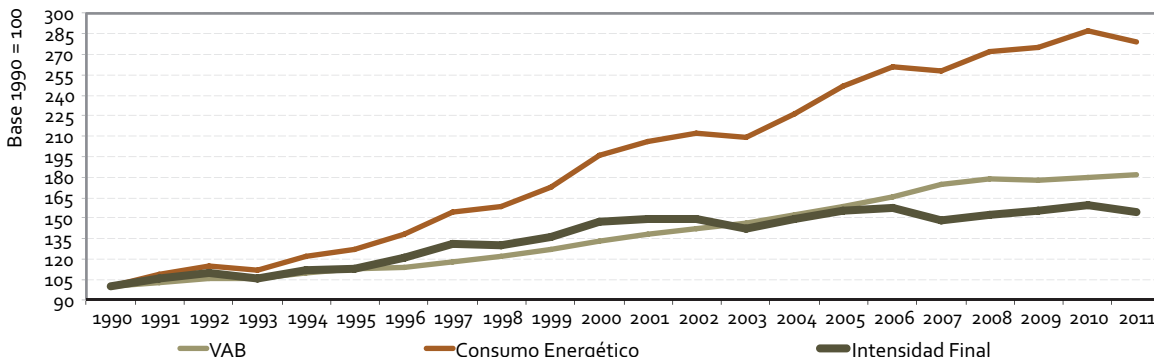
Sector servicios

De acuerdo con la información más reciente disponible sobre consumos sectorizados, el sector servicios en 2011 redujo su demanda energética un 2,6%, alcanzando un valor de 9.540 ktep, lo que representa el 32,5% del consumo del sector identificado como «Usos Diversos». Por su parte, el valor añadido bruto del conjunto del sector servicios avanzó en 2011 en un 1,2%, a lo que contribuyó la evolución favorable de la actividad hostelera, si bien las actividades ligadas al comercio y a los sectores inmobiliario, financiero y de seguros

registraron un cierto retroceso. La confluencia de la evolución de la demanda y del VAB posibilitó una mejora del indicador de intensidad energética en un 3,68% en 2011.

El análisis del comportamiento de este indicador, Gráfico 8.22, a lo largo del tiempo permite observar una cierta tendencia al alza hasta antes de iniciarse la crisis. Actualmente, los efectos de la misma se hacen más visibles limitando la expansión del sector y su demanda asociada, lo que repercute en un crecimiento moderado de la intensidad en los últimos años con tendencia a la baja.

GRÁFICO 8.22. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR SERVICIOS, 1990-2011



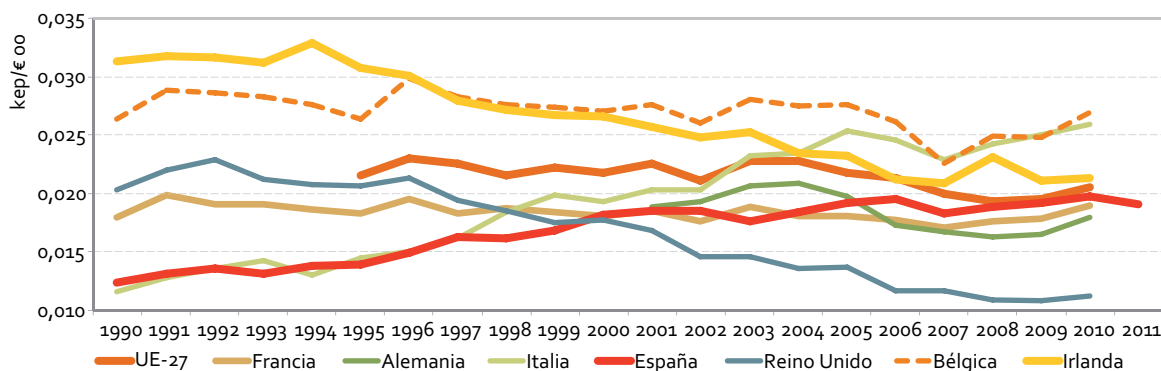
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE

En términos comparativos, el indicador nacional, evoluciona por debajo de la media europea, Gráfico 8.23, mostrando un progresivo acercamiento durante la última década, y más concretamente,

te, a partir del año 2005, en que se inicia una progresiva convergencia en las tendencias de ambos indicadores, el nacional y el del conjunto de la UE.



GRÁFICO 8.23.: INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 1990-2011

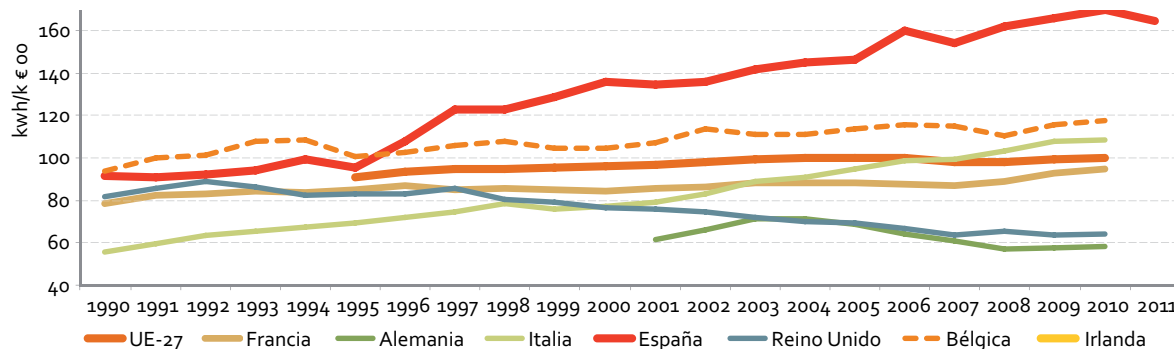


FUENTE: EnR/IDAE

Una valoración similar sobre la intensidad eléctrica permite observar, al igual que en el caso de la intensidad global, una mejora en 2011, registrando una reducción del 3,12%. Sin embargo, del análisis de la evolución de la intensidad eléctrica se constata un comportamiento diferente. Así, el indicador nacional muestra una progresiva ten-

dencia al alza, más acusada que la registrada en el indicador de la intensidad global, debido al peso creciente que la demanda eléctrica presenta en el conjunto del sector servicios. Esto, a su vez, conduce a una cada vez mayor divergencia con respecto al indicador de la UE, según se puede apreciar en el Gráfico 8.24.

GRÁFICO 8.24. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE, 1990-2011

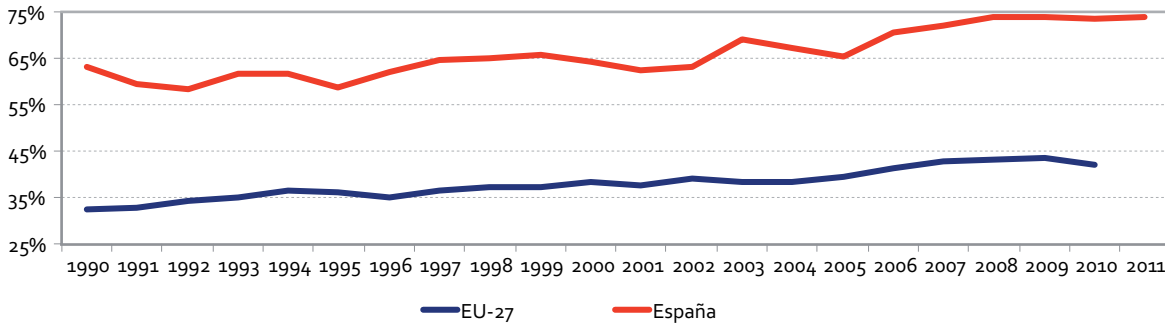


Lo anterior es coherente con la diferencia observada en España y en la UE-27 en cuanto a representatividad del consumo eléctrico sobre la demanda energética total, encontrándose en España una mayor relevancia del consumo eléctrico, tal y como

se muestra en el Gráfico 8.25. Esto puede responder en parte al mayor uso de fuentes de origen fósil en de los países del centro y norte de Europa para cubrir sus demandas de climatización mediante centrales de cogeneración y district heating.



GRÁFICO 8.25.: REPRESENTATIVIDAD DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE

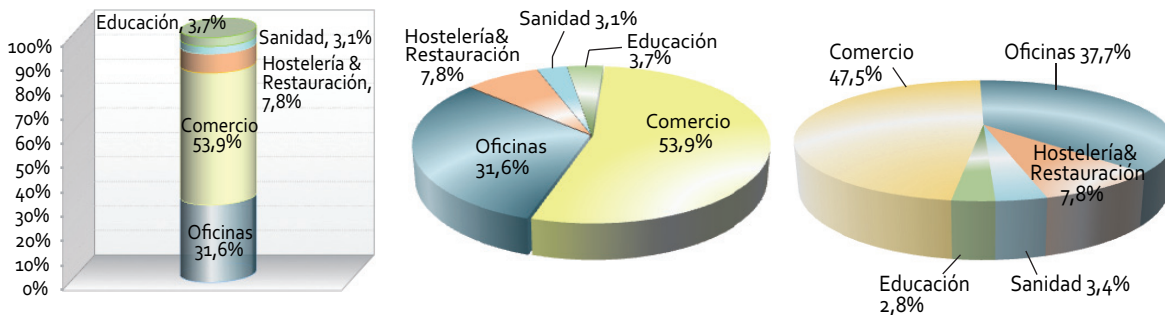


FUENTE: EnR/IDAE

En España, la causa del elevado consumo eléctrico se encuentra ligada a la composición sectorial del sector servicios, así como a la estructura de la demanda de los sectores que lo integran, Gráfico 8.26. En concreto, las necesidades ener-

géticas ligadas al equipamiento ofimático, tecnologías TIC, iluminación y climatización de los sectores oficinas y comercio, justifican buena parte de la demanda eléctrica asociada a este sector.

GRÁFICO 8.26. ESTRUCTURA DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2011



FUENTE: EnR/IDAE

8.2. COGENERACIÓN

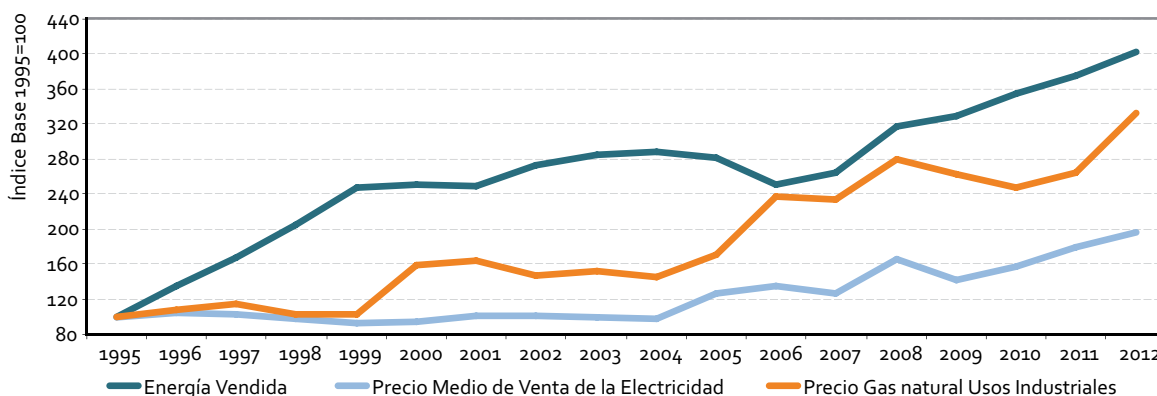
De acuerdo con la información estadística disponible sobre las ventas de energía del Régimen Especial, publicada por la Comisión Nacional de la Energía (CNE), las instalaciones de cogeneración en funcionamiento a finales del año 2012, excluyendo las asociadas al tratamiento de residuos (Grupo «d» del RD 436/2004) y las corres-

pondientes al Grupo a.1.3, alcanzaban una potencia total de 6.094 MW, lo que supone una reducción de 55 MW respecto al dato correspondiente al año anterior. Por otra parte, según dicha estadística, la producción eléctrica vertida a red en 2011 registró un aumento del 7,1%, ascendiendo a 26.869 GWh, lo que ha supuesto una cobertura del 9,43% a la demanda de generación eléctrica nacional bruta.

La aplicación de la Orden ITC/1857/2008, por la que se permite verter a la red la totalidad de la energía eléctrica generada. Durante el último año, la coyuntura favorable de los precios del gas y de

la electricidad, Gráfico 8.27, parece haber contribuido al incremento observado en la producción eléctrica vertida a la red, registrándose un incremento medio anual del orden del 6%.

GRÁFICO 8.27. ENERGÍA VERTIDA A RED Y PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA



Fuente: CNE, AIE/IDAE

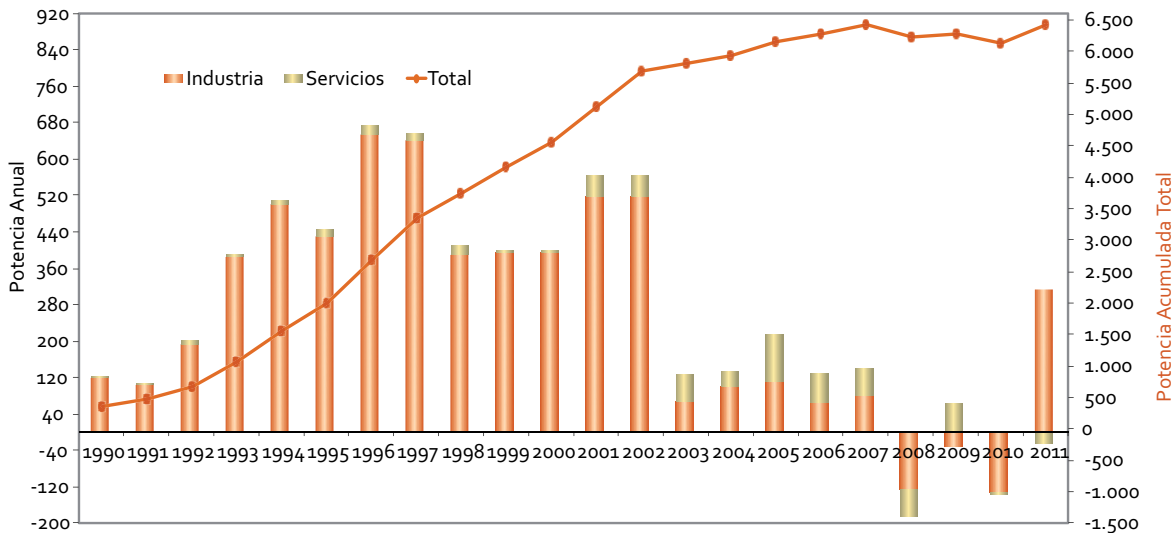
Un mayor detalle acerca de la situación de la cogeneración es el que se desprende del análisis derivado de la Estadística de Centrales de Cogeneración realizada conjuntamente entre el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el IDAE, Gráfico 8.28. De acuerdo a la información correspondiente a las estadísticas del año 2011, las instalaciones registradas a finales de dicho año suman una potencia total instalada equivalente a 6.416,9 MW. Una valoración de las altas y bajas registradas en las instalaciones de cogeneración durante el año 2011 conduce a un saldo neto positivo de 288,34 MW, así como de 36 instalaciones adicionales. A ello ha contribuido el sector industrial, donde se han localizado la mayoría de las altas producidas, tanto en términos de potencia como de número de instalaciones. Ello ha ocasionado un ligero incremento en la potencia media de las instalaciones cogeneradoras ligadas a este sector, de 9,52 a 9,59 MW.

Un caso contrario ha sido el del sector servicios, que en 2011 ha experimentado cierta contracción en cuanto a potencia instalada, a pesar del ligero aumento registrado en el número total de instalaciones, lo que ha supuesto una leve disminución de la potencia media unitaria de las instalaciones, de 5,48 a 4,94 MW.

La potencia neta instalada en 2011 obedece, por un lado, a un incremento neto de 313,40 MW, localizada en el sector industrial, y por otra, a una disminución neta de 25 MW, registrada en el sector servicios.



GRÁFICO 8.28. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA: TOTAL Y POR SECTORES, 1990-2011



Fuente: IDAE/MINETUR

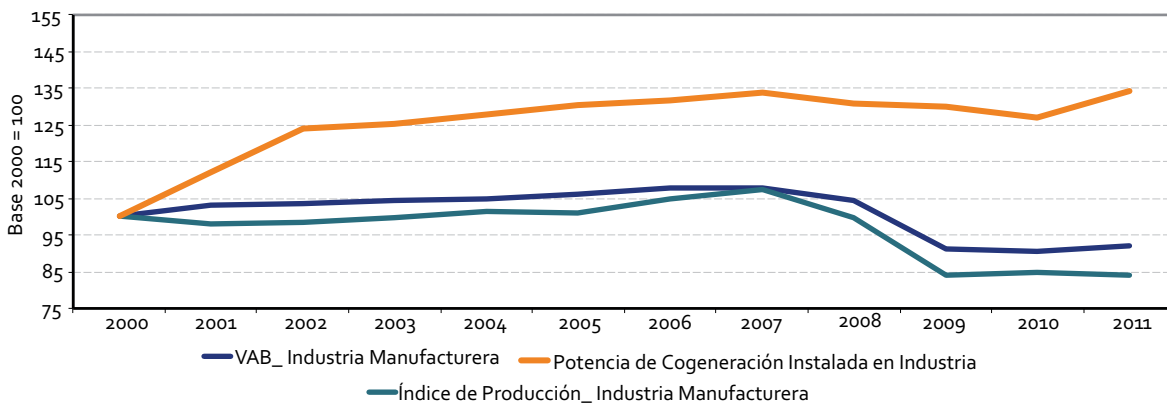
En lo referente al sector industrial, la anterior cifra se descompone en una nueva potencia de 367,58 MW correspondiente a 35 casos de altas de instalaciones, así como en una caída de potencia de 54,18 MW vinculada a 7 bajas. Respecto al sector servicios, la situación en 2011, en realidad, responde a una recomposición de la potencia de las plantas existentes a las que se han sumado 8 nuevas instalaciones, lo que sin embargo, no ha supuesto nueva potencia, sino al contrario una reducción de la potencia total instalada en este sector. En general, la evolución de la cogeneración está estrechamente ligada a las variaciones de la industria manufacturera donde la cogene-

ración se encuentra presente en una amplia diversidad de ramas, representando el 90% de la potencia total instalada.

El Gráfico 8.29 muestra unas tendencias similares en la evolución de la actividad de la industria manufacturera, representada a través de los indicadores relevantes de actividad $\frac{3}{4}$ el Índice de Producción Industrial (IPI) y el Valor Añadido Bruto $\frac{4}{4}$, y de la potencia instalada en la cogeneración asociada a este sector. En ambos casos, se puede observar un retroceso que se inicia con anterioridad a la crisis actual, se agrava durante la misma, apreciándose una cierta recuperación en el año 2011.



GRÁFICO 8.29. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ANUAL INSTALADA EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA VERSUS ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA

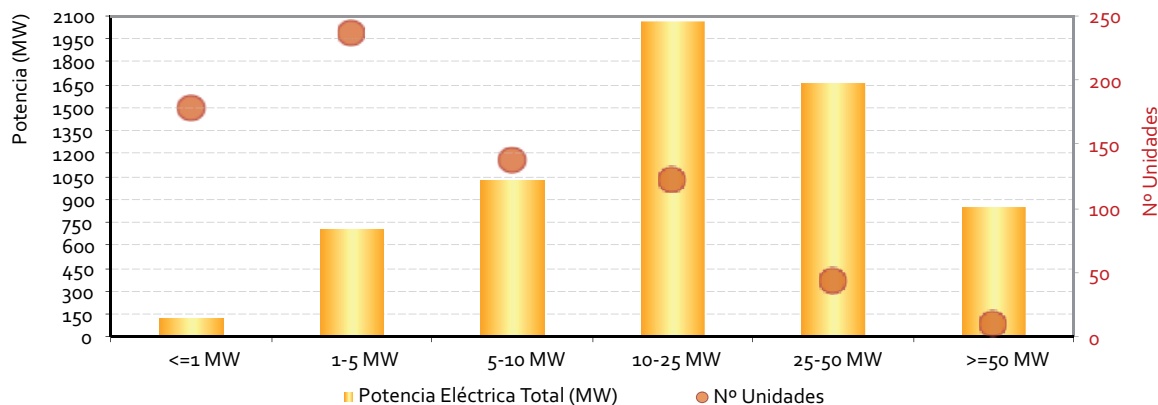


Fuente: IDAE/MINETUR/INE

Como ya se ha señalado con anterioridad, en términos globales, el efecto favorable de la evolución de la cogeneración en el sector industria en 2011 da lugar a un balance neto positivo. No obstante, el incremento de potencia, ligeramente por debajo del relativo al número de instalaciones, ha supuesto una ligera disminución del

tamaño medio del conjunto de las instalaciones, Gráfico 8.30, de 8,83 a 8,79 MW. Este tamaño medio es representativo de buena parte de las instalaciones operativas a nivel nacional, comprendidas en el rango de 5 a 10 MW, el cual representa el 16% de la potencia total, y el 19% de todas las instalaciones.

GRÁFICO 8.30. DISTRIBUCIÓN DE INSTALACIONES DE COGENERACIÓN POR RANGOS DE POTENCIA, 2011



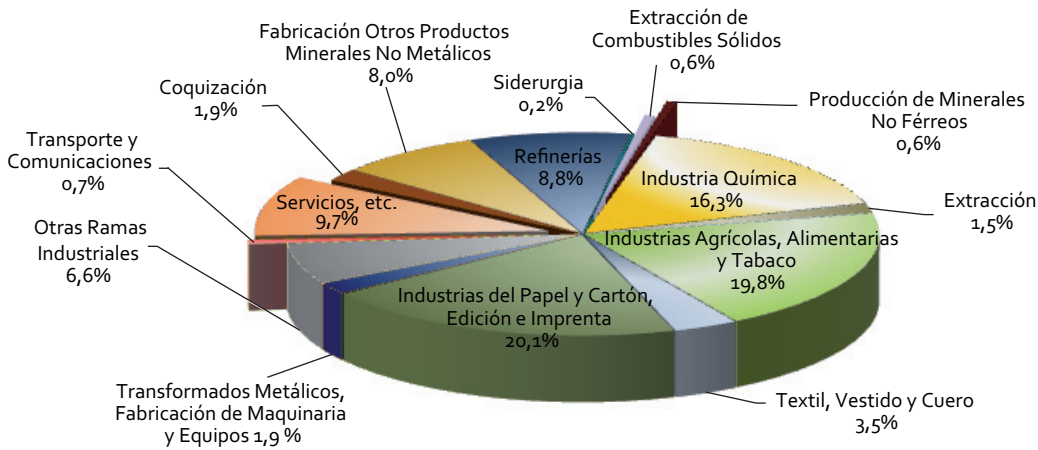
Fuente: IDAE/MINETUR

El análisis por sectores muestra cinco ramas, Gráfico 8.31, donde se concentra el 80,7% de toda la potencia instalada en el conjunto del sector industria en 2011. Estas ramas, por orden de magnitud,

son las siguientes: pasta y papel (20,1%); industria agroalimentaria y del tabaco (19,8%); química (16,3%); refinerías (8,8%) y fabricación de minerales no metálicos (8,0%).



GRÁFICO 8.31. SECTORIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA, 2011



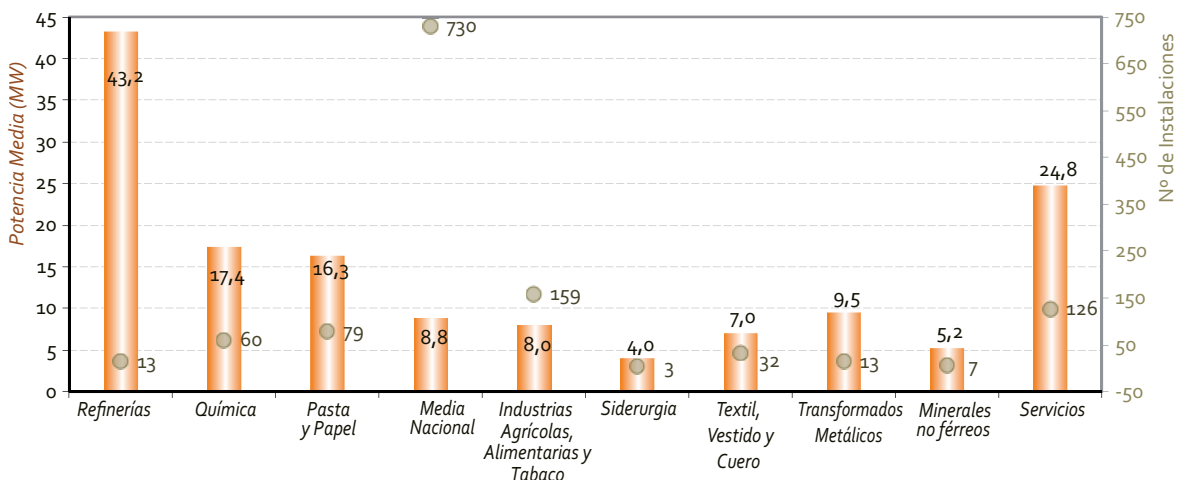
Potencia Eléctrica Bruta. Total: 6.417 MW

Fuente: IDAE/MINETUR

Un análisis más detallado de la actividad cogeneradora ligada a la industria permite destacar tres ramas en las que se localiza el 91% de la nueva potencia asociada a las altas de instalaciones: pasta y papel; refinerías e industrias extractivas de combustibles sólidos. Las instalaciones correspondientes a las cinco ramas citadas con anterioridad, a excepción de la rama de minerales no

metálicos, presentan en general mayor tamaño medio, Gráfico 8.32, siendo el sector de refinerías, el de mayor tamaño unitario, con 43,2 MW, casi cinco veces por encima del tamaño medio nacional. A mayor distancia y por encima del umbral de 10 MW, le siguen los sectores Químico y Pasta y Papel, con potencias medias respectivas de 17,4 MW y 16,3 MW.

GRÁFICO 8.32. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS INSTALACIONES OPERATIVAS EN 2011 SEGÚN TAMAÑO MEDIO



Fuente: IDAE/MINETUR

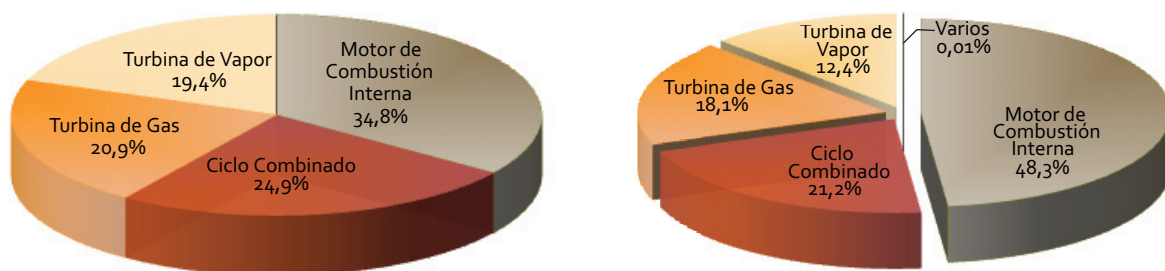
En el Cuadro 8.1, se ofrece un mayor detalle de la evolución de la potencia y del número de instalaciones de cogeneración existentes a nivel nacional, según los sectores en los que se encuentran ubicadas.

Un análisis diferenciado de las instalaciones de cogeneración según sus rendimientos, tomando como referencia el límite del 75% definido por la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de cogeneración, permite concluir que la mayor parte de las altas producidas en 2011 se corresponden con las relativas a las instalaciones de rendimiento inferior a dicho límite, con más de dos tercios de las altas en potencia. Esto ha supuesto una ligera disminución en el rendimiento global de las instalaciones, desde el 69,8% en 2010 a 67,7% en 2011. Dentro de este grupo de instalaciones las altas han sido debidas principalmente a instalaciones de ciclo combinado y a instalaciones basadas en turbinas de gas con recuperación de calor. Por su parte, las altas relativas a las instalaciones de

rendimiento superior al 75%, corresponden sobre todo a la turbina de vapor a contrapresión y a motor de combustión interna. En cuanto a las bajas registradas en 2011, éstas también han sido mayoritarias en las instalaciones de rendimiento inferior, encontrándose vinculadas a instalaciones de turbina de vapor a contrapresión, y en menor medida, en las instalaciones de rendimiento superior, ligadas a la tecnología de ciclo combinado.

Desde el punto de vista tecnológico, la mayor parte de las altas se concentran en la tecnología de ciclo combinado, Gráfico 8.33, que representa el 56,2% de la nueva potencia. El 44% de la nueva potencia restante se concentra a partes iguales en las tecnologías de turbina de gas y motor de combustión interna. En términos absolutos, las tecnologías dominantes, presentes en la mayoría de las instalaciones de cogeneración, siguen siendo el motor de combustión interna y el ciclo combinado, que conjuntamente representan el 69,5% de toda la potencia instalada en 2011.

GRÁFICO 8.33. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA SEGÚN TECNOLOGÍAS, 1998-2011



Fuente: IDAE/MINETUR



CUADRO 8.1. POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES, 1998-2011

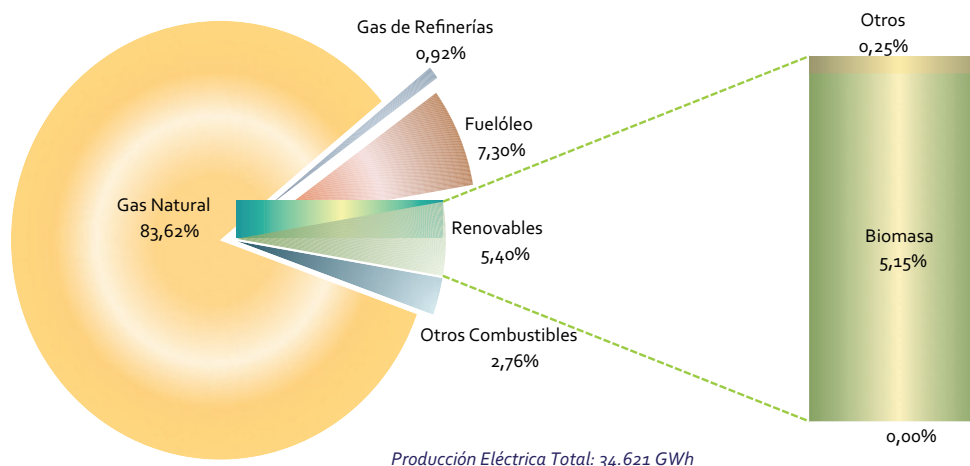
Sector	Potencia (MW)											Nº Instalaciones				
	1998	2000	2007	2008	2009	2010	2011	1998	2000	2007	2008	2009	2010	2011		
Extracción de Combustibles Sólidos	2	9	9	9	16	11	35	2	2	2	2	3	3	5		
Producción de Minerales No Férreos	11	38	36	37	37	37	37	1	7	8	8	8	7	7		
Industria Química	541	784	1.073	1.034	1.020	1.021	1.043	49	68	71	63	60	62	60		
Extracción	111	87	101	101	101	102	95	9	9	11	11	11	12	11		
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	531	1.009	1.260	1.299	1.329	1.275	1.270	72	137	163	158	157	154	159		
Textil, Vestido y Cuero	373	319	300	276	252	253	225	58	56	45	37	31	32	32		
Industrias del Papel y Cartón, Edición e Imprenta	534	679	1.027	1.140	1.155	1.024	1.290	59	78	75	79	75	68	79		
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	114	139	166	130	133	119	124	14	14	18	13	13	12	13		
Otras Ramas Industriales	373	400	481	422	421	418	422	64	61	62	57	55	52	57		
Transporte y Comunicaciones	5	5	36	37	36	42	44	3	3	3	4	3	4	14		
Servicios, etc.	176	242	636	588	650	647	622	45	83	109	94	110	118	126		
Coquización	9	120	124	124	123	124	124	1	4	5	5	5	5	5		
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	433	476	582	576	521	526	512	139	155	151	152	150	150	146		
Refinerías	485	447	444	444	458	519	562	11	11	10	10	11	12	13		
Siderurgia	48	46	19	19	12	12	12	4	4	4	4	3	3	3		
TOTAL	3.749	4.800	6.292	6.235	6.265	6.129	6.417	531	692	737	697	695	694	730		

FUENTE: IDAE/MINETUR

La tecnología de motores de combustión interna sigue siendo dominante, tanto en potencia como en número de instalaciones, con una potencia total de 3.097 MW distribuida en 555 instalaciones, caracterizadas por su menor potencia unitaria (5,58 MW). En siguiente orden de magnitud, se encuentran los ciclos combinados, con 1.359 MW de potencia instalada total repartida en 37 instalaciones, lo que lleva a esta tecnología a ostentar el mayor tamaño medio de todas las instalaciones de cogeneración, con 36,74 MW de potencia unitaria.

Atendiendo a la producción eléctrica generada por las instalaciones, Gráfico 8.34, incluyendo la producción vertida a red, ésta ha experimentado un aumento del 9,9%, lo cual en parte se explica como consecuencia del cierto repunte experimentado en 2011 por la actividad de la industria manufacturera, a la cual se encuentra asociada la actividad cogeneradora. El gas natural sigue siendo el combustible principal de las instalaciones cogeneradoras, al que se debe el 83,6% de la producción eléctrica. El resto de la producción eléctrica se cubre prácticamente con el fuelóleo y las energías renovables, y dentro de éstas, la biomasa.

GRÁFICO 8.34. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2011



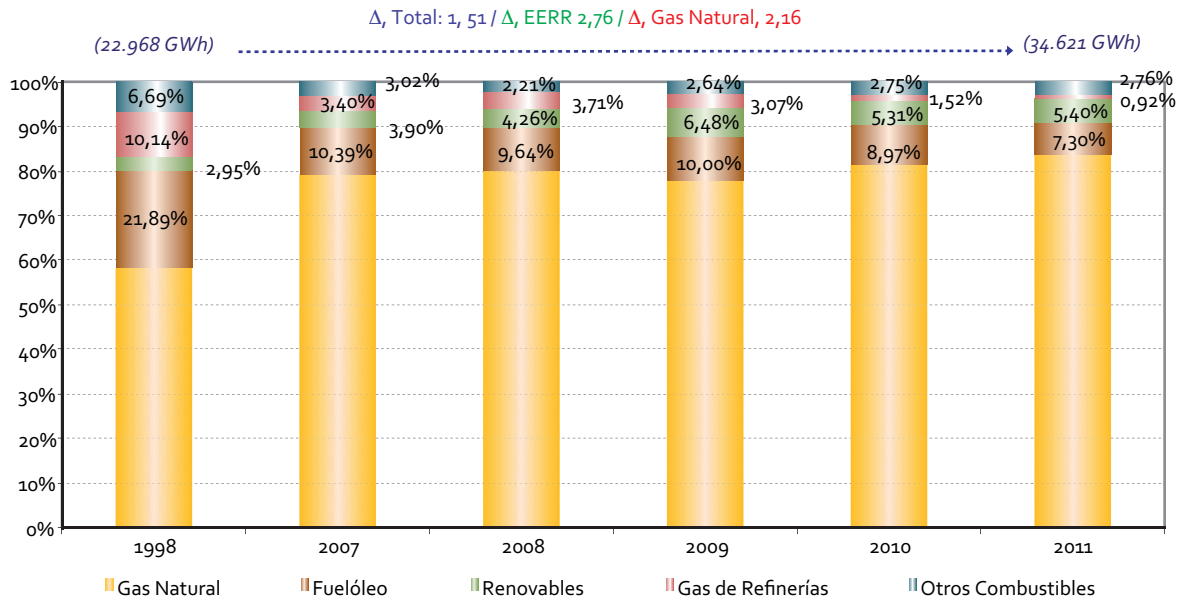
Fuente: IDAE/MINETUR

Teniendo en cuenta el peso de las fuentes señaladas en la estructura de producción eléctrica asociada a la cogeneración, se desprende que el incremento del 12,8% de la producción asociada al gas natural en 2011 representa una contribución decisiva para explicar el aumento registrado en dicho año en la producción eléctrica total ligada a la cogeneración.

Analizando la evolución de la producción eléctrica según combustibles en los últimos trece años, Gráfico 8.35, destaca la participación al alza del gas natural y de las energías renovables, cuyas producciones a lo largo de dicho periodo se han incrementado respectivamente en un factor de 2,16 y 2,76. Esta evolución contrasta con la de otras fuentes como el fuelóleo y gas de refinerías, en continuo retroceso.



GRÁFICO 8.35. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES



Fuente: IDAE/MINETUR

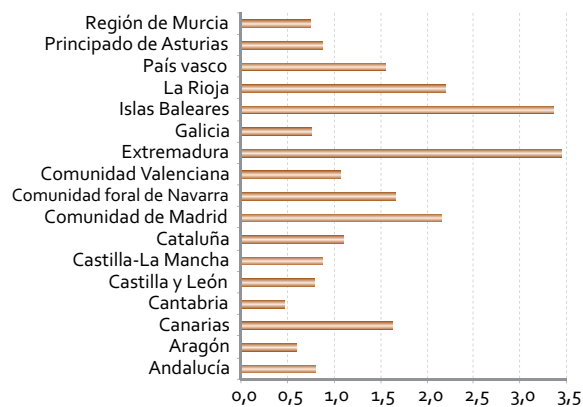
El análisis de la distribución geográfica de las instalaciones de cogeneración en 2011 evidencia una elevada concentración en cinco Comunidades Autónomas, Mapa 8.1, donde se localizan más del 63% de todas las instalaciones así como buena parte de la potencia total instalada. Según orden de magnitud, estas Comunidades son: Cataluña (20,5%), Andalucía (15,2%), Castilla y León (9,1%), Galicia (9,1%) y Valencia (8,9%). Entre estas Comunidades, Cataluña y Galicia son las que presentan una distribución más equilibrada en cuanto a representatividad geográfica en términos de potencia instalada y de número de instalaciones. Así, en el primer caso, se cuenta con el 20,5% de la potencia total y el 19% de todas las instalaciones,

y en el segundo, con el 9,1% y el 10,1%, respectivamente.

La distribución territorial de las instalaciones de cogeneración presenta un perfil similar al de la regionalización de la actividad industrial, Gráfico 8.36. Así las Comunidades que presentan un mayor volumen de negocio industrial, son aquellas en las que localiza tanto el mayor número de instalaciones de cogeneración como la mayor parte de la potencia instalada. Así, las cinco Comunidades antes citadas concentran el 62,1% del negocio industrial, al tiempo que la mayor actividad cogeneradora como se evidencia de lo anterior.



GRÁFICO 8.36. INTENSIDAD DE LAS VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES Y DE LA ACTIVIDAD COGENERADORA SEGÚN CCAA, 2011. MAPA DE LA DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, 2011



Fuente: IDAE/MINETUR

Por otra parte, considerando la relación entre las distribución geográfica de las ventas y de la potencia instalada sobre los totales, se puede observar que en la mayoría de las Comunidades Autónomas, la relación es alrededor de uno, lo que evidencia la similitud entre el perfil geográfico de la actividad industrial y el de la actividad cogeneradora.

En el marco de la normativa europea, hay que señalar el impacto favorable que podría derivarse de cara al futuro. Se espera que la cogeneración reciba un impulso de la mano tanto de la *Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios*, como de la *Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE*. Ambas directivas destacan la importancia de la cogeneración de alta eficiencia, con hincapié en la cobertura de la deman-

da energética en los edificios de nueva construcción, en el caso de la *Directiva 2010/31/UE*, y en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración, en el caso de la *Directiva 2012/27/UE*. Con respecto a lo último, la *Directiva 2012/27/UE* insta a los Estados Miembros a realizar una evaluación exhaustiva del potencial de cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración. Asimismo, esta directiva subraya la importancia de la microcogeneración, para cuyo desarrollo los Estados miembros deberán promover las medidas necesarias.

8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables en 2012

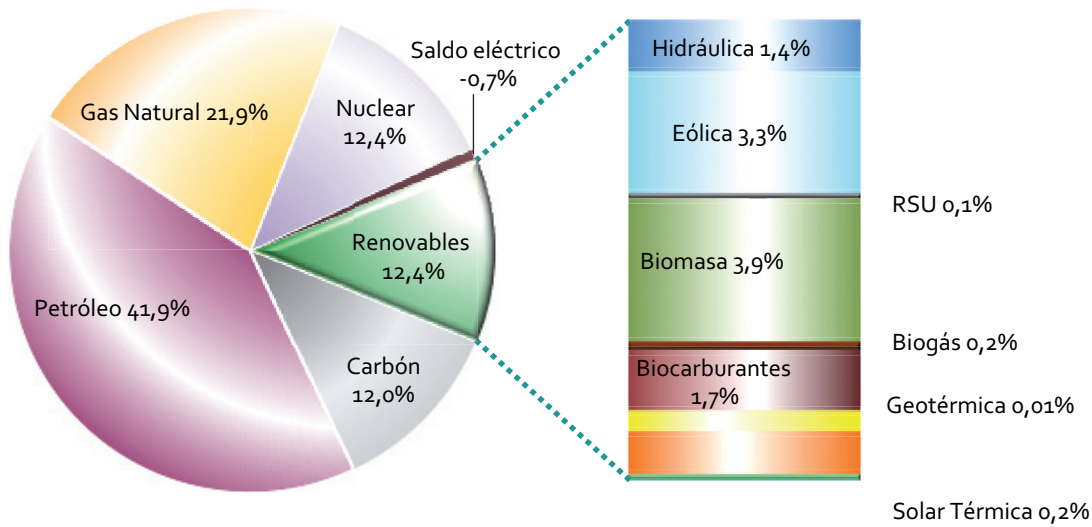
El consumo primario de energía experimentó en 2012 una reducción del 0,3%. Sin embargo, durante el mismo periodo, el consumo primario de energía procedente de fuentes renovables, Gráfico 8.37, se incrementó en un 8,7%, alcanzando los



16 millones de tep. Con ello la aportación de las renovables al consumo primario alcanza el 12,4%. Este dato cobra especial relevancia por la fuerte

bajada, de casi un tercio, que experimentó la aportación de la hidráulica, debido a la reducción de la cantidad de agua disponible respecto a año 2011.

GRÁFICO 8.37. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2012. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



Fuente: MINETUR, IDAE

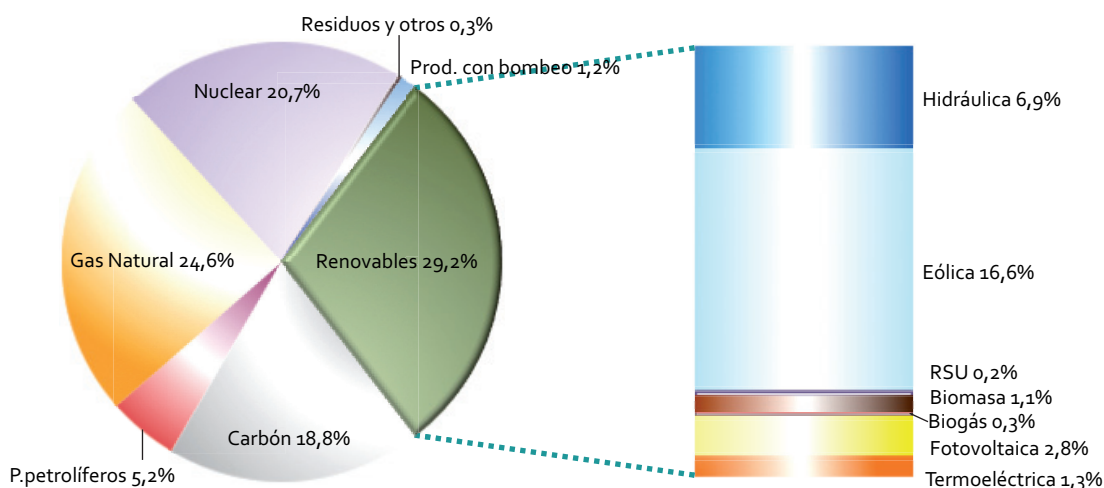
En términos de energía final, excluyendo usos no energéticos, la contribución de las renovables fue algo inferior, cifrándose en un 7,5%. Las energías renovables y el gas natural constituyen las únicas fuentes de energía que incrementaron su presencia en la cobertura de la demanda final de energía del año 2012.

La producción eléctrica bruta anual en 2012 fue de 297.471 GWh, lo que supone un ligero incremento del 1,22% respecto al año 2011. De esta produc-

ción bruta, excluyendo bombeo, 86.962 GWh se obtuvieron de fuentes renovables, un 0,6% menos que el año anterior. La contribución de las renovables a la generación eléctrica global representó un 29,23%, porcentaje ligeramente inferior al del pasado año. A pesar de ello, las energías renovables se consolidan como fuente energética predominante en la generación eléctrica por tercer año consecutivo. En el Gráfico 8.38 puede observarse la distribución de la producción eléctrica entre las distintas tecnologías de generación.



GRÁFICO 8.38. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2012



Fuente: MINETUR, IDAE

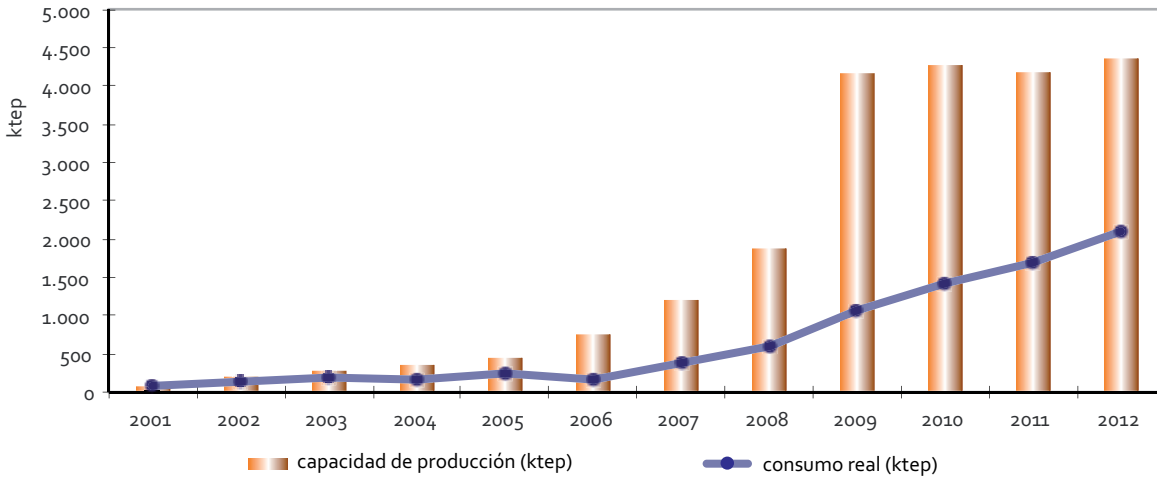
Se puede observar que la producción eólica prácticamente duplica a la hidroeléctrica y, entre las dos, copan más del 80% de la producción de electricidad con fuentes renovables. Respecto a 2011, se observa un aumento significativo de la eólica, una importante reducción en la producción hidroeléctrica (26,6%) y un aumento porcentualmente muy notable de la solar termoeléctrica, que ha duplicado su producción. En su conjunto, las energías renovables distintas de la eólica e hidráulica ganan peso específico en la estructura de pro-

ducción con fuentes renovables, pasando de menos de un 16% en 2011 a un 19,5% en 2012.

Por su parte, la capacidad de producción de biocarburantes (biodiesel y bioetanol) experimentó un aumento del 4,3% entre 2011 y 2012. Al mismo tiempo que, desde 2010 se observa un incremento continuado del consumo, de entre un 20 y un 25% anual. En 2012 se consumieron 2.127 ktep de estos combustibles, elevándose la capacidad de producción a 4.358 ktep, Gráfico 8.39.



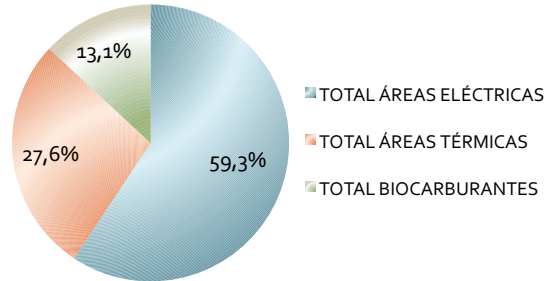
GRÁFICO 8.39. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE BIOCARBURANTES



Fuente: MINETUR, IDAE

De los 16 millones de tep de energías renovables consumidos en 2012, podemos apreciar en el Gráfico 8.40 que un 60% se ha destinado a la producción de electricidad, mientras que las áreas térmicas suponen dos tercios del 40% restante. Por último el consumo de biocarburantes significa el 13,3% del consumo total de energías renovables.

GRÁFICO 8.40. DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON FUENTES RENOVABLES



Fuente: MINETUR, IDAE

En el Cuadro 8.2 puede verse el detalle de la producción de energías renovables durante 2012.

CUADRO 8.2. PRODUCCIÓN CON FUENTES RENOVABLES EN 2012

Generación Eléctrica renovables en 2012			
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción Energía Primaria (Provisional 2011) (ktep)
Hidráulica (> 50 MW) (1)	13.716	15.838	1.362
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	3.087	1.844	159
Hidráulica (< 10 MW)	1.942	2.863	246
Biomasa	640	3.396	870
R.S.U.	224	715	176
Eólica	22.766	49.472	4.255
Solar fotovoltaica	4.603	8.193	705
Biogás	218	866	214
Solar termoeléctrica	2.000	3.775	1.482
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	49.197	86.962	9.467

Sector de la calefacción y la refrigeración		
	m ² Solar t. baja temp.	Producción Energía Primaria (Provisional 2011) (ktep)
Biomasa y residuos		4.095
Biogás		77
Solar térmica de baja temperatura	2.850.154	220
Geotermia		18
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS		4.410

Sector del Transporte	
Biocarburantes (Transporte)	Consumo Provisional 2012 (ktep)
TOTAL BIOCARBURANTES	2.089

TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES (ktep)	15.965
---	---------------

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)	128.870
---	----------------

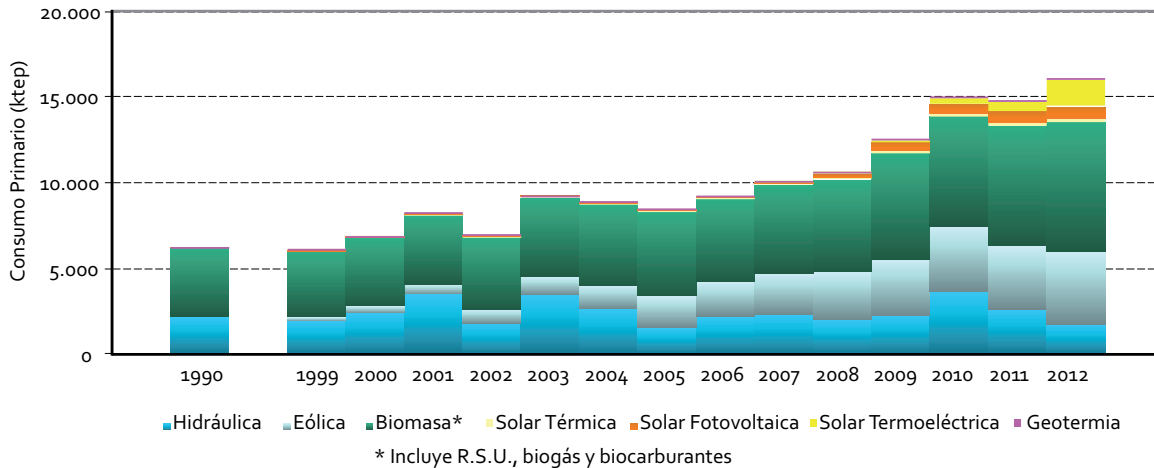
FUENTE: IDAE.

El Gráfico 8.41 presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990–2012, mostrando la tendencia creciente de

consumo de energía primaria para estas tecnologías. Se observa un ligero incremento en el año 2012 pese a la menor disponibilidad de recursos hidráulicos.



GRÁFICO 8.41. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES



FUENTE: IDAE

La biomasa, en sentido amplio, con inclusión de R.S.U., biogás y biocarburantes, supone casi la mitad del consumo primario de energías renovables (46,7%). La energía hidráulica y eólica en conjunto suponen el 37,9% y, en el 15,3% restante, destaca la solar termoeléctrica (9,4%).

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación se destaca una selección de la normativa energética más relevante aprobada durante el año 2012 en las áreas de la eficiencia energética, cogeneración y energías renovables.

Liberalización del mercado energético y competitividad

- **Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la**

supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.

Este real decreto-ley, en vigor desde el 29 de enero de 2012, establece la suspensión temporal de los procedimientos de pre-asignación de retribución contemplado en el RDL 6/2009 y en el RD 1578/2008 y la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, ante el riesgo de no cumplimiento del objetivo principal de supresión del déficit tarifario a partir de 2013.

El contenido de este real decreto afecta a las instalaciones de producción eléctrica en régimen especial y ordinario, que a la entrada en vigor del presente real decreto-ley no hubieran resultado inscritas en los citados registros de preasignación, en el caso de las primeras, o bien no dispusieran de

autorización administrativa en el caso de las últimas. Se mantiene el régimen retributivo fijado en el ordenamiento jurídico para las instalaciones en funcionamiento y para aquellas que hubieran resultado inscritas en el Registro de preasignación.

- ***Real Decreto–ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.***

Mediante el presente real decreto–ley se procede a la incorporación a nuestro ordenamiento de aquellas previsiones contenidas en las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, que respectivamente requieren modificaciones de las Leyes del Sector Eléctrico y del sector de hidrocarburos. Igualmente, se incorpora parcialmente la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

Según lo anterior se refuerza el papel de las autoridades reguladores nacionales, previéndose la creación de una única autoridad reguladora a escala nacional. Asimismo, se refuerzan las obligaciones de servicio público. En lo que respecta a la Ley 34/1998, entre otros aspectos, se procede a la ampliación de su ámbito de aplicación con el biogás, el gas obtenido de la biomasa y otros tipos de gas, siempre que sea técnicamente posible su inyección en la red de gas natural. En lo relativo a las energías renovables, se habilita a la AGE para la

puesta en marcha de los mecanismos de cooperación para el fomento del uso de energía procedente de estas fuentes, incluyendo al menos transferencias estadísticas entre EEMM de cantidades determinadas de energía procedente de fuentes renovables, la implementación de proyectos conjuntos con otros EEMM y/o con terceros países, y la coordinación con los sistemas de apoyo a las energías renovables instaurados en otros EEMM.

Asimismo, se introduce una batería de medidas destinadas a suprimir los desajustes entre ingresos y costes de los sistemas eléctrico y gasista, a fin de garantizar la suficiencia tarifaria y el equilibrio económico a largo plazo.

- ***Real Decreto–ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.***

Este real decreto–ley, en vigor desde el 15 de julio de 2013, procede a la aprobación de un amplio paquete de medidas de índole fiscal y estructural dirigidas a la reducción del déficit público a objeto de garantizar la estabilidad presupuestaria. En lo que compete al sector energético, se procede a la adopción de medidas adicionales a otras ya existentes, que contribuyan a equilibrar el sistema eléctrico. En relación con los costes de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, se adelantan algunas de las revisiones normativas previstas del modelo retributivo. Parte de estas medidas tiene carácter temporal o está prevista su aplicación sólo cuando concurren circunstancias excepcionales, quedando supeditada su vigencia a la evolución de la coyuntura económica.



Asimismo, la aprobación de este real decreto-ley acomete la reforma del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), quedando éste configurado como un medio propio instrumental y servicio técnico de la Administración.

- **Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica.**

Mediante la publicación de la presente orden se da inicio a un nuevo proceso regulado por el RD 1955/2000, que deberá culminar con la publicación del Plan de desarrollo de infraestructuras 2014–2020. El objeto de la referida orden es convocar a los sujetos del sistema eléctrico, a las Comunidades Autónomas y Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla, y a los promotores de nuevos proyectos de generación eléctrica a la realización de propuestas de desarrollo de las redes de transporte de energía eléctrica así como a la aportación de la información necesaria para dicho proceso de planificación.

- **Orden IET/2804/2012, de 27 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.**

Mediante la presente orden ministerial, en vigor desde el 30 de diciembre de 2012, se modifica el mecanismo de retribución del servicio de interrumpibilidad establecido en la Orden ITC/2370/2007 con el fin de perfeccionar y ajustar la prestación de dicho servicio al actual contexto de baja demanda y

elevada penetración renovable no gestionable e intermitente. Se establece un mecanismo que permita asignar una mayor retribución a aquellos consumidores que aportan un mayor volumen de energía al sistema en cada instante y que por sus características de funcionamiento, no ven retribuido la potencia puesta a disposición del sistema. Dicho mecanismo podrá ser objeto de revisión una vez se encuentre en funcionamiento la nueva interconexión con Francia, previsto en 2016, a fin de adaptarlo a las necesidades del sistema condicionadas probablemente por la penetración de generación renovable no gestionable.

- **Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.**

La presente Ley, en vigor desde el 1 de enero de 2013, tiene como objetivo armonizar el sistema fiscal con un uso más eficiente y respetuoso con el medioambiente y la sostenibilidad. Con tal finalidad, se procede a regular tres nuevos impuestos: el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica; el impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica; y el impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas. Ello se acompaña de la creación de un canon por utilización de las aguas continentales para la producción eléctrica y la modificación de los tipos impositivos establecidos para el gas natural y el carbón. Asimismo, lo anterior se complementa con la supresión de las exenciones previstas para los productos energéticos utilizados en la producción de energía eléctrica y en la cogeneración de electricidad y calor útil.

- **Real Decreto–ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social.**

Mediante el presente real decreto, en vigor desde el 1 de enero de 2013, entre diversos aspectos, se procede a la aprobación de diversas medidas de efecto en los sectores eléctrico y de hidrocarburos. En particular, en lo que se refiere al sector eléctrico, las medidas propuestas tienen por fin corregir los desajustes entre los ingresos y costes del sistema eléctrico. Para ello, se establece que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2012, lo que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos al *Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico*, y ello con carácter adicional a los 1.500 M€ de déficit ya reconocido en la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Por otra parte, para garantizar el funcionamiento eficaz del mecanismo de preasignación de retribución para las instalaciones de régimen especial, se introduce una habilitación para la supresión o corrección del régimen económico primado en caso de incumplimiento.

Por último, en lo que respecta al sector gasista, hasta que tenga lugar la elaboración de una nueva fórmula de determinación de los precios regulados de los gases licuados del petróleo envasados, se juzga necesario suspender durante el primer trimestre de 2013 la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo de estos productos, establecida en la Orden ITC/1858/2008, a fin de proteger a los consumidores frente a la

volatilidad de las cotizaciones internacionales de la materia prima y del flete.

Régimen especial

- **Orden IET/843/2012, de 25 de abril, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2012 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.**

Mediante la presente orden, en vigor desde el 27 de abril de 2012, se procede al ajuste de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que aplican las empresas a partir del 1 de abril de 2012, teniendo en cuenta la variación en los costes del sistema eléctrico que se derivan de las medidas recogidas en el Real Decreto–ley 13/2012, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista. Asimismo, se establecen los preceptos necesarios para asegurar la aplicación del bono social a los consumidores que tienen derecho a ello. Finalmente, se procede a la actualización de las tarifas y primas correspondientes a las instalaciones del régimen especial.

- **Resolución de 20 de diciembre de 2012, 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 2012, 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.

En virtud de la presente resolución se establecen los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima de gas natural, respectivamente en 3,0993 c€/kWh, y 3,5629 c€/kWh PCS, con validez para el cuarto trimestre de 2012.

Eficiencia energética

I. Ámbito general:

- **Orden IET/2599/2012, de 28 de noviembre, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2012, 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, en vigor desde el 6 de diciembre de 2012, tiene por objeto la definición del procedimiento de la transferencia desde la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía de los fondos previstos en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 14/2010, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, así como el mecanismo de recaudación e ingreso en la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía de

las cuantías con cargo al sistema eléctrico destinadas a la financiación del Plan de Acción 2008-2012. Asimismo, mediante esta orden se establecen los mecanismos de liquidación y los criterios para la ejecución, en el año 2012, de las medidas previstas en el Plan, con el fin de que puedan ser gestionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

La cuantía destinada a las actuaciones del Plan en 2012, será de 250 M€ con cargo al sistema eléctrico.

II. Edificios:

- **Resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se acuerda la apertura del trámite de audiencia a los interesados en la elaboración del proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.**

Mediante la presente resolución, publicada el 13 de junio de 2012, se procede a la comunicación del proyecto de Real Decreto por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios, a fin de iniciar el oportuno trámite de audiencia.

III. Transporte:

- **Real Decreto 417/2012, de 24 de febrero, por el que se modifica el Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, de concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos, en el marco del Plan de Acción 2010-2012 del**

Plan integral de impulso al vehículo eléctrico en España 2010-2014

Mediante el presente real decreto, con efecto a partir del 1 de enero de 2012, se procede a la modificación del RD 648/2011, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos durante en el marco del mencionado Plan de Acción 2010-2012, a fin de adecuar la oferta y demanda de vehículos eléctricos, en cumplimiento con los objetivos de déficit público.

Para ello, se modifica el periodo de tramitación de ayudas, ampliándolo a aquellas solicitudes que se hayan registrado en el sistema electrónico de gestión de la subvención antes del 16 de diciembre de 2011 y del 1 de enero al 30 de noviembre de 2012, o bien hasta el agotamiento de los fondos si esta circunstancia se produjera con anterioridad. Asimismo, se adecua la dotación presupuestaria a 10 M€ para las solicitudes registradas del 1 al 15 de diciembre de 2011 y del 1 de enero al 30 de noviembre de 2012.

- ***Orden IET/1912/2012, de 31 de agosto, por la que se aprueba el Plan Anual Integrado de ayudas para el año 2012 y se establecen medidas dirigidas a mejorar su tramitación.***

La presente orden, en vigor desde el 12 de septiembre de 2012, tiene por objeto la aprobación del *Plan Anual Integrado de las ayudas públicas* correspondientes al año 2012, convocadas por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y sus organismos públicos dependientes, así como el establecimiento de las medidas necesarias para agilizar su tramitación. La cuantía de las ayudas

aprobadas asciende a 10 M€ bajo la modalidad de subvención.

Asimismo, mediante la presente orden se procede a la aprobación de un volumen de ayudas de 250 M€ para la ejecución de las medidas integradas en el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4).

- ***Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE)***

El Plan PIVE, aprobado por Consejo de Ministros el 27 de septiembre de 2012 con una dotación presupuestaria de 75 M€ con cargo al IDAE, tiene por objetivo la sustitución de 75.000 vehículos, turismos y comerciales ligeros y favorecer la compra de vehículos con menores consumos de combustible.

El Programa permitirá el achatarramiento de vehículos con más de doce años en el caso de turismos y de diez años de antigüedad en el caso de comerciales ligeros, y su sustitución con modelos de alta eficiencia, de menor consumo de combustible y emisiones de CO₂. Los vehículos susceptibles de acogerse al programa podrán ser nuevos o de antigüedad no superior a un año desde su primera matriculación. Asimismo, deberán darse de baja definitiva en Tráfico, mediante certificado de achatarramiento/destrucción por parte del centro autorizado al efecto, cualquier vehículo de categoría M1 o N1 propiedad del beneficiario, con una antigüedad mínima de doce años (M1) / diez años (N1) desde su primera matriculación. El precio de los vehículos adquiridos, antes de IVA, no puede ser superior a los 25.000 euros, excepto para los vehículos eléctricos, híbridos enchufables y de autonomía extendida.



Los beneficiarios (particulares, profesionales, autónomos, microempresas y pymes) obtendrán las ayudas directamente, a la hora de abonar la factura en el concesionario, por una cuantía de dos mil euros, de los que mil euros son aportados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y otros mil euros por el fabricante o importador. La cuantía de la ayuda pública es de mil euros por vehículo, a los que se suma el descuento que ha de aplicar el fabricante o importador del nuevo vehículo incentivable en la factura de compraventa y que será, como mínimo, de mil euros. La cuantía del descuento para el beneficiario será, por tanto, de dos mil euros como mínimo. Esta ayuda es compatible con otras vigentes siempre y cuando éstas provengan de fondos propios de las Comunidades Autónomas y de fondos europeos.

El plan, entra en vigor el 1 de octubre de 2012, permaneciendo vigente hasta el 31 de marzo de 2013 o hasta el agotamiento de los fondos.

- ***Resolución de 24 de septiembre de 2012, de la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, por la que se actualiza el anexo I.2 del Real Decreto 837/2002, de 2 de agosto, en lo relativo a los parámetros que determinan la media del consumo de los vehículos de turismo nuevos que se pongan a la venta o se ofrezcan en arrendamiento financiero en territorio español.***

Mediante esta resolución, con efecto a partir del 28 de septiembre de 2012, se procede a la revisión de los parámetros señalados a fin de evitar que la clasificación energética de los vehículos pueda desvirtuarse, y con ello producirse desplazamientos ficti-

cios hacia clases de eficiencia superiores. Asimismo, a tal fin, la Secretaría General de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa procederá anualmente, con fecha 1 de octubre, a actualizar dichos parámetros para dar cumplimiento a la recomendación de la Comisión Europea del Plan de acción para la eficiencia energética de la UE «Realizando el potencial» de modo que el porcentaje de modelos con etiqueta A en cada categoría, se mantenga en el 20%.

IV. Ordenanzas de alumbrado:

Desde el año 2006 se vienen intensificado las actuaciones relativas a la incorporación de ordenanzas de alumbrado, contabilizándose desde el año 2012 un total de siete adicionales, tres de ellas en tramitación. Estas nuevas ordenanzas se encuentran ampliamente distribuidas, localizándose en provincias distintas, con mayor incidencia en el área mediterránea y atlántica. Es de esperar que el número de tramitaciones futuras siga en aumento a la vista de las exigencias medioambientales, entre las que cabe señalar la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera. A ello se suma el impulso a la eficiencia de la mano de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética.

Energías renovables

- ***Orden IET/631/2012, de 29 de marzo, por la que se introduce una excepción de carácter territorial en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes, para los años 2011, 2012 y 2013***

La presente orden tiene como objeto la introducción de una excepción de carácter territorial para los años 2011, 2012 y 2013, en el cumplimiento del objetivo individual de biocarburantes en gasolina, para los sujetos obligados por las ventas o consumos en la Comunidad Autónoma de Canarias o en las Ciudades de Ceuta o Melilla, ajustando los objetivos globales en dichos territorios. Asimismo, se modifica la Orden ITC/2877/2008 para actualizar las fórmulas de cálculo de exceso de certificados y permitir a los sujetos obligados el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables mediante la realización de pagos compensatorios hasta el 50 % de los objetivos regulados en lugar del 30 % como estaba establecido. De manera adicional, se aumenta el porcentaje máximo de los objetivos de consumo y venta de biocarburantes que se puede cumplir mediante la realización de pagos compensatorios.

- **Orden IET/822/2012, de 20 de abril, por la que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes**

La presente orden, en vigor desde el 22 de abril de 2012, tiene como objetivo el fomento de la industria de los biocarburantes con fines de transporte. Para ello, se establecen las condiciones necesarias para participar en un procedimiento de asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo de los objetivos obligatorios de consumo de biocarburantes por un periodo de dos años, habilitando al Secretario de Estado de Energía a

prorrogar la asignación de dichas cantidades por otros dos años adicionales.

- **Circular 4/2012, de 12 de julio, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.**

Esta Circular, en vigor desde el 18 de agosto de 2012, tiene por objeto establecer las normas de organización y funcionamiento del mecanismo de certificación de biocarburantes y otros combustibles renovables vendidos o consumidos con fines de transporte. Para ello, establece los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de Cuentas de Certificación, para la solicitud de expedición de certificados de biocarburantes y para las transferencias y traspasos de certificados y se definen los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta por parte de la Comisión Nacional de Energía.

- **Orden IET/2736/2012, de 20 de diciembre, por la que se modifica la Orden IET/822/2012, de 20 de abril, por la que se regula la asignación de cantidades de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes.**

La presente orden, en vigor desde el 23 de diciembre de 2012, modifica la Orden IET/822/2012, introduciendo una serie de novedades orientadas a aumentar el biodiésel disponible en el mercado nacional y con ello facilitar el cumplimiento de los objetivos obligatorios de biocarburantes. Con tal fin, se amplía la cantidad anual máxima objeto del



procedimiento de asignación de cantidades de producción para el cómputo de los objetivos obligatorios de biocarburantes en medio millón de toneladas. Asimismo, se facilita la participación en la asignación de una cantidad anual de producción de biodiésel para el cómputo del cumplimiento de las obligaciones de biocarburantes a las plantas o unidades de producción de biodiésel, pudiendo solicitar asignación los titulares de plantas o unidades de producción, independientemente de su ubicación geográfica.

Ordenanzas solares

Desde el año 2001 en que tuvo lugar la publicación por parte del IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos, ha sido intensa la actividad a nivel

nacional en cuanto a tramitación y aprobación de todo tipo de ordenanzas de aprovechamiento de energía solar, tanto térmica como fotovoltaica. Desde el año 2012 hasta la actualidad han sido catorce los municipios en los que se han emprendido iniciativas relacionadas con este tipo de ordenanzas, encontrándose once ya aprobadas y otras dos en estado de tramitación. Más de un tercio de éstas se localizan en la comunidad andaluza, siguiéndole en orden de magnitud las comunidades de Cataluña y Canarias, y a más distancia País Vasco, Castilla La Mancha y Navarra. Cabe esperar que nuevos municipios se sigan sumando a esta iniciativa, dado el impacto del nuevo Plan de Energías Renovables 2011-2020 sobre la energía solar, así como el impulso de la legislación relativa a la edificación y el uso de la energía solar térmica en la cobertura de las necesidades de las viviendas.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



En España, durante el año 2012 ha continuado la recesión económica, produciéndose, en consecuencia, un descenso del consumo energético en relación con el año 2011, ligeramente en energía primaria y, en mayor medida, en energía final. En este contexto, la aportación de las energías renovables a la generación de energía eléctrica se ha incrementado con respecto al año 2012, así como su participación porcentual en dicha producción.

Respecto a la actividad internacional en el ámbito del cambio climático, del 26 de Noviembre al 7 de Diciembre de 2012 se ha celebrado la COP 18 en Doha (Qatar) 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 apartado 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-18 de Doha (Qatar). 26 de noviembre al 7 de diciembre de 2012

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, a finales del año 1997, el

Protocolo de Kioto, por el cual los países industrializados y de economías en transición (países del Anexo B) se comprometieron a limitar las emisiones de los seis gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O, HFCs, PFCs y SF₆) entre 1990 y el período 2008–2012. Entre los compromisos más relevantes de reducción de emisiones podemos citar: la Unión Europea –8%, Estados Unidos –7%, Japón –6%, Rusia 0%, Australia +8%, etc.

Entre el 26 de Noviembre y el 7 de Diciembre de 2012, se han celebrado en Doha (Qatar) las reuniones correspondientes a la 18ª Conferencia de las Partes (COP 18) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) y la 8ª Sesión de la Conferencia de las Partes, en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CMP 8).

Los 9.000 participantes incluyeron representantes de los gobiernos, las organizaciones intergubernamentales y no gubernamentales, instituciones académicas, el sector privado, los pueblos indígenas y los medios de comunicación. Las negociaciones duraron un día extra completo antes de que finalmente las Partes de la Convención adoptaran un paquete de decisiones llamado Gateway Climático Doha (Doha Climate Gateway).

Dos de los logros más importantes del Gateway Climático Doha son:

- la adopción formal del segundo período de compromiso del Protocolo de Kioto para cubrir los 8 años a partir del 1 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2020

– el impulso hacia un nuevo acuerdo jurídicamente vinculante para 2020 que cubra a todos los países, desarrollados y en vías de desarrollo, en la Conferencia que tendrá lugar en París en 2015

Tras la cumbre de Doha, la Unión Europea sigue ejerciendo una posición de liderazgo en la lucha contra el cambio climático, y se consiguió configurar una posición común, a pesar de que Polonia y otros países tenían posiciones distintas. En cualquier caso se produjeron grandes esfuerzos de conciliación, donde España jugó un papel fundamental en la búsqueda del consenso comunitario, lo que ha supuesto el reconocimiento de la Comisión Europea. Concretamente se destaca la labor negociadora española para consolidar la posición común de la UE, a la hora de gestionar el excedente de Unidades de Cantidad Asignada del primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto.

En cualquier caso, los países firmantes del Protocolo de Kioto, que están dispuestos a asumir objetivos obligatorios y llegar a reducciones importantes, suponen solamente el 14% de las emisiones totales, ya que hay países muy importantes que están fuera, como Estados Unidos, Canadá, India, China, Rusia, que no tienen objetivos vinculantes.

Tras dos semanas de intensas negociaciones, las Partes de la Convención alcanzaron un acuerdo que se podría calificar de equilibrado en un momento clave y muy complejo de la negociación internacional.

Con el paquete de decisiones adoptado en esta cumbre se consigue encauzar los ejes políticos claves en el establecimiento del nuevo régimen cli-

mático así como establecer un nuevo marco jurídico vinculante y elevar la ambición del sistema, que haga posible el cambio tecnológico para dar el salto a una economía baja en carbono.

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.



Mediante la Directiva 2009/29/CE de 23 de abril de 2009 (nueva Directiva ETS), que ha modificado la Directiva 2003/87/CE, 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 ha requerido 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 2012. Entre ellas cabe señalar las siguientes:

Derechos de emisión y Asignación gratuita

Durante el año 2012, el proceso de asignación gratuita de derechos de emisión a las instalaciones existentes se ha encontrado en fase de desarrollo y aplicación de la *Decisión de la Comisión, de 27 de abril de 2011*, 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 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Con fecha 26 de abril de 2012 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la propuesta de asignación gratuita de derechos de emisión para el periodo 2013–2020 de manera individualizada para cada

instalación elegible de recibir asignación gratuita. El plazo para enviar observaciones a dicha propuesta finalizó el día 21 de mayo de 2012, contando así los 20 días hábiles establecidos.

Tras el trámite de información pública e introducción de los cambios oportunos, en julio de 2012 el Gobierno notificó a la Comisión Europea las asignaciones de derechos gratuitos preliminares que correspondían a cada una de las instalaciones españolas. Dichas asignaciones preliminares están aún en fase de evaluación ya que éstas no son definitivas. Una vez cumplidos todos los trámites y finalizado el escrutinio por parte de la Comisión Europea, corresponderá al Consejo de Ministros adoptar, a propuesta de los Ministerios de Economía y Competitividad, de Industria, Energía y Turismo, y de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, la decisión final de asignación.

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.

La *Decisión de la Comisión 2012/498/UE* de 17 de agosto de 2012, modifica las Decisiones 2010/2/UE y 2011/278/UE en lo que se refiere a los sectores y subsectores que se consideran expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono

En el considerando 3) de la citada Decisión, se indica que todos los años puede añadirse un sec-

tor o subsector determinado a la lista de sectores y subsectores que se considera están expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono, siempre y cuando se haya demostrado, en un informe analítico, que dicho sector o subsector cumple los criterios establecidos en los apartados 14 a 17 del artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE, tras un cambio con impacto sustancial en las actividades del sector o subsector en cuestión.

Subastas

El Reglamento (UE) Nº 1031/2010 de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, regula todos los aspectos relativos a las subastas de derechos de emisión. En octubre de 2012 se iniciaron las subastas de derechos de emisión del tercer periodo de comercio de derechos de emisión, 2013–2020. Desde entonces, las subastas de la plataforma común, en la que participa España, se vienen celebrando con normalidad cada lunes, martes y jueves.

Según datos de la Comisión Europea, el excedente de derechos de emisión en la Unión Europea asciende casi a 1.000 millones de derechos en 2011, con previsión de 2.000 millones de derechos de excedente en 2013, cantidad que superaría las emisiones de todas las instalaciones incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión.

En tales circunstancias, fruto de la situación económica actual y pasada, el equilibrio del mercado de derechos de emisión llevaría a una bajada de los precios de los mismos a valores notablemente

inferiores a los previstos en principio, al diseñar el régimen de comercio de derechos de emisión para el período 2013–2020.

Para evitar esta circunstancia y tratar de conseguir que el precio de mercado de derechos de emisión no caiga a precios bajos, que llevaría a un relajamiento en la reducción de las emisiones de CO₂ para conseguir el objetivo de una economía baja en carbono, la Comisión Europea realizó en noviembre de 2012 una propuesta, a corto plazo, consistente en modificar el calendario de las subastas de derechos de emisión, retrasando (backloading) la subasta de 900 millones de derechos prevista en los años 2013–2015 (300 millones promedio anual sobre los 1.000 millones anuales previstos subastar en el período 2013–2020) a los años 2019–2020.

Reglamento(UE) Nº 784/2012 de la Comisión, de 30 de agosto de 2012, por el que se modifica el Reglamento (UE) n o 1031/2010 para registrar una plataforma de subastas que va a designar Alemania y se corrige su artículo 59, apartado 7.

La plataforma de subastas designada por Alemania, ya que este Estado miembro informó a la Comisión de su decisión de no participar en la acción conjunta y designar a su propia plataforma de subastas, y recogida en el Anexo del Reglamento 784/2012 de la Comisión es «European Energy Exchange AG (EEX)». Por otro lado el periodo de designación es como pronto desde el 1 de septiembre de 2012 hasta el 31 de marzo de 2013 como mínimo y hasta el 31 de diciembre de 2013 como máximo, sin perjuicio de lo dispuesto en el mencionado Reglamento.



Proyectos de captura y almacenamiento de carbono (CAC) y de energías renovables innovadoras en el marco de la Directiva 2003/87/CE

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 demostración 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.

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 publica-

rán 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 Comisión Europea concedió el martes 18 de diciembre de 2012 una financiación de más de 1.200 millones de euros a un total de 23 proyectos de demostración innovadores en el ámbito de la energía procedente de fuentes renovables, en base a la primera convocatoria de propuestas del programa de financiación NER300.

El único proyecto español seleccionado recibirá hasta 70 millones de euros para construir una planta de energía solar concentrada situada en Alvarado (Badajoz). La planta extremeña contará con una torre de energía solar concentrada, tecnología utilizada en las centrales térmicas solares, de 50 MW, que utilizará vapor a muy alta temperatura. Un campo de heliostatos, espejos que reflejan los rayos solares sobre un punto concreto, será instalado para convertir la energía solar en energía eléctrica.

La financiación de los proyectos al amparo de la Decisión de la Comisión 2010/670 (NER 300) será del 50% de los costes pertinentes de cada proyecto. En esta primera ronda, los proyectos serán cofinanciados mediante los ingresos obtenidos por la venta de 200 millones de derechos de emisión de la reserva de nuevos entrantes (NER) del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE.

Seguimiento y Notificación

Los artículos 14 y 15 de la Directiva 2003/87/CE, conforme a las enmiendas introducidas por la Directiva 2009/29/CE, establecen que, de cara al tercer periodo de comercio de derechos de emisión, la Comisión debía adoptar un Reglamento sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones que sustituyese a las actuales directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y un Reglamento para la verificación de los informes de emisiones y para la acreditación y supervisión de verificadores.

Ambos Reglamentos fueron publicados en el Diario Oficial de la Unión Europea el 12 de julio de 2012 y son aplicables a partir del 1 de enero de 2013:

- Reglamento (UE) Nº 601/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero
- Reglamento (UE) Nº 600/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012, relativo a la verificación de los informes de emisiones de gases de efecto invernadero y de los informes de datos sobre toneladas-kilómetro y a la acreditación de los verificadores

La Comisión Europea ha desarrollado una serie de documentos de orientaciones y formularios para apoyar a los Estados miembros en la aplicación armonizada de los Reglamentos de Seguimiento y Notificación y Acreditación y Verificación.

Registro de la Unión

Por lo que respecta a la implantación del registro único de la Unión Europea, el *Reglamento (UE) nº 1193/2011 de la Comisión*, de 18 de noviembre de 2011, establece el Registro de la Unión para el período de comercio que comienza el 1 de enero de 2013, y para los períodos de comercio posteriores, del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea.

Los registros nacionales tienen por objeto llevar cuenta exacta de la expedición, la titularidad, la transferencia y la cancelación de derechos de emisión.

En la Unión Europea, los registros se establecen con una doble función: garantizar la contabilidad en el marco del Protocolo de Kioto y asegurar el correcto funcionamiento del régimen comunitario de comercio de derechos de emisión (EU ETS). A día de hoy los registros nacionales de la UE se encuentran integrados en una plataforma común: El Registro de la Unión Europea.

A pesar de esta consolidación, las cuentas alojadas en el Registro de la Unión siguen siendo gestionadas por cada Estado miembro de forma independiente a través de su Administrador Nacional. El Administrador Nacional del área española del Registro del Unión es la Oficina Española de Cambio Climático (OECC).



Decisión de la Comisión 2012/115/UE, de 10 de febrero, por la que se establecen las normas relativas a los planes nacionales transitorios a que hace referencia la Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre emisiones industriales.

La Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre, sobre las emisiones industriales, en relación con las grandes instalaciones de combustión (GIC), de potencia térmica nominal igual o superior a 50 MW, a las que les es de aplicación a partir del 1 de enero del año 2016, establece, en su artículo 32, que para aquellas GIC que hayan obtenido el primer permiso antes del 27 de noviembre de 2002 o cuyos titulares hayan realizado una solicitud completa de un permiso antes de dicha fecha, siempre que la instalación haya estado en funcionamiento a más tardar el 27 de noviembre de 2003, los Estados miembros podrán establecer un plan nacional transitorio (PNT) durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020.

Para la elaboración de los PNT, la Comisión Europea ha adoptado la Decisión 2012/115/UE en la que se establecen las normas correspondientes, en las que se recoge el contenido que han de tener los citados planes, con la lista de las instalaciones incluidas, la contribución de cada GIC a los techos de emisión, de cada uno de los contaminantes regulados: óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas, de los años 2016 y 2019, así como los detalles del cálculo de los mencionados techos de emisión. Para el total de las GIC incluidas en el

PNT, se han de determinar, en una tabla, los techos de emisión globales de los años 2016, 2017, 2018, 2019 y el primer semestre de 2020.

La Decisión señala, asimismo, que los PNT nacionales deben contener una descripción de cómo se prevé controlar la ejecución del plan e informar de la misma a la Comisión Europea. Del mismo modo, el plan debe reseñar una lista de las medidas que se prevén aplicar para garantizar que todas las instalaciones de combustión incluidas en el PNT cumplan el 1 de julio de 2020, como muy tarde, los valores límite de emisión aplicables, establecidos en el anexo V de la Directiva 2010/75/UE.

Durante la aplicación del PNT, desde 1 de enero de 2016 hasta el 30 de junio de 2020, las GIC incluidas en él no tienen que cumplir con los valores límite de emisión aplicables, establecidos en el anexo V de la Directiva 2010/75/UE, sino con los techos de emisión del PNT, los cuales, como se ha señalado anteriormente, se determinan con las reglas que se establecen en la Decisión 2012/115/UE. No obstante, dado que todas las instalaciones, para poder operar, han de disponer en su autorización ambiental integrada de unos valores límite de emisión, éstos deberán ser, como se indica en el citado artículo 32 de la Directiva 2010/75/UE, al menos los establecidos en dichas autorizaciones al 31 de diciembre de 2015.

España ha elaborado un PNT en el que se han incluido las GIC que lo han solicitado, y se ha remitido a la Comisión Europea, en su primera versión, a finales de diciembre de 2012. Actualmente, para incluir algunas GIC, en particular turbinas de gas

que no están incluidas en la aplicación de la normativa de emisiones de las GIC, pero que sí estarán incluidas a partir del año 2016, se está elaborando una ampliación del PNT.

9.3 ÁMBITO NACIONAL

Establecimiento y regulación del régimen europeo de comercio de derechos de emisión

- **Real Decreto-ley 17/2012, de 4 de mayo, de medidas urgentes en materia de medio ambiente.**

El artículo cuarto del Real Decreto-ley 17/2012, trae causa en el Reglamento (UE) nº 1210/2011 de la Comisión, de 23 de noviembre de 2011, por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 1031/2010 (Reglamento de subastas), en particular con el fin de determinar el volumen de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero por subastar antes de 2013. Dicha norma establece que deberá subastarse en 2012 un volumen total de 120 millones de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el conjunto de la Unión Europea. En el anexo I del reglamento, donde se desglosa el volumen a subastar por cada Estado miembro, se establece que a España le corresponderá subastar en 2012 la cifra de 10.145.000 derechos. Los trabajos para la contratación de la plataforma común transitoria, donde se realizarán las subastas hasta que la plataforma definitiva haya sido designada, se encuentran muy avanzados estimándose que las subastas podrán comenzar inmediatamente.

La adopción de la modificación de la Ley 24/1988, de 28 de julio, del Mercado de Valores contemplada en el artículo cuarto de este real decreto-ley, responde a la necesidad de tener adaptada la legislación financiera española ante el inminente comienzo de las subastas de derechos.

Asignación gratuita derechos de emisión en el periodo 2013-2020

Real Decreto 1722/2012, de 28 de diciembre, por el que se desarrollan aspectos relativos a la asignación de derechos de emisión en el marco de 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.

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, tras su modificación por la Ley 13/2010, de 5 de julio, establece en su artículo 17 que la metodología de asignación gratuita transitoria será determinada por las normas armonizadas que se adopten a nivel comunitario.

La Decisión de la Comisión 2011/278/UE, de 27 de abril de 2011, 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 del Parlamento Europeo y del Consejo fue publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea del día 17 de mayo de 2011.

En este contexto, el 28 de diciembre de 2012 fue adoptado el Real Decreto 1722/2012 que precisa



aspectos relacionados con la aplicación en España del Capítulo IV de la Decisión 2011/278/UE, de la Comisión, de 27 de abril de 2011, 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 del Parlamento Europeo y del Consejo.

Proyectos CLIMA

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible crea, en su artículo 91, el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO₂).

Este nuevo instrumento de financiación climática, se concibe con el objetivo de reorientar la actividad económica hacia modelos bajos en carbono al mismo tiempo que se contribuye al cumplimiento de los objetivos internacionales asumidos por España en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

El Real Decreto 1494/2011, de 24 de octubre, por el que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible, define sus principios de actuación.

La actividad del FES-CO₂ primará la adquisición de reducciones verificadas de emisiones en los conocidos como «sectores difusos» (no sujetos al régimen europeo de comercio de derechos de emisión) que resulten del desarrollo de proyectos en España («Proyectos Clima»).

El Fondo ofrecerá apoyo al sector privado para emprender actividades bajas en carbono, propi-

ciando el clima de inversión necesario para impulsar el desarrollo de tecnologías limpias que contribuyan a la mitigación del cambio climático. Mediante la compra de créditos en forma de reducciones verificadas de emisiones de proyectos desarrollados en España, el fondo asegurará la viabilidad de estas actividades o tecnologías limpias, facilitando su desarrollo y expansión, contribuyendo de esta manera a la reducción de emisiones en el territorio nacional.

Las reducciones verificadas procedentes de proyectos ubicados en España que podrán ser adquiridas a través del FES-CO₂ de proyectos ubicados en España requerirán el cumplimiento de una serie de requisitos que se encuentran recogidos en el artículo 7 del RD 1494/2011, y que serán complementados por directrices que fije el Consejo Rector del Fondo.

En 2012 se ha celebrado la primera convocatoria, y el FES-CO₂ acordó la adquisición de las reducciones generadas por 37 Proyectos Clima, que evitarán la emisión a la atmósfera de más 800.000 toneladas de CO₂ equivalente entre 2013 y 2017. El 11 de febrero de 2013 se cerró la Convocatoria 2012 con el Acto de presentación de los Proyectos Clima seleccionados.

- **Real Decreto-ley 17/2012, de 4 de mayo, de medidas urgentes en materia de medio ambiente.**

El Real Decreto-ley 17/2012 se adopta en la situación de inicios del año 2012, en la que se están llevando a cabo profundas reformas estructurales, con el objetivo de reactivar la economía española

y la generación de empleo, donde se precisa una reforma urgente de ciertos aspectos de la legislación ambiental que contribuyan a dicho objetivo, sin merma del principio de protección ambiental.

La reforma que contempla el real decreto-ley se centra en la simplificación administrativa, eliminando la yuxtaposición de disposiciones, planes, programas, autorizaciones, permisos y otras medidas, ya que, por su propia complejidad, resultan ineficaces y establecen demoras difíciles de soportar por los ciudadanos, así como de complejidad administrativa que dificulta una ágil gestión de los aspectos ambientales. El real decreto-ley viene, en definitiva, a establecer unas normas claras y sencillas que protejan el medio ambiente y fomenten un desarrollo sostenible.

Las disposiciones que se modifican son las siguientes:

- **Real Decreto Legislativo 1/2001, de 20 de julio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas.**

Se introducen una serie de medidas para conseguir un uso más adecuado del agua, mediante una gestión eficaz y coordinada en la que prime el principio de unidad de gestión de cuenca.

Se regulan, asimismo, las masas de agua subterráneas, así como una mayor flexibilidad para la gestión de la disponibilidad de las mismas.

Se refuerza en este real decreto-ley la potestad sancionadora en materia de aguas, tema fundamental para garantizar la correcta aplicación de la legislación.

- La Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Nacional y Biodiversidad.

Básicamente se pretende una mayor agilidad, ya que se han detectado retrasos innecesarios a los ciudadanos, unificando en un solo instrumento de protección el conjunto del posible solape de varias figuras de protección.

- La Ley 22/2001, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados.

Se pretende simplificar y reducir las cargas administrativas, que ocasionaban ambigüedad e inseguridad en la aplicación de la ley. Asimismo, se delimitan las competencias sancionadoras de las entidades locales, disponiendo que las ejercerán respecto de los residuos cuya recogida y gestión les corresponda.

- La ley 24/1998, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

La modificación de esta ley, como se ha reseñado anteriormente, responde a la necesidad de tener adaptada la legislación financiera española al Reglamento de la Unión Europea Nº 1210/2011 que modifica el Reglamento Nº 1031/2010, sobre subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, en el sentido de que los Estados miembros aseguren que las medidas nacionales mediante las que se trasponen los artículos 14 y 15 de la Directiva 2003/6/CE, sobre las operaciones con información privilegiada y la manipulación del mercado, se apliquen para las personas responsables del incumplimiento de los artículos 37 a 42 del referido Reglamento, en relación con el



abuso de mercado aplicable a productos subastados distintos de los instrumentos financieros.

- **Real Decreto 455/2012, de 5 de marzo, por el que se establecen las medidas destinadas a reducir la cantidad de vapores de gasolina emitidos a la atmósfera durante el repostaje de los vehículos de motor en las estaciones de servicio.**

Dentro del contexto de la Unión Europea de reducir las emisiones de compuestos orgánicos volátiles, en el ámbito de aplicación del Convenio de Ginebra de 1979, de limitación, prevención y reducción de las emisiones de contaminantes atmosféricos, en el marco de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa, desarrollado en varios protocolos, entre ellos el protocolo de Ginebra, de 18 de diciembre de 1991, sobre el control de las emisiones de compuestos orgánicos volátiles, que fija unos objetivos de reducción de emisiones de los mismos. Asimismo, el Protocolo de Gotemburgo, de 30 de noviembre de 1999, de lucha contra la acidificación, eutrofización y el ozono troposférico, fija techos de emisión para los contaminantes dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, amoníaco y compuestos orgánicos volátiles (COV). La Unión Europea y España son firmantes de ambos protocolos.

La Unión Europea estableció la Directiva 2001/81/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, donde se fijaron techos nacionales para los citados contaminantes del Protocolo de Gotenburgo. En España, para impulsar el cumplimiento de los citados techos y objetivos de la Directiva, por Acuerdo del Consejo de Ministros, de 25 de julio de 2003, se aprobó el Plan Nacional de Reducción progresiva

de emisiones nacionales de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles (COV) y amoníaco y, posteriormente el II Plan de Reducción de Emisiones, que fue aprobado por Resolución del 14 de enero de 2008, de la entonces Secretaría General para la Prevención de la Contaminación y el Cambio Climático.

En el campo del control de los COV, además de regular las emisiones de disolventes en el sector industrial, la Unión Europea promulgó la Directiva 93/463/CE, de 20 de diciembre, sobre el control de emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) resultantes del almacenamiento y distribución de gasolina desde las terminales a las estaciones de servicio, denominada Fase I de recuperación de vapores de gasolina. Esta Directiva fue trasladada a la legislación española mediante el Real Decreto 2102/1996, de 20 de septiembre y, posteriormente, se aprobó el Real Decreto 1437/2002, de 27 de diciembre, por el que se adecuan las cisternas del transporte de la gasolina desde las terminales a las estaciones de servicio, para adecuarlas al citado Real Decreto 2102/1996.

Quedaba por regular la II Fase de recuperación de vapores de gasolina, en el repostaje de los vehículos de motor en las estaciones de servicio. Esto se realizó mediante la Directiva 2009/126/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de diciembre, que el presente Real Decreto 455/2012 viene a trasladar al derecho positivo español.

El objetivo del real decreto es el establecimiento y regulación de la obligación de las estaciones de servicio de dotarse de un sistema para reducir la cantidad de vapores de gasolina emitidos a

la atmósfera durante el repostaje de los vehículos a motor en las mismas, así como los procedimientos de verificación y seguimiento.

Los equipos de recuperación de vapores de gasolina que se instalen en las estaciones de servicio deberán captar, al menos, el 85% de los vapores de gasolina. En el caso de que los vapores de gasolina se transfieran a un depósito de almacenamiento situado en la estación de servicio, la relación vapor/gasolina se situará entre un mínimo de 0,95 y un máximo de 1,05.

Las disposiciones del real decreto son de aplicación, desde la entrada en vigor del mismo, a las nuevas estaciones de servicio en las que la cantidad total anual de gasolina descargada, o prevista descargar, sea superior a 500 m³ y, si están situadas debajo de viviendas o de zonas de trabajo permanentes, cuando dicha cantidad sea superior a 100 m³/año, considerándose que son nuevas si está construida o para la cual se haya concedido un permiso de urbanismo, una licencia de construcción o una licencia de explotación a partir del 1 de enero de 2012. Los mismos requisitos se exigen para las estaciones de servicio existentes, que hayan tenido una modificación sustancial, entendiéndose como tal la sustitución total o parcial de tanques y de las tuberías asociadas, o bien el incremento de la capacidad de almacenamiento y/o de las posiciones de suministro y/o de las líneas de impulsión, de aspiración o de vapor.

Para las estaciones de servicio existentes, los requisitos de esta real decreto sólo será exigible, a partir del 31 de diciembre de 2018, en las que la

cantidad anual de gasolina descargada sea superior a 3.000 m³.

El real decreto establece que todas las estaciones de servicio que tengan instalado un sistema de recuperación de vapores de gasolina de fase II deben informar de ello al consumidor, que lo hará mediante una señal, una etiqueta u otro distintivo al efecto en el propio surtidor o dispensador o en sus proximidades.

- **Plan Nacional de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera 2013–2016 (Plan Aire).**

El Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, dentro de la habilitación que la Ley 34/2007, de calidad del aire y protección de la atmósfera, hace al Gobierno, en el ámbito de sus competencias, de aprobar los planes y programas de ámbito estatal necesarios para prevenir y reducir la contaminación atmosférica y sus efectos transfronterizos, ha elaborado el «Plan Nacional de Calidad del Aire y protección de la Atmósfera 2013–2016» (Plan Aire), que ha sido aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 12 de abril de 2013 y que se ha publicado mediante la Resolución del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente de 30 de abril de 2013.

La Administración General del Estado, a través del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, es la responsable de elaborar y actualizar periódicamente el Inventario Nacional de Emisiones Contaminantes a la Atmósfera y de realizar la evaluación sobre la contaminación de fondo y publica anualmente, en su página web, el documento «Evaluación de la Calidad del Aire en Espa-



ña». Por su parte, las competencias sobre medición de la calidad del aire y sobre el control de emisiones a la atmósfera se ejerce por las Comunidades Autónomas o por las entidades locales, que envían los datos correspondientes al citado ministerio.


El Real Decreto 102/2001, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire, establece que en las zonas y aglomeraciones en las que los niveles de uno a más contaminantes regulados superen los valores legales establecidos, las administraciones competentes adoptarán planes de actuación para reducir los niveles y cumplir con dichos valores en los plazos establecidos. En este sentido, muchas comunidades autónomas y entidades locales han aprobado planes de actuación. Pero, como dispone el citado RD 102/2011, la Administración General del Estado debe elaborar planes nacionales de mejora de la calidad del aire para aquellos contaminantes en que se observen comportamientos similares en cuanto a fuentes, dispersión y niveles en varias zonas o aglomeraciones.

El Plan Aire pretende, con la colaboración de las administraciones autonómicas y locales implicadas, impulsar medidas que actúen ante los problemas de calidad del aire más generalizados en nuestro país, estableciendo un marco de referencia para la mejora de la calidad del aire en España de modo que, a su vez, se proteja la salud de las personas, aplicando una serie de medidas concretas, asimismo mediante la coordinación con otros planes sectoriales, en especial con los planes de calidad del aire de comunidades autónomas y entes locales.

El Plan Aire se ha elaborado partiendo del diagnóstico de la situación, donde se advierte que en España existen superaciones frecuentes y generalizadas de los valores objetivo de ozono troposférico y se pone de relieve, asimismo, la elevada concentración de partículas y de dióxido de nitrógeno como un hecho común en las aglomeraciones urbanas, superándose con relativa frecuencia los valores legalmente establecidos, siendo la principal fuente emisora el tráfico de vehículos, que se concentra en las grandes ciudades.

Asimismo, el Plan Aire tiene como objetivo prioritario el cumplimiento de los techos nacionales de emisión de los contaminantes: dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles y amoníaco, establecidos en la Directiva 2001/81/CE. De acuerdo con el diagnóstico de la situación española, resulta perentorio incluir medidas para reducir las emisiones de amoníaco y óxidos de nitrógeno, siendo, asimismo, conveniente seguir reduciendo las emisiones del dióxido de azufre que, aunque se cumplen los techos nacionales establecidos, existen incumplimientos puntuales en algunas zonas, y de los compuestos orgánicos volátiles, ya que son precursores del ozono troposférico.

Además del cumplimiento normativo, desde el punto de vista sanitario, se precisa reducir la concentración de partículas en la atmósfera que, aparte de cumplir la normativa correspondiente, ayudará a minimizar los impactos de la contaminación sobre la salud de las personas, que es el fin último que persigue la Ley 34/2007, de calidad del aire y protección de la atmósfera.



Las medidas que contempla el Plan Aire se dividen en horizontales y sectoriales. Las medidas horizontales actúan sobre la información a los ciudadanos, la concienciación ambiental, administración, investigación y fiscalidad. Las medidas sectoriales, por el contrario, van dirigidas a sectores concretos de la actividad económica: la industria, la construcción, el transporte, la agricultura y

ganadería o a los sectores residencial, comercial e institucional.

Las medidas que se aprueban en el Plan Aire vienen a complementar a los planes de actuación aprobados por la comunidad autónoma o ente local para cada zona o aglomeración concreta que presenta incumplimientos.

10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO



10.1 PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA 2008-2011. PROGRAMA DE TRABAJO 2012

Según el Real Decreto 345/2012, de 10 de febrero, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio de Economía y Competitividad se atribuye a la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación las funciones previstas en el artículo 14 de la Ley 6/1997, de 14 de abril, de Organización y Funcionamiento de la Administración General del Estado, en el ámbito de sus competencias en materia de investigación científica y técnica, desarrollo e innovación; entre ellas, el seguimiento de la ejecución del Plan Nacional de I+D+I, así como la coordinación de la elaboración y seguimiento de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología, de la Estrategia Española de Innovación, del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y del Plan Estatal de Innovación previstos en la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación.

El Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (Plan Nacional de I+D+I) es el instrumento de programación con el que cuenta el sistema español de Ciencia, Tecnología y Empresa para la consecución de los objetivos y prioridades de la política de investigación, desarrollo e innovación tecnológica de nuestro país a medio plazo, según se define en la Ley de la Ciencia y en la Estrategia Nacional de Ciencia y Tecnología.

Anualmente se elabora el Programa de Trabajo del Plan Nacional de I+D+I que, una vez aprobado,

actúa como herramienta de programación a corto plazo de la política de ciencia y tecnología, como instrumento de coordinación de las actuaciones de la Administración General del Estado (AGE) y como plataforma de presentación y visualización de las actuaciones de la AGE y de las Administraciones Autonómicas en Ciencia, Tecnología e Innovación.

El Programa de Trabajo anual incluye, principalmente, información sobre el calendario previsto de convocatorias públicas, con indicación de los plazos de presentación y de resolución de propuestas, la distribución económica del presupuesto anual por áreas y programas prioritarios, los órganos de gestión de cada una de las actuaciones y los tipos de beneficiarios y sectores objeto de las ayudas.

El 7 de octubre de 2011, el Consejo de Ministros acordó prorrogar la vigencia del VI Plan Nacional de Investigación científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008–2011 el cual ha estado en vigor a lo largo de 2012 ya que la aprobación del nuevo Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica (2013 - 2016), establecido por la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación ha tenido lugar en

2013. El Plan Nacional de I+D+I 2008–2011 se estructura en cuatro Áreas diferenciadas relacionadas con los objetivos generales y ligadas a programas instrumentales que persiguen objetivos concretos y específicos. En función de estas cuatro Áreas, el Plan contempla un conjunto de instrumentos agrupados en seis Líneas Instrumentales de Actuación (LIA), que se desarrollan a través de los Programas Nacionales

que representan las grandes actuaciones instrumentales en este Plan Nacional.

En concreto en el campo de la energía las actuaciones se encuadran en dos de las Líneas Instrumentales, la de Proyectos I+D+I, y la de Articulación e Internacionalización del Sistema.

El área de trabajo 4, denominado Acciones Estratégicas, tiene por objetivo dar valor a las investigaciones realizadas, así como su transformación en procesos, productos y servicios para la sociedad. Las acciones estratégicas identificadas corresponden a sectores o tecnologías con carácter horizontal, para lo que se ponen en juego todos los instrumentos disponibles en las otras áreas. Se articulan mediante actuaciones específicas para cada una de ellas, que abordan de un modo integral un conjunto de instrumentos y programas para alcanzar los objetivos propuestos. Entre dichas Acciones Estratégicas se incluye la de Energía y Cambio Climático.

Los objetivos generales de esta Acción Estratégica son los de impulsar la innovación en esta temática en el sector privado; agrupar y coordinar los distintos programas en una estrategia común; mejorar la transferencia del conocimiento y la excelencia científica, y mejorar la coordinación con los programas europeos y con los programas de las CCAA.

Se instrumenta mediante la financiación de Proyectos específicos de I+D+I en energía y cambio climático, cuyos objetivos son 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.

El hecho de prorrogar el Plan Nacional junto con la transición realizada en el marco económico actual ha ocasionado la no publicación del correspondiente Programa de Trabajo del Plan Nacional de I+D+I y la ausencia de nuevas convocatorias de los instrumentos del Program de Internacionalización. No obstante, junto con la definición de los intereses nacionales, en este año el MINECO ha sido uno de los actores más activos a nivel europeo en la definición de nuevos programas y proyectos de I+D+I en el área de SET Plan (Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas) que empezarán a ejecutarse entre 2013 y 2014. En estos años el MINECO deberá responder en sus próximos programas de trabajo a las acciones desarrolladas a nivel europeo adaptando sus instrumentos a los instrumentos de cofinanciación de la CE y permitiendo la participación de instituciones españolas en proyectos concretos europeos

La financiación dedicada a esta actuación representa el 10,7% del total de las actuaciones promovidas desde el Plan Nacional.

Desde el Ministerio de Economía y Competitividad a través de sus Direcciones Generales y el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI), se gestiona la ejecución de las actuaciones en energía.

10.2 ACTUACIONES SUBDIRECCIÓN GENERAL DE COLABORACIÓN PÚBLICO - PRIVADA.

En el marco del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008–2011, prorrogado a la anualidad 2012, hay que destacar en el Sector de la Energía los Programas INNPACTO (apoyo a proyectos de colaboración público–privada) e INNFLUYE (apoyo a Plataformas Tecnológicas), ambos incluidos en la línea instrumental de Articulación e Internacionalización del Sistema. Básicamente estas actuaciones persiguen los siguientes objetivos:

- Promover la cooperación público–privada en materia de I+D+I, entre los agentes generadores de conocimiento y el tejido productivo para la orientación de la actividad empresarial hacia mercados innovadores.
- Impulsar la internacionalización de las actuaciones de I+D+I de las empresas y promover su integración en proyectos tecnológicos internacionales.
- Contribuir a la generación de empleo y a la creación de empresas de base tecnológica, así como aumentar la inversión privada en I+D+I.

Asimismo, en la Secretaría de Estado de I+D+I se aborda como estrategia encaminada al apoyo específico del sector energético la Alianza para la Innovación y la Investigación Energética, ALINNE, cuyo objetivo global es aumentar la eficiencia y eficacia de nuestro sistema de ciencia e innovación en el campo de la energía, y contribuir a la consolidación de las fortalezas existentes poten-

ciando la internacionalización de sus capacidades y competencias.

A continuación se describen brevemente esas actuaciones.

Programa INNPACTO–ENERGÍA

El objetivo principal del Programa INNPACTO es propiciar la creación de proyectos en cooperación entre organismos de investigación y empresas para la realización conjunta de proyectos de I+D+I que ayuden a potenciar la actividad innovadora, movilicen la inversión privada, generen empleo y mejoren la balanza tecnológica del país. INNPACTO focaliza y orienta la I+D+I hacia mercados innovadores, y potencia de modo directo la internacionalización de las actividades tecnológicas.

Hasta la fecha se han efectuado tres convocatorias INNPACTO:

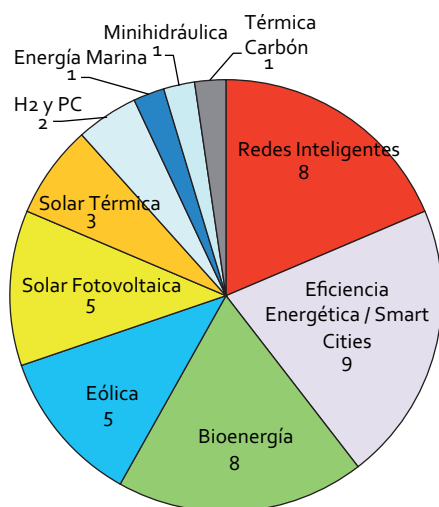
- INNPACTO 2010, en la que se han aprobado y financiado proyectos para su ejecución en el periodo 2010–2013.
- INNPACTO 2011, que cubre el periodo 2011–2014.
- INNPACTO 2012, correspondiente al periodo 2012–2015.

En estas convocatorias la ayuda total concedida incluye subvención, préstamo (0% de interés en las convocatorias 2010 y 2011, y 1% de interés en la convocatoria 2012) y anticipo reembolsable con cargo al FEDER.

En la última convocatoria INNPACTO, realizada en el año 2012, se han financiado un total de 43 proyectos, siendo la ayuda total concedida de 63,6 M€. Las líneas temáticas de los mismos pueden verse en el gráfico 10.1. Destaca que la mayor parte de los proyectos corresponden a las líneas de redes inteligentes, eficiencia energética/*smart cities* y bioenergía, seguidos de proyectos en el ámbito de la energía eólica y solar fotovoltaica. Por último también se han financiado proyectos relacionados con la energía solar térmica, hidrógeno y pilas de combustible, energía marina, mini-hidráulica y térmica/carbón.

En total las tres convocatorias INNPACTO han supuesto un apoyo a 156 proyectos energéticos, siendo 296,2 M€ la ayuda total concedida, como puede verse en el gráfico 10.2 que recoge tanto el nº de proyectos financiados en cada una de las líneas temáticas (a), como la ayuda total concedida a las mismas (b). Se observa mayoritariamente proyectos relacionados con redes eléctricas, eficiencia energética, solar fotovoltaica, bioenergía y eólica. En particular, en eficiencia energética prioritariamente se abordan temas relacionados con la eficiencia energética en la edificación, en solar destacan proyectos relativos a fotovoltaica de concentración, en bioenergía proyectos relacionados con la valorización de biomasa y cultivo de microalgas, y en energía eólica las iniciativas offshore. Destacan también proyectos relacionados con el almacenamiento y recuperación de energía y la geotermia, existiendo también proyectos en las temáticas de hidrógeno y pilas de combustible, y energía marina.

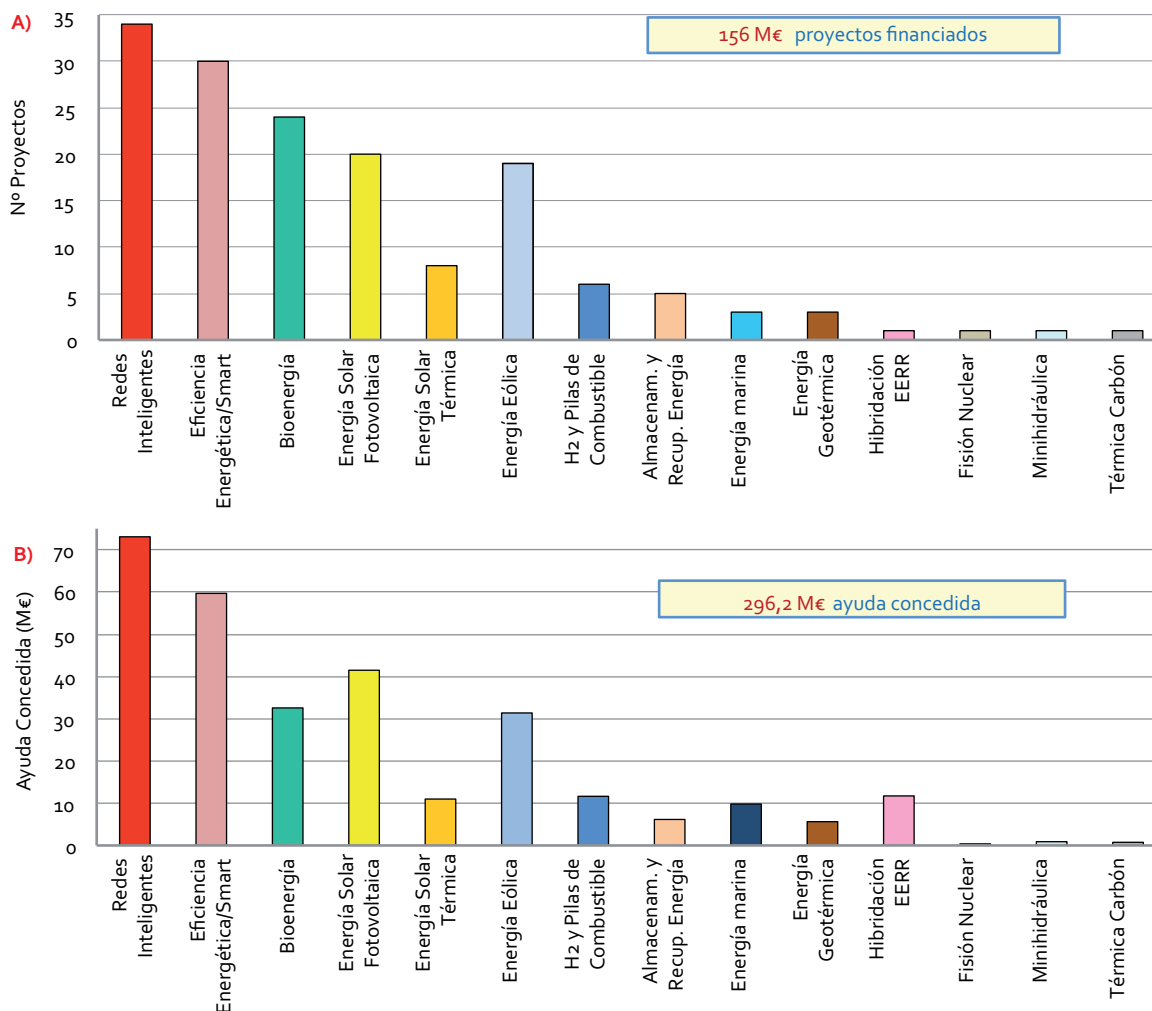
GRÁFICO 10.1. LÍNEAS TEMÁTICAS DE LOS PROYECTOS DE ENERGÍA FINANCIADOS EN LA CONVOCATORIA INNPACTO 2012.



FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación



GRÁFICO 10.2. A) Nº PROYECTOS Y B) AYUDA CONCEDIDA POR LÍNEAS TEMÁTICAS EN LAS CONVOCATORIAS INNPACTO 2010+2011+2012. ÁREA ENERGÍA



Fuente: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

Las líneas temáticas de los proyectos financiados están en total consonancia con el SET Plan que contempla: redes eléctricas inteligentes (*Smart Grids*), solar (fotovoltaica y termosolar), eólica, ciudades inteligentes (*Smart Cities*), bioenergía, energía nuclear de fisión, y captura y almacenamiento de CO₂. Como es conocido, el SET Plan identifica las tecnologías prioritarias y cuáles son las actuaciones para acelerar su despliegue comercial a cor-

to plazo. Para ello la industria, a través de las *European Industrial Initiatives*, EIIIs, y comunidad científica a través de la *European Energy Research Alliance*, EERA, trabajan conjuntamente para conseguir estos objetivos y afianzar el liderazgo de la UE en el sector de tecnologías limpias.

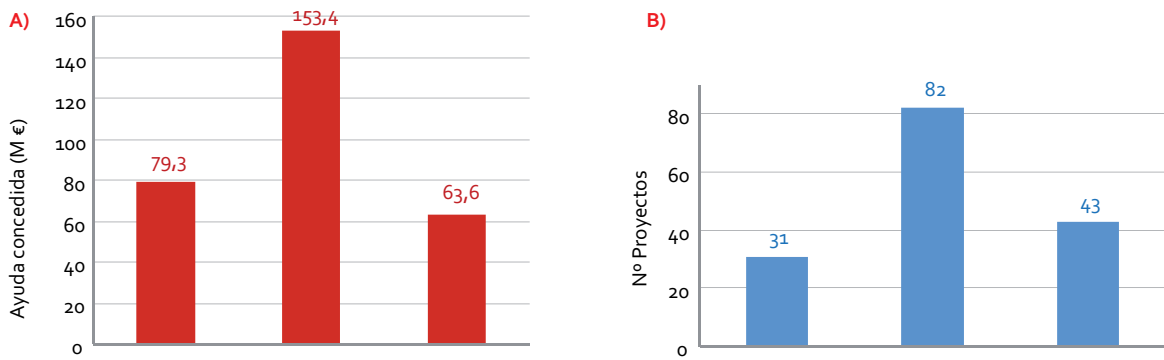
El gráfico 10.3 recoge la evolución del sector energético a través de los proyectos de I+D+



financiados en las tres convocatorias INNPACTO. Destaca el año 2011, en el que la convocatoria contemplaba la Energía como actuación especial, en el que se presentaron y financiaron un número más elevado de proyectos. Pero si comparamos 2010 y 2012, llama la atención por un

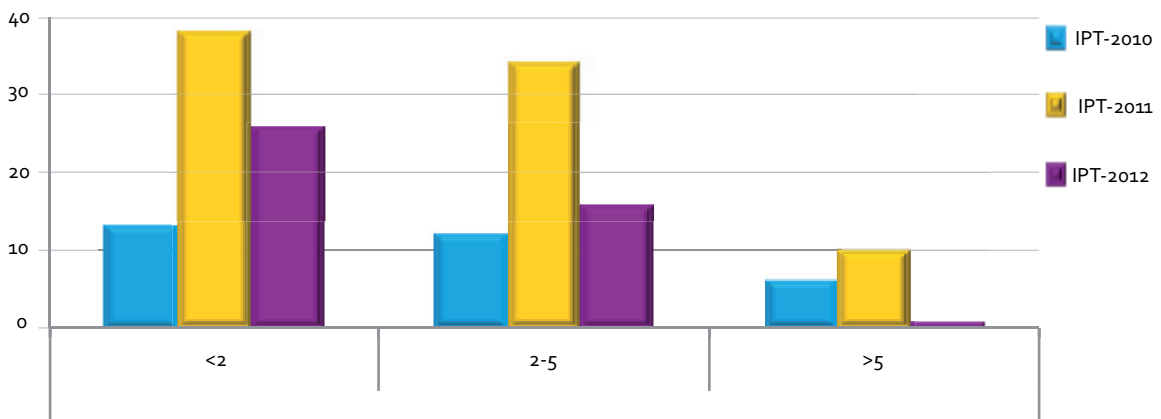
parte que el número de proyectos financiados en 2012 es mayor pero, sin embargo, la ayuda total concedida es menor. Esto es debido a que en esta última anualidad los proyectos energéticos han sido de menor presupuesto como pone de manifiesto el gráfico 10.4.

GRÁFICO 10.3. COMPARATIVA CONVOCATORIAS INNPACTO 2010, 2011 Y 2012: A) Nº PROYECTOS FINANCIADOS Y B) AYUDA TOTAL CONCEDIDA (M€). ÁREA ENERGÍA.



FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

GRÁFICO 10.4. COMPARATIVA CONVOCATORIAS INNPACTO 2012, 2011 Y 2012: PRESUPUESTO DE LOS PROYECTOS FINANCIADOS. ÁREA ENERGÍA



Fuente: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

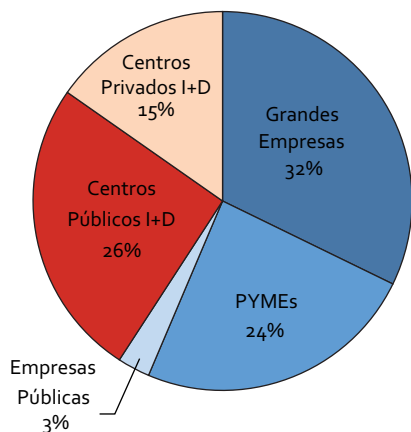
En el gráfico 10.4 se observa que en la convocatoria 2012 mayoritariamente los proyectos tenían un presupuesto menor de 2 M€, mientras que no

había proyectos de más de 5 M€. Por el contrario en anualidades anteriores la envergadura y presupuesto de los proyectos energéticos era mucho mayor.



Respecto a la naturaleza jurídica de las entidades participantes, el gráfico 10.5 destaca también la mayor implicación de las grandes empresas en la convocatoria de 2011, en los grandes proyectos de demostración de mayor presupuesto. En cualquier caso, hay que destacar la gran participación de pequeñas y medianas empresas en estos proyectos de colaboración público-privada, cercanos al mercado y con posibilidades de explotación y comercialización de los resultados a corto-medio plazo, así como la cooperación del tejido empresarial con centros públicos y privados de I+D.

GRÁFICO 10.5. COMPARATIVA CONVOCATORIAS INNPACTO 2012, 2011 Y 2012: NATURALEZA JURÍDICA DE LOS PARTICIPANTES. ÁREA ENERGÍA



FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

Programa INNFLUYE-Plataformas Tecnológicas ENERGÍA

Las *Plataformas Tecnológicas* son estructuras público-privadas de trabajo en equipo, lideradas por la industria, que integran a todos los agentes del sistema ciencia-tecnología-innovación, que

son capaces de definir la visión a corto, medio y largo plazo y de establecer una ruta estratégica en I+D+I, proporcionando las oportunidades nacionales e internacionales en materia de I+D+I necesarias para impulsar la competitividad del sector energético.

En la actualidad se cuenta en Energía con un total de diez Plataformas Tecnológicas, en áreas tecnológicas relevantes para nuestra economía:

- Plataforma Tecnológica Española del H₂ y de las Pilas de Combustible (www.ptehpc.org).
- Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español. REOLTEC (www.reoltec.net).
- Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (www.pteco2.es).
- Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas. FUTURED (www.futured.es).
- Plataforma Tecnológica Española de Biomasa. BIOPLAT (www.bioplat.org).
- Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética. EE (www.ptee-ee.org).
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia. GEOPLAT (www.geoplat.org).
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Concentración. SOLAR CONCENTRA (www.solarconcentra.org).
- Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica. FOTOPLAT (fotoplat@fotoplat.org).
- Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear de Fisión. CEIDEN (www.ceiden.es).

La financiación para el apoyo de estas plataformas tecnológicas en el área de Energía en el periodo 2005-2012 ha ascendido a 4,3 Millones de euros.

Alianza para la Investigación y la Innovación Energética-ALINNE

La Alianza ALINNE es un instrumento de la política científica y tecnológica que, alineada con la Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación 2013-2020 y con el Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2013-2016, debe permitir dar respuesta a los principales retos de las actividades de I+D+I en el ámbito del sector energético y contribuir a la definición de una estrategia energética a nivel nacional y de posicionamiento europeo.

En su estructura participan las Administraciones y agentes públicos y privados, con predominio de los principales centros públicos de I+D energéticos y de las empresas más innovadoras de este sector. Consta de un Comité Ejecutivo y tres Comités Delegados, de estrategia, coordinación e internacionalización. Actualmente se están elaborando diferentes documentos como son el «Catálogo de Infraestructuras y Capacidades Energéticas» y «Criterios para la Priorización de las Líneas de Desarrollo de las Tecnologías Energéticas en España», con el objeto de construir las líneas maestras para identificar los intereses españoles más allá de la I+D+I y del entorno europeo, considerando el mercado energético, el mercado de la tecnología energética y la colaboración público-privada.

10.3 ACTUACIONES CDTI EN EL ÁREA DE ENERGÍA

El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) es una Entidad Pública Empresarial dependiente de la Secretaría General de Ciencia, Tecno-

logía e Innovación del Ministerio de Economía y Competitividad que tiene por objeto incrementar la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico. Para ello lleva a cabo actividades de financiación de proyectos empresariales de I+D+I; de gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica y de apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

Durante el año 2012 el CDTI ha aprobado en el área de energía 50 operaciones de I+D+I desarrollados por empresas bajo la modalidad de Ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables. Igualmente, en el área de energía y mediante convocatoria del programa FEDER-INNTERCONECTA, se han aprobado 4 proyectos consorciados. Estas ayudas han dado lugar a una inversión total de 67,84 Millones de euros y unos compromisos de aportación pública por valor de 40,87 Millones de euros.

Para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el Plan Nacional de I+D+I, se consideró necesario articular un conjunto de ayudas directas que estimulen la realización de actividades de I+D+I. En este contexto, el CDTI es el órgano instructor de la acción estratégica de energía y cambio climático, que busca favorecer un modelo energético sostenible que fomente el uso de las fuentes de energía renovables la eficiencia energética, el desarrollo de tecnología de combustión limpia o tecnologías emergentes, el avance en las áreas de movilidad sostenible y las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas.



Esta acción estratégica se plasmó en una única convocatoria abierta de Proyectos específicos de I+D+I en energía y cambio climático.

a) Financiación directa mediante ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables en el sector¹:

Los compromisos de financiación pública de los proyectos aprobados por CDTI en 2012 mediante

¹ La selección de los proyectos para este análisis parte de la codificación asignada por áreas sectoriales del Centro 03: Energía.

Ayudas reembolsables y parcialmente reembolsables ascendieron a 26,46 millones de euros y a una inversión total de 34,92 millones de euros.

El peso de los compromisos de aportación pública del Centro al sector energético representa un total del 6,84% respecto al total de sectores y supone una cifra similar, 6,64%, respecto a la inversión empresarial total. Por tipología, los proyectos de I+D, tanto individuales como en cooperación representan el 100% del total.

CUADRO 10.1 OPERACIONES FINANCIADAS EN 2012, CLASIFICADAS POR TIPOLOGÍA

Tipología	Número de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
Investigación y desarrollo	32	17.591.903	24.395.362
Investigación y desarrollo cooperacion	18	8.864.975	10.526.532
Total general	50	26.456.878	34.921.894

FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

CUADRO 10.2 IMPORTE Y LAS OPERACIONES APROBADAS CLASIFICADOS POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

CC.A.A	Número de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)	%Aportación/ Total
ANDALUCIA	7	2.579.879,35	3.494.421,00	9,75%
ARAGON	3	1.497.791,30	1.808.850,00	5,66%
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	2	801.434,40	942.864,00	3,03%
CASTILLA Y LEON	6	2.566.810,35	3.062.661,00	9,70%
CASTILLA-LA MANCHA	1	612.278,06	1.133.009,00	2,31%
CATALUÑA	2	624.630,00	1.041.050,00	2,36%
COMUNIDAD VALENCIANA	2	324.810,59	502.803,00	1,23%
GALICIA	5	2.715.200,90	3.194.354,00	10,26%
MADRID (COMUNIDAD)	11	7.546.176,82	9.461.126,00	28,52%
NAVARRA (C. FORAL de)	6	4.969.297,42	7.062.315,00	18,78%
PAIS VASCO	4	2.040.373,84	2.921.449,00	7,71%
RIOJA, LA	1	178.195,20	296.992,00	0,67%
Total general	50	26.456.878,23	34.921.894,00	100,00%

FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

Dentro del área sectorial, la I+D+I en energías renovables y tecnologías emergentes supone el 74% de las operaciones aprobadas, el 63,35%

de los compromisos de aportación pública y el 63,9 del presupuesto total de inversión empresarial.

CUADRO 10.3 I+D+I EN ENERGÍAS RENOVABLES Y TECNOLOGÍAS EMERGENTES

Area Sectorial	Nº Operaciones	Compromisos de Aportación CDTI (€)	Presupuesto Total (€)	%Aportación/ Total
Optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía.	7	6.328.999,01	8.127.454	23,92%
Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	37	16.760.147,41	22.330.094	63,35%
Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	6	3.367.731,81	4.464.346	12,73%
Total	50	26.456.878,23	34.921.894	100%

FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

b) Financiación directa mediante subvenciones del Programa FEDER-INNTERCONECTA² al sector³:

El programa FEDER INNTERCONECTA financia la realización de proyectos Integrados de desarrollo experimental, con carácter estratégico, gran dimensión y que tengan como objetivo el desarrollo de tecnologías novedosas en áreas tecnológicas de futuro con proyección económica y comercial a nivel internacional, suponiendo al mismo tiempo un avance tecnológico e indus-

trial relevante para las regiones destinatarias de las ayudas del Programa Operativo «I+D+I por y para el beneficio de las Empresas - Fondo Tecnológico».

Se requiere la formalización de una Agrupación de Interés Económico (AIE) o consorcio regido por un acuerdo privado de colaboración, constituido por, como mínimo, 3 empresas autónomas entre sí, de las cuales una de ellas ha de ser grande o mediana y otra ha de ser PYME, según definición de la Comisión Europea.

² Proyectos Integrados de desarrollo experimental, con carácter estratégico, gran dimensión y que tengan como objetivo el desarrollo de tecnologías novedosas en áreas tecnológicas de futuro con proyección económica y comercial a nivel internacional, suponiendo al mismo tiempo un avance tecnológico e industrial relevante para las regiones destinatarias de las ayudas del «Programa Operativo de I+D+i por y para el beneficio de las empresas-Fondo Tecnológico». También se podrán apoyar proyectos de Investigación Industrial, si en el transcurso de la evaluación del mismo se considera que los objetivos del proyecto se adaptan a la definición de Investigación Industrial según el Reglamento general de exención de categorías.

³ La selección de los proyectos para la realización de este análisis parte de la codificación asignada por áreas sectoriales que utiliza el Centro 03: Energía.

Además, es necesaria la participación relevante de, al menos, un organismo de investigación bajo la modalidad de subcontratación por parte de una o varias empresas integrantes. La participación de los organismos de investigación en su conjunto debe ser significativa.

La ayuda al proyecto se concede bajo la modalidad de subvenciones y se cofinanciará con cargo a los fondos FEDER (Programa Operativo de I+D+I por y para el beneficio de las empresas (Fondo Tecnológico).

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

CUADRO 10.4 PROYECTOS APROBADOS EN EL ÁREA DE ENERGÍA FEDER_INNTERCONECTA 2012

Área Sectorial	Acrónimo Proyecto	Ayuda: Subvención (€)	Presupuesto Total (€)	Nº Empresas
Investigación y desarrollo tecnológico en biomasa y biocombustible	BIO-ANDALUS	5.167.464	11.276.821	9
Investigación y desarrollo tecnológico en energía solar	COMPOSOL	2.758.381,50	6.020.588	4
	THESTO	2.596.784	5.766.196	5
Investigación y desarrollo tecnológico en energía eólica	SEAMAR	3.893.116,20	9.240.586	8
Total		14.415.746	32.304.191	26

Fuente: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

c) Programa «INNVIERTE»

La gestión del Programa INNVIERTE⁴ se realiza a través de dos Sociedades de Capital Riesgo (SCR), una Sociedad de Coinversión Directa en Empresas

⁴ El programa INNVIERTE es una línea de actuación que persigue promover la innovación empresarial mediante el apoyo a la inversión de capital riesgo en empresas de base tecnológica o innovadoras.

y otra Sociedad de Fondos (Entidad CR), de Inversión Directa en otras Entidades de Capital Riesgo.

El programa se instrumenta a través de dos Sociedades de Capital Riesgo («S.C.R.») auto gestionadas y sometidas a la supervisión de la Comisión Nacional del Mercado de Valores:

- INNVIERTE Economía Sostenible Coinversión, S.A. S.C.R. de régimen simplificado.
- INNVIERTE Economía Sostenible, S.A. S.C.R. de régimen simplificado.

CUADRO 10.5 COMPROMISOS TOTALES DE INNVIERTE EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, INCLUYENDO AMBAS SCR

Sector	Empresa que lidera	Compromisos movilizados (M€)	Compromisos INNVIERTE (M€)	Total
Energía-Medio Ambiente (EMA)	AGBAR (Coinversión) (En proceso de firma)	15	11,25	26,25
EMA	Artiche (Coinversión)	12	9	21
EMA	FCC (Coinversión)	12	9	21
EMA	Iberdrola (Coinversión)	15	11,25	25,25
EMA	Repsol (Coinversión)	12	9	21
TOTAL		66	49,5	115,5

FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación

Los compromisos anteriormente descritos se han materializado tras la formalización de vehículos de inversión conjuntos o la firma de acuerdos de coinversión tras la manifestación de interés por parte de inversores privados.

VII Programa marco

El Programa Marco es la principal iniciativa comunitaria de fomento y apoyo a la I+D en la Unión Europea, teniendo como principal objetivo la mejo-

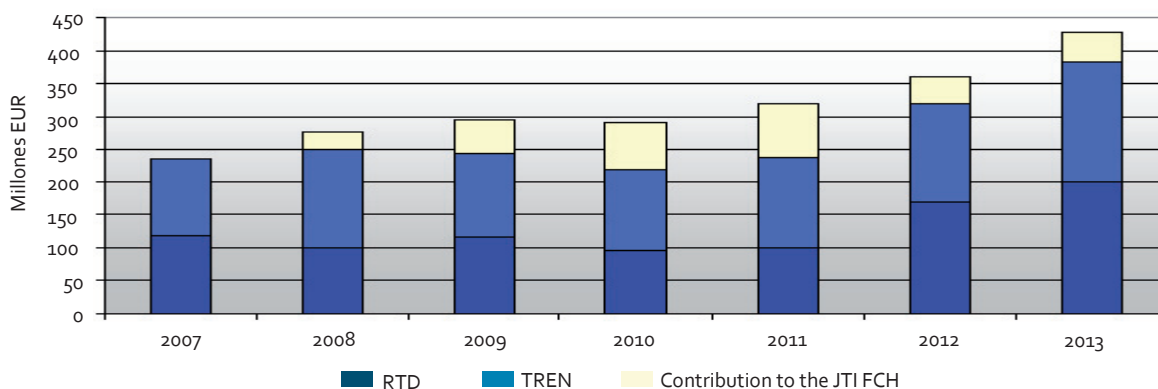
ra de la competitividad mediante la financiación fundamentalmente de actividades de investigación, desarrollo tecnológico, demostración e innovación en régimen de colaboración transnacional entre empresas e instituciones de investigación pertenecientes tanto a los países de la Unión Europea y Estados Asociados como de terceros países.

El objetivo principal de la temática es modificar el actual sistema energético y convertirlo en uno más sostenible, con menor dependencia de los combustibles importados y basado en la diversificación de fuentes energéticas, particularmente renovables y

no contaminantes, otorgando especial importancia a temas de eficiencia energética, incluido el uso racional y el almacenamiento de energía. Asimismo se abordarán retos como la seguridad de suministro y el cambio climático, a la vez que se incrementa la competitividad de las industrias europeas.

La temática de Energía es la quinta prioridad del Programa de Cooperación del VII Programa Marco. El presupuesto global para el periodo 2007-2013 es de 2.300 M€, con el reparto aproximado entre los diferentes años que se indica en el gráfico 10.6.

GRÁFICO 10.6 PRESUPUESTO GLOBAL PARA EL PERIODO 2007-2013



FUENTE: Comisión Europea

Las acciones de I+D+I se estructuran en torno a los siguientes temas:

- Mejora de la eficiencia energética a lo largo de todo el sistema energético.
- Aceleración de la introducción de las fuentes de energía renovables.
- Descarbonización de la generación energética; aplicación al transporte.
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

- Diversificación de las fuentes de energía europeas.
- Incremento de la competitividad de la industria europea, incluyendo una mayor implicación de PYMEs.

En lo que respecta a la participación de las entidades españolas en la Temática de Energía en el VII Programa Marco el año 2012 vuelve a producirse una excelente participación en proyectos de Investigación y Demostración. El retorno económico se incrementa en más de 2 puntos porcentuales,



pasando del 12,35% UE-27 durante el periodo (2007-2011) a un 14,7 % del presupuesto UE-27 en 2012 (alrededor de 40 M€ de subvención). España, por lo tanto, ha pasado de ocupar la quinta posición (5ª) en el ranking por países que tenía en el VI Programa Marco en Energía a la segunda (2ª), y se sitúa únicamente por detrás de Alemania (15,9%) durante el periodo de 2007 a 2012.

Los principales factores que han condicionado la evolución favorable de España, son la consolidación de nuestras entidades, empresas y centros de investigación, en el desarrollo de proyectos de I+D europeos y especialmente, el liderazgo de proyectos, que ha permitido visibilizar a nuestras entidades como referentes europeos en tecnologías energéticas, principalmente en redes eléctricas inteligentes, energía eólica y energía solar termoeléctrica.

El afianzamiento del SET Plan, como pilar estratégico para la evolución de las tecnologías Energéticas y la fuerte influencia que ha tenido en los Programas de Trabajo en VII PM, ha sido considerado por España como una oportunidad para alinear sus políticas y programas de investigación hacia el cumplimiento de los objetivos de dicho Plan. Durante los últimos años se ha establecido unos mecanismos de coordinación de los respectivos representantes nacionales en las Iniciativas Industriales Europeas (EIs), Alianza Europea de Investigación Energética (EERA), Comité de Gestión del Programa Marco y organismos de financiación Nacional, que ha permitido tener una posición común de cara al desarrollo, tanto de cada una de estas iniciativas, como del Programa Marco en el ámbito de Energía y conseguir mantener y mejorar los resultados obtenidos en 2007-2011.

Durante el periodo de 2012 se ha mantenido liderazgo de las entidades participantes en los grandes proyectos de demostración en los que España es uno de los países con mayor participación destacando principalmente en este año el área de demostración de uso de Biocombustibles en aviación, principalmente mediante un proyecto liderado por la Entidad SENASA (Proyecto ITAKA) y las redes eléctricas inteligentes (demostración a gran escala), en las que existen varios proyectos de Investigación sobre demostradores financiados a nivel nacional, con una excelente participación de entidades españolas.

Cada vez es más patente la orientación del tema de Energía hacia el mercado y eso además se refleja en el porcentaje de financiación que obtienen las empresas (en 2012 en torno al 55%). Sin embargo en 2012 hay que destacar que en la convocatoria relativa a Investigación y Energía, España obtuvo unos excelentes. Con un presupuesto de 147 M€. Las entidades españolas estuvieron presentes en 58 de las 94 propuestas presentadas (61,7%), coordinando 18 de ellas (19,1%) y optando a 50,9 M€ (14,7% de la financiación total solicitada). En lo que respecta a actividades financiadas, las entidades españolas participaron en 24 proyectos de los 37 que recibieron financiación (65% del total), coordinando 10 de ellos (27%). Para esta convocatoria los retornos económicos sitúan a España en el primer lugar (1º), con un 21,94% del presupuesto adjudicado a los países UE-27 y un 19,9% del total de países. En total el retorno en esta convocatoria obtenido por las entidades españolas es de 29,2 millones de €. Por detrás de ES se sitúan los siguientes países en orden de retorno UE27: DE (15,6%), FR (8,5%), IT (8,5%) y UK (7,6%)

Se consideran unos resultados excelentes tanto en retorno como en otros aspectos cualitativos. Se valora especialmente el nivel de liderazgo de las entidades españolas, llegando a coordinar casi un tercio de los proyectos aprobados. Es importante reflejar el gran avance realizado en el área de Tecnologías Emergentes del Futuro (FET), en el que se lideran 2 propuestas de las 10 financiadas, ya que este era un área en el que tradicionalmente las entidades españolas no tenían una buena participación. Es también importante remarcar que el único proyecto en el topic conjunto entre Energía y Transporte (ITAKA) está liderado por una entidad española (SENASA) y cuenta con una gran presencia española, tanto en número de socios como en retorno.

En Energía Solar tres de las cuatro propuestas financiadas están lideradas por entidades españo-

las (UPM, COBRA y GESTAMP). Para completar los excelentes resultados en el área de Redes Eléctricas, además de liderar una de las propuestas financiadas (Iberdrola, propuesta iGREENGrid) se refleja una gran participación de entidades españolas (especialmente empresas y centros tecnológicos) con alrededor del 20% de retorno en dicho área. En cuanto al ratio de propuestas aprobadas frente a presentadas es sensiblemente superior en el caso de propuestas con participantes españoles (41,4%) que en el global europeo (39,4%).

En resumen, el avance con respecto a los resultados del VI PM está siendo muy significativo y con respecto a los años 2007 al 2011 se mejora en los siguientes aspectos: Subvención, porcentaje de retorno UE-27 (incremento de 2,3 puntos porcentuales) y clasificación entre los países (mejora de una posición en el ranking de países).

CUADRO 10.6 ACTIVIDADES FINANCIADAS Y ADJUDICADAS EN 2012 EN EL PROGRAMA 7ENE-ENERGÍA*

II. ACTIVIDADES FINANCIADAS			
	España	Total	%España/Total
Nº Propuestas	34	53	64,20%
Nº Socios	60	432	13,90%
Nº Líderes	13	53	24,50%
Nº Participaciones	79	539	14,70%
Presupuesto	67,3 M€	666,22 M€	10,10%
Subvención	40 M€	286,23 M€	14% (1)

* Convocatorias validadas.

(1) Retorno 14,71% UE-27. Participación y retorno. Presupuesto España y Total de Europa y la Subvención.
FUENTE: S.E. de Investigación, Desarrollo e Innovación. EEA Grants

En el marco del Mecanismo Financiero del Área Económica Europea (EEA Grants), nace el Programa E-Grants en el que participan Islandia, Liechtenstein y Noruega (donantes). Su objetivo es promover la seguridad, igualdad de oportunidades,

sostenibilidad medioambiental y alcanzar un nivel de vida aceptable en todo el área económica europea. Estas ayudas se proporcionan a través de programas bilaterales entre entidades del país donante y el receptor (entidades de 15 países europeos).

En España, el operador del programa «Environmental and Climate Change-related Research and Technology» por importe de 18,2 M€, es, por decisión del Ministerio de Hacienda, el CDTI, siendo el socio donante Innovation Norway. Noruega está interesada en la financiación de proyectos sobre energía eólica, oceánica e hidráulica. Estos fondos serán destinados a proyectos de I+D en cuyos desarrollos participen empresas españolas de los sectores energético y medioambiental.

A este importe hay que sumarle la cofinanciación del Centro en forma de crédito sin intereses, lo que significa que se podría alcanzar una aportación pública para todo el Programa de +- 100 M€ en proyectos relacionados con el medioambiente y las energías renovables en general, y particularmente los relacionados con el desarrollo de energías marinas, hidráulica, eólica y solar.

10.4 CENTRO DE INVESTIGACIONES ENERGÉTICAS, MEDIOAMBIENTALES Y TECNOLÓGICAS (CIEMAT)

El CIEMAT es un Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Economía y Competitividad a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación focalizado principalmente en los ámbitos de la energía y el medio ambiente y los campos tecnológicos relacionados con ambos. Ocupa una posición intermedia en la cadena que va desde la creación del conocimiento básico a la aplicación industrial, de forma que su ámbito de actividad busca servir de puente entre la I+D+I y los objetivos de interés social.

Ya desde el año 1951, como Junta de Energía Nuclear (JEN), y a partir de 1986 como CIEMAT, lleva a cabo proyectos de I+D+I en el área de la energía. En la actualidad, las principales líneas de actuación son el estudio, desarrollo, promoción y optimización de las distintas fuentes de energía: renovables, fusión, fisión y combustibles fósiles; el estudio de su impacto en el medio ambiente; el desarrollo de nuevas tecnologías; sin olvidar áreas de investigación fundamentales como son la física de altas energías y la biomedicina. La I+D+I se complementa con las actividades de formación, de transferencia de tecnología, la prestación de servicios técnicos, el asesoramiento a las distintas administraciones y la representación de España en diversos foros internacionales.

Con un equipo humano formado por unas 1.350 personas, el CIEMAT está diversificado tecnológicamente y geográficamente. Además de la sede de Madrid, en la que trabaja una parte significativa del personal, cuenta con otros centros: en Almería con la Plataforma Solar de Almería (PSA), una gran instalación científica de reconocimiento internacional en tecnologías solares; en Soria con el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) y el Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA); en Cáceres con el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA); y en Barcelona se encuentra la sede del Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT).

El CIEMAT está estructurado en cinco departamentos técnicos: Energía, Laboratorio Nacional de Fusión, Medio Ambiente, Tecnología e Investigación Básica. Completan la estructura tres subdirecciones generales de carácter horizontal: Segu-

ridad y Mejora de las Instalaciones, Relaciones Institucionales y Transferencia del Conocimiento, y Secretaría General.

Dentro de los recursos económicos, los gastos totales del CIEMAT en 2012 fueron de 87,4M€, distribuidos según los porcentajes siguientes: Energía 21%, Fusión 14%, Investigación Básica 7%, Medio Ambiente 11%, Tecnología 14%, Seguridad y Mejora 5% y Gestión de I+D 28%.

Con respecto a la presencia institucional, el CIEMAT tiene una relevante participación en comités, comisiones, grupos de trabajo, plataformas tecnológicas, asociaciones, redes, etc., a través de los expertos de la talla y el prestigio de los que trabajan en el CIEMAT.

Estas participaciones dan al Centro la capacidad y la posibilidad de tener información actual sobre los temas considerados de interés, así como la oportunidad de asesorar, opinar e influir en la toma de decisiones más importantes relacionadas con la I+D+I en el área de la energía, sus efectos en el medio ambiente u otros temas adyacentes, tanto a nivel nacional como internacional.

A continuación se indican algunos datos que permiten entender la importancia que tienen estas actividades en el conjunto de funciones que el CIEMAT tiene asignadas.

Dentro de las áreas de I+D+I relacionadas con la energía, el número total de comités externos en los que el CIEMAT participa en 2012 fue de 219. De ellos, 148 (68%) son de ámbito internacional. Esto supone una visibilidad del CIEMAT más allá de las fronteras geográficas. La cifra de comités

de ámbito nacional no es nada despreciable 66, pues la labor de este Organismo también es reconocida en el entorno más próximo.

En cuanto al alcance de los comités, 40 (18%) son comités estratégicos (de alto nivel, con carácter político o estratégico) y científicos o técnicos de alto nivel lo que nos da la oportunidad de contribuir en la definición de la política científica. Destacan también los 111 (51%) comités científicos o técnicos de nivel 2, es decir, grupos de trabajo o subcomités de otros comités de nivel superior que, si bien no dejan de ser importantes, cubren áreas temáticas más específicas. Se completan el total con la participación en comités y grupos de trabajo de proyectos concretos con un ámbito de aplicación más reducido.

En relación al tipo de los comités, 111 (51%) son comités consultivos. Los expertos del CIEMAT están muy demandados entre las organizaciones o entidades que requieren consejo en el ámbito de nuestro conocimiento.

Por otro lado, aunque la fama del Centro ya venía precedida por su experiencia acumulada de décadas de estudio (más de 50 años) orientado a la energía nuclear (30% de los comités), hoy en día muchos de los comités en los que el CIEMAT tiene presencia cubren un espectro de temas más amplio, tales como energías renovables (32%), radiaciones ionizantes (18%) o efectos de la energía en el medio ambiente (17%).

Cabe destacar algunos de los comités que se han considerado de mayor alcance, de ámbito internacional o nacional y de tipo directivo/ejecutivo o consultivo:



- Consejo de dirección de Fusion for Energy (F4E).
- Panel técnico asesor de Fusion for Energy (F4E).
- Comité Consultivo de la Energía. Área de Fusión (CCE-FU) Energy Consultative Committee. Fusion.
- Comité Consultivo de la Energía. Área de Fisión (CCE-Fisión). Energy Consultative Committee. Fission.
- Presidencia del Comité Asesor Científico-Técnico del proyecto ITER.
- Comité de gestión del Acuerdo Europeo para el Desarrollo de la Fusión: Fusión (EFDA- Steering Committee).
- Grupo Consultivo de Energía (AGE) para el 7PM.
- Comité ejecutivo European Energy Research Alliance (EERA).
- Comité directivo del programa conjunto de investigación Advanced Materials and Process for Energy Application (EERA-AMPEA Joint Program Steering Committee).
- Comité ejecutivo de la Alianza por la Investigación y la Innovación Energética (ALINNE).
- Programa de Energía eólica de la Agencia Internacional de la Energía.
- Implementing Agreement Solar Heating and Cooling de la Agencia Internacional de la Energía.
- Comité Ejecutivo de la European Climate Research Alliance (ECRA).
- Comité Environment, including Climate Change, del 7PM.
- Grupo técnico de Compuestos Orgánicos Persistentes para el seguimiento de la aplicación del Convenio de Estocolmo en España.

Entre todas estas, cabe destacar, por la fuerte implicación del CIEMAT en su desarrollo, la participación en la Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE), surgida a inicia-

tiva de Ministerio de Economía y Competitividad en 2011 y cuyo propósito es coordinar a todos los actores nacionales dentro del campo de la innovación relacionada con la energía para reforzar el liderazgo internacional de España.

Durante 2012 se han celebrado dos reuniones del Comité Ejecutivo, que preside el Director General del CIEMAT, asistiendo a una de ellas la Secretaria de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación.

Una de las funciones principales del Comité ejecutivo de ALINNE es impulsar, orientar y supervisar las actividades de los tres comités delegados en los que está organizada la estructura de ALINNE: Estrategia, Coordinación e Internacionalización.

El trabajo del Comité ejecutivo a lo largo de 2012 ha estado focalizado principalmente en el seguimiento del avance de las actividades desarrolladas por los comités delegados de Estrategia presidido por D. Pablo Fernández Ruiz, de Coordinación presidido por D. Enrique Soria Lascorz (CIEMAT) y el de Internacionalización presidido por D. Borja Izquierdo y que están basadas, fundamentalmente, en la identificación de los criterios aplicables para la priorización de tecnologías energéticas teniendo en cuenta sus hojas de ruta, el potencial del mercado mundial, su capacidad de contribuir a los objetivos energéticos y medioambientales y, sobre todo, su contribución a la competitividad española en su vertiente industrial y de empleo partiendo de las capacidades existentes en la tecnología en cuestión, tanto de innovación como industriales, y la competitividad internacional de las mismas.

Teniendo en cuenta que la maduración de las tecnologías energéticas puede requerir plazos largos, será necesario realizar estos análisis con un horizonte a medio y largo plazo, para lo que habrá que basarse en escenarios energéticos creíbles y probables, consistentes con los planes energéticos, con la información de la prospectiva tecnológica, y con las más fiables previsiones de organismos internacionales.

Por otra parte, el CIEMAT participa en 26 plataformas tecnológicas (PT) españolas y europeas relacionadas con el ámbito de actuación de este Organismo, como son: CEIDEN (PT de energía nuclear de fisión), PTECO₂ (PT española del CO₂), Plataforma tecnológica de la construcción, Plataforma tecnológica fotovoltaica, BIOPLAT (PT española de la biomasa), SOLAR CONCENTRA (PT de energía solar térmica de concentración), Plataforma tecnológica española de eficiencia energética, INDUCENCIA (PT para la coordinación de Grandes Instalaciones Científicas) y TPWind (European Technology Platform for Wind Energy).

En el ámbito energético, considerando las áreas de I+D+I en las que trabaja el CIEMAT, a continuación se describen los principales proyectos y logros alcanzados por el Organismo, durante el año 2012.

ÁREA: Energías renovables y ahorro energético

Significa una de las parcelas más importantes del trabajo del CIEMAT. En generación de energía cubre los siguientes ámbitos: la cadena energética

asociada con la biomasa, la producción de biocarburantes de segunda y tercera generación, el empleo de procesos biológicos en la producción de energía y productos, el estudio de la energía eólica (con el foco puesto en los aerogeneradores de baja potencia), las diferentes tecnologías de concentración solar (para la generación de electricidad y para la aplicación a procesos industriales y medioambientales, como la detoxificación y la desalación de agua de mar), la energía solar fotovoltaica, la energía undimotriz. También se trabaja en los ámbitos de distribución inteligente (Smart Grid) y almacenamiento de energía, fundamentalmente químico, electroquímico y cinético. Finalmente, el CIEMAT contribuye de forma significativa en el campo de la eficiencia energética en la edificación mediante la consideración de diseños de arquitectura sostenible y la integración de energías renovables. Es destacable en esta área la participación en proyectos pilotos y plantas de demostración en colaboración con Plataformas Tecnológicas y empresas.

LÍNEA: Energía solar fotovoltaica

En **Dispositivos fotovoltaicos de silicio depositado** se han obtenido células de tecnología p-i-n de más del 9% de eficiencia, un punto por encima de lo alcanzado hasta la fecha en el CIEMAT, mediante la introducción de un reflector posterior de AZO/Al (proyecto AMIC); se ha desarrollado, en colaboración con el Centro Láser de la Universidad Politécnica de Madrid, una novedosa técnica para el texturado de óxidos conductores transparentes mediante ablación láser (proyecto AMIC); y se ha avanzado en diferentes problemas relacionados

con la preparación de células de heterounión de silicio de buena calidad sobre sustratos de bajo coste (proyecto Inndisol).

En **Materiales policristalinos de lámina delgada** se han obtenido capas conductoras y transparentes basadas en óxido de estaño dopado con antimonio (Sb:SnO_2 ó ATO) con alta estabilidad térmica (proyecto Metalox). Se han preparado capas ventana y contactos frontales sobre los absorbentes CIGS proporcionados por Tekniker, colaborando en la caracterización de los dispositivos desarrollados conjuntamente (proyecto ATON).

En **Células y módulos FV** se está trabajando en la evaluación de la corriente fotogenerada de módulos con distintos tipos de vidrio y en un análisis comparativo del comportamiento de cada tecnología y según el régimen de limpieza y se ha validado el diseño de células y encapsulantes (proyecto ATON). Se ha aprobado el proyecto Confianza para la investigación de los procesos de degradación de los módulos FV en operación en plantas. Ha comenzado el proyecto de Reciclaje de módulos FV, cuyo objetivo es la investigación y desarrollo de un sistema de tecnología que permita la repotenciación y reciclaje de módulos fotovoltaicos. Esta investigación tecnológica permitirá que, mediante la repotenciación, se logre alargar la vida útil de los módulos fotovoltaicos, reduciendo la cantidad de residuos solares que se generan.

En **Sistemas y centrales FV** se han puesto a punto sistemas de medida para determinar los parámetros eléctricos de módulos fotovoltaicos bajo una amplio abanico de irradiancias y temperaturas y

se ha realizado la comparación con los datos de los módulos fotovoltaicos medidos en el CIEMAT (proyecto Evadifot). Se ha trabajado en la caracterización de centrales FV, principalmente en calibración in-situ de los sensores de irradiancia, medida del rendimiento de inversores, medida de degradaciones de módulos en operación y determinación del rendimiento global de la planta.

En **Componentes y nuevos desarrollos** se ha completado el tercer y último año de proyecto CALENER, con la realización de estudios comparativos del rendimiento de los módulos FV y de los inversores. El análisis de los datos de monitorización suministra una valiosa información sobre la operación de los sistemas desde el comienzo de su funcionamiento, las degradaciones iniciales, la influencia de los parámetros atmosféricos en el rendimiento y la comparación entre tecnologías una vez estabilizados los módulos. Continúa la evaluación y la comparación de la producción FV en condiciones reales de las diversas mini-centrales instaladas en el Campus de la Universidad Carlos III en Leganés. (proyectos Inndisol, Calener-FV, Kaneka, Performance y PN-Universidad de Jaén).

El Laboratorio de calibración y ensayos de módulos, componentes y sistemas FV ha continuado con un incremento destacable tanto en tareas relacionadas con la calibración de sensores de radiación, que incluye células solares de tecnología equivalente, piranómetros y pirheliómetros, para monitorización de centrales fotovoltaicas y de centrales termoeléctricas, como de caracterización y ensayo de módulos FV en laboratorio para determinación de potencia, estudio de defectos y evaluación de la degradación.

Por último, se participa activamente en comités nacionales (AENOR) e internacionales (International Electrotechnical Commission, IEC) de normalización y se colabora en plataformas tecnológicas nacionales y europeas.

Línea: Energía eólica

En **Sistemas eólicos aislados**, el CIEMAT, a través del Laboratorio de ensayos eólicos (LE2) del Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER), se ha convertido en un centro especializado de referencia mundial en ensayo de aerogeneradores de pequeña y media potencia. El CIEMAT posee la capacidad de ensayo de curva de potencia, para la que dispone de la acreditación ENAC según UNE-EN/ISO/IEC 17025 para realización de ensayos según norma IEC 61400-12-1. La colaboración entre INTERTEK (multinacional certificadora) y el CIEMAT ha permitido completar exitosamente durante 2012 la certificación combinada para el aerogenerador Windspot 3.5 kW de la empresa española SONKYO Wind Energy, de acuerdo al Esquema de Certificación para Microgeneración MCS del Reino Unido y al estándar 9.1 para pequeños aerogeneradores de la Asociación Americana de Energía Eólica, siendo el primer modelo nacional que obtiene dichas certificaciones.

En el marco de CYTED, el CIEMAT está colaborando en el proyecto de investigación consorciado ECOTUR-RENOVA, con el objetivo de promover el desarrollo sostenible de comunidades locales iberoamericanas que habitan en espacios naturales de interés o que poseen una herencia cultural

singular, a través del ecoturismo de bajo impacto ambiental.

Dentro de la **Predicción de recursos eólicos**, se está realizando una importante actividad en dos proyectos europeos: (1) el proyecto EERA-DTOC para el desarrollo de procedimientos de diseño de parques eólicos marinos, perteneciente al Séptimo Programa Marco (7PM), en el que se ha utilizado por primera vez la parametrización de parque eólico en WRF a alta resolución y con datos reales de parques eólicos marinos, con resultados muy satisfactorios; y (2) el proyecto NEPTUNE, enmarcado dentro de la KIC Innoenergy en energías renovables, en el que se ha desarrollado una simulación de diez años con la nueva parametrización de WRF desarrollada por el CIEMAT. Esta herramienta se va a integrar en un modelo conjunto de viento, olas y corrientes para validarlo en la costa de Cataluña antes de su comercialización. A través del Plan Nacional de I+D, se está trabajando en los proyectos AWAVIP Plus, en el que se ha analizado la variabilidad /predictibilidad climática regional del viento y la potencia eólica a largo plazo en terreno complejo mediante el uso del modelo WRF a alta resolución espacial, habiendo publicado dos importantes artículos, y también en el nuevo proyecto HAREAMAR, con el que se pretende desarrollar conjuntamente con el Laboratorio de investigaciones marítimas de la Universidad Politécnica de Cataluña una herramienta de alta resolución para el análisis múltiple de energías alternativas en una plataforma marina situada en aguas profundas (offshore)

En **Nuevos desarrollos en Energía Eólica**, en el proyecto WINDOSMOSIS del ahorro energético

para la desalación de agua de mar mediante energía eólica (INNPACTO 2011), liderado por la empresa valenciana Generación de Agua S.A., se ha desarrollado un prototipo, totalmente instrumentado y con capacidad de telemedida, de un sistema de desalación de agua accionado mecánicamente, para verificar los límites de operación de la planta de desalación por ósmosis inversa, de cara a su acoplamiento directo a una turbina. Se ha aprobado un nuevo proyecto titulado VE2 (INNPACTO 2012) coordinado por la empresa N2S, en el que se colabora la Universidad Politécnica de Madrid a través de la ETSI de Telecomunicación y el CIEMAT. Este proyecto desarrolla una plataforma que gestiona, de forma efectiva, la interacción entre los vehículos eléctricos conectados a la red en un edificio, los diferentes sistemas de generación renovable y el propio consumo eléctrico del edificio, permitiendo una reducción del consumo global de energía eléctrica de dicho edificio. En el marco de la Agencia Internacional de la Energía, el CIEMAT continúa liderando la extensión de la tarea 27 del acuerdo de implementación sobre tecnología eólica. Esta extensión aprobada cuenta con la participación de Australia, Dinamarca, Estados Unidos, Irlanda, Japón, Corea del Sur, China y España. Esta nueva propuesta está enfocada a aumentar el conocimiento de aerogeneradores de pequeña potencia en emplazamientos con alta turbulencia. Esta área es de especial interés para evaluar de forma precisa el recurso y la energía producida por aerogeneradores en emplazamientos urbanos y periurbanos. Por último, dentro de la actividad de desarrollo de nuevas tecnologías para convertir las energías renovables marinas, se está trabajando en el proyecto europeo interregional APC (Atlantic Power

Cluster) junto con las regiones atlánticas de Irlanda, Reino Unido, Francia, Portugal y España para promover el desarrollo de estas nuevas tecnologías en el arco atlántico europeo.

LÍNEA: Biomasa

En el campo de las actividades de I+D sobre **cultivos energéticos**, durante 2012 se han concluido los estudios iniciados hace tres años en el marco del proyecto PSE-On Cultivos y de un proyecto complementario del Plan Nacional (Programa INIA) en torno a las necesidades hídricas del chopo. Los resultados han permitido identificar al clon I214, ya usado para la producción de madera, como el de mayor eficiencia en el uso del agua y como uno de los más interesantes también para su uso energético.

Dentro del mencionado PSE-On Cultivos y del proyecto INNPACTO DECOCEL se ha seguido coordinando la red experimental de cultivos energéticos de gramíneas perennes. Los resultados en 2012 han confirmado el interés de las especies ensayadas como alternativas sostenibles de cultivos energéticos en las condiciones españolas, tanto en situaciones de regadío (panizo) como de secano (agropiros). La especie de agropiro *Elytrigia elongata* se ha mostrado con diferencia como la más productiva entre los agropiros en todas las zonas. En 2012 se han continuado los ensayos para optimizar los insumos de estos cultivos, principalmente en fertilizantes nitrogenados, incluyendo el empleo de especies leguminosas asociadas, con la finalidad de minimizar las emisiones de efecto invernadero asociadas a su producción.

Como consecuencia, se ha realizado un estudio, presentado en la XX Conferencia Europea de la Biomasa, en el que se muestra la mayor sostenibilidad económica y medioambiental de este tipo de cultivos frente a las gramíneas anuales (centeno y cebada).

Otros estudios, presentados en la citada Conferencia, hacen referencia a los efectos del volteo en campo sobre la calidad de la biomasa de sorgo y de triticale y centeno, centrándose en los incrementos de contenido en cenizas que pueden producirse como consecuencia de la incorporación de partículas de suelo durante el volteo. Los resultados obtenidos han mostrado incrementos de hasta tres veces en el contenido de cenizas en las pacas de triticale y centeno cuya biomasa había sido previamente volteada en campo, mientras que los incrementos fueron sólo ligeros en el caso del sorgo, lo que avala el secado en campo mediante hilerado y volteo tras la corta y posterior empacado como posible método para la recolección de este cultivo. También se ha constatado el interés del doble cultivo del sorgo con triticale como alternativa en las zonas del sur de España para maximizar la producción de biomasa con una optimización en el uso del agua.

De especial mención son, así mismo, los avances realizados durante 2012 dentro del proyecto DECOCEL, en torno a la definición y construcción de la herramienta del Sistema de Información Geográfica (SIG) para la evaluación del potencial sostenible, costos e impacto ambiental de los cultivos energéticos en España a nivel local. Estos resultados serán integrados en la actual herramienta SIG del CIEMAT denominada BIORAISE, lo que la con-

vertirá en el instrumento más potente para evaluar los recursos de biomasa en nuestro país.

En lo relativo a la caracterización de la biomasa como combustible, desde el Laboratorio de caracterización de biomasa (LCB) se ha continuado la participación en los comités internacionales ISO/TC 238 «Solid Biofuels» y europeo CEN/TC 335 «Solid Biofuels». En 2012 se ha presentado una propuesta para simplificar la actual norma de análisis del poder calorífico de la biomasa, que ha sido aceptada para su consideración.

Igualmente, el LCB participa activamente en el comité español de normalización CTN/164 «Biocombustibles Sólidos», donde asume la presidencia y secretaría del subcomité 1 «Biocombustibles Sólidos». Cabe mencionar que durante 2012 se han transformado 11 normas europeas a normas españolas.

En el año 2012 el LCB ha analizado 977 muestras de diferentes biomásas, de las cuales 335 correspondían a muestras exteriores al CIEMAT realizadas como servicios externos y que se han reflejado en 22 informes de laboratorio.

Por otro lado, dentro del proyecto Interreg-BIOMASUD, se ha concluido en 2012 un informe en el que se presentan los resultados logrados tras el análisis de 67 muestras de biocombustibles (fundamentalmente pélets) vendidos comercialmente en el mercado español, procedentes de España, Portugal y Francia. Este estudio ha permitido evaluar la calidad de los productos y las principales anomalías que se presentan frente a los requisitos de la norma EN 14961. Dentro de este proyecto se ha desarrollado una propuesta de los valores ana-



líticos de calidad como combustibles del hueso de aceituna y las cáscaras de frutos secos, que en la actualidad son las biomásas más utilizadas en España en el sector doméstico.

Dentro de las actividades relativas al desarrollo de procesos de pretratamiento de la biomasa y producción de biocombustibles sólidos, se destaca de forma especial, en el marco del proyecto INNPACTO ON 3 bioterm, el trabajo realizado para concluir el diseño y construcción de un secadero piloto híbrido solar-biomasa. Los primeros ensayos realizados con astillas de pino húmedas han permitido estimar ahorros energéticos de hasta un 40% en relación a los procesos de secado convencional. En 2012 se ha presentado la solicitud de la patente nacional de dicho secadero. Dentro de este proyecto también se ha concluido un estudio de optimización del proceso y evaluación de la calidad de los pélets de chopo.

Es de reseñar, igualmente, el trabajo llevado a cabo en torno a la puesta en marcha del laboratorio de caracterización de pequeños equipos de combustión de biomasa y el desarrollo y la validación de un procedimiento para la caracterización de pequeños equipos térmicos de biomasa, según la norma UNE EN-303-5. En esta actividad, llevada a cabo en colaboración con otros laboratorios europeos dentro del proyecto BioMaxEff del 7^{PM} de la UE, se han obtenido los primeros resultados validables sobre una caldera austríaca del sector doméstico de 18 kWt.

Finalmente, en 2012, se han iniciado dos estudios para las empresas REPSOL y ENCE. El primero de ellos contempla el estudio de viabilidad y definición

de las condiciones para la introducción de biomasa como combustible para generación de vapor y electricidad en las refinerías de La Coruña y Puertollano, en sustitución del fuel-oil actualmente empleado. En el segundo estudio, el LCB será el asesor del muestreo en campo y análisis y evaluación de la calidad como combustible para su uso en las centrales de generación eléctrica, de la biomasa obtenida en las plantaciones experimentales que ENCE posee de chopo y eucalipto, para su uso energético.

Dentro de los **procesos de conversión térmica**, se ha estudiado la caracterización energética de biomasa de diferentes cultivos energéticos (chopo, eucalipto, paulownia, cardo, triticale,...) en distintos tipos de calderas (17, 40 y 500 kWt). Para cada uno de los cultivos y cada caldera utilizada se ha estudiado su rendimiento así como los problemas de corrosión y grado de ensuciamiento, siendo identificada la forma óptima de obtener los mejores rendimientos.

Se han atendido servicios técnicos de diversas empresas. Se estudió, por ejemplo, el comportamiento de apeorujos mezclados con purines estabilizados para ser utilizados como combustible paletizado en calderas de biomasa.

En temas relacionados con la gasificación, se ha realizado la evaluación de la limpieza del gas de gasificación para depurar su contenido en alquitranes. Se han completado los ensayos de gasificación en lecho fluidizado circulante del residuo procedente de residuos sólidos urbanos, así como la limpieza de gases para su posible aprovechamiento en un motor.

Se ha estudiado la limpieza del gas de gasificación por vía seca, en filtro, obteniendo una eficacia

cia elevada en la eliminación de alquitranes pesados; y también por vía húmeda como etapa posterior, para seguir reduciendo de forma notable el contenido de alquitranes pesados. Con este proceso se consigue un gas cuyo contenido en alquitranes cumple las especificaciones para su uso en un motor. También se ha estudiado la composición de las cenizas de gasificación y se han analizado los residuos obtenidos durante la limpieza del gas (el residuo del filtro, procedente de la limpieza del gas por vía seca, y los condensados, recogidos a medida que el gas se enfría durante su limpieza).

En el año 2012 ha continuado la actividad del proyecto «Aplicación de tecnologías avanzadas para la optimización energética y de proceso del esquema general de tratamiento de una estación depuradora de aguas residuales», con el estudio a nivel de laboratorio del proceso de craqueo térmico de gas de gasificación.

LÍNEA: Biocarburantes

El trabajo de investigación desarrollado ha continuado girando en torno a mejorar el proceso de obtención de etanol a partir de biomasa lignocelulósica (eucalipto, paja de arroz, paja de cebada, poda de olivar,...). Dentro del proyecto CENIT BIOSOS se ha seguido avanzando en el desarrollo del pretratamiento por explosión por vapor de paja de cereal estudiando el efecto de la temperatura y tiempo de residencia y cómo la composición del material pretratado puede afectar a las siguientes etapas del proceso como son la hidrólisis enzimática y la fermentación.

En el marco del proyecto BABETHANOL, financiado por el 7PM, se está estudiando un nuevo pretratamiento mecánico, la extrusión, para aumentar la accesibilidad de la biomasa lignocelulósica al ataque enzimático. Se ha demostrado que este pretratamiento permite modificar la estructura y mejorar sensiblemente la accesibilidad de los agentes hidrolíticos a los carbohidratos contenidos en diversas biomásas.

En el proyecto Proethanol-2G, financiado por el 7PM y en colaboración con diversos grupos europeos y brasileños, se ha continuado investigando en la utilización de nuevas enzimas y microorganismos para mejorar los rendimientos de producción de etanol de biomasa lignocelulósica.

En cuanto a los proyectos financiados por el Plan Nacional de I+D, se continúa avanzando en el estudio de las posibilidades del ramón de olivo como materia prima para una biorrefinería y se ha iniciado una colaboración para el desarrollo de nuevos agentes hidrolíticos con el Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria en Argentina y con la Universidad de Jammu en India.

Dentro del proyecto RESTOENE, en colaboración con distintos grupos de investigación madrileños y financiado por la Comunidad de Madrid, se sigue avanzando en la optimización de la producción de azúcares fermentables y etanol a partir de la paja de cebada.

También se ha comenzado un nuevo proyecto (FLEXIBIORREFINERÍA), sobre el estudio de las diferentes vías de aprovechamiento de la biomasa, dentro de las refinerías de REPSOL. En este

proyecto el CIEMAT está aportando su experiencia en el desarrollo de procesos biotecnológicos para la producción de etanol.

Así mismo, se ha comenzado el desarrollo de dos líneas de investigación dentro de la unidad mixta CIEMAT-IMDEA. En la línea de deslignificación y destoxificación mediante lacasas de paja pretratada para producción de bioetanol, se ha comprobado el efecto positivo de la adición de lacasas a los medios de fermentación sobre los rendimientos de la producción de etanol por la levadura *K. marxianus*. En el estudio de las microalgas para la producción de biocombustibles, se ha estudiado el efecto de las condiciones operacionales en los medios de cultivo de microalgas para la acumulación de carbohidratos que puedan ser transformados en etanol y en otros biocarburantes.

También se pueden destacar, entre otros, los servicios de análisis y asesoría realizados a distintas entidades como: Neuron.BIO, a quien se le ha suministrado paja de trigo pretratada mediante explosión de vapor; BEFESA, a quien se ha realizado un análisis de la composición de muestras de fibra orgánica, así como la composición de dichas muestras tras ser sometidas a diferentes condiciones de pretratamiento mediante explosión de vapor; o al CENER, a quien se asesoró en la construcción del módulo bioquímico del Centro de biocombustibles de segunda generación (CB2G).

Se ha participado activamente en la definición del programa de trabajo de la Alianza Europea de Investigación en Bioenergía y en la propuesta presentada a la convocatoria del Integrated Research Proposal que está pendiente de evaluación.

LÍNEA: Energía solar térmica

En el ámbito de los **Sistemas solares de media concentración** se ha realizado la caracterización y evaluación de un nuevo diseño de tubo receptor para captadores cilindroparábolicos y de un nuevo diseño español de captador cilindroparábolicos para centrales termosolares. También se ha llevado a cabo en la PSA la evaluación de diversos tipos de reflectores solares, tanto en condiciones de intemperie, como en condiciones de envejecimiento acelerado mediante cámaras climáticas. Debe mencionarse también la mejora de la planta experimental DISS de la PSA, incorporándole tres nuevos captadores solares para aumentar su potencia térmica y aumentar hasta 100bar/500°C la temperatura del vapor sobrecalentado que se genera en los propios tubos receptores de los captadores solares. También se ha trabajado en la mejora de las propiedades mecánicas y ópticas del recubrimiento anti-reflexivo patentado por el CIEMAT y licenciado a varias empresas para su explotación comercial. Otro campo de actividad ha sido el almacenamiento térmico mediante sales fundidas, tanto a nivel teórico (simulación y modelado), como a nivel práctico con el lazo de ensayos existente en la PSA, lo que ha permitido adquirir una valiosa experiencia en temas prácticos relacionados con el diseño y construcción de circuitos de sales fundidas.

En el ámbito de los **Sistemas solares de alta concentración**, la actividad llevada a cabo en 2012 ha abarcado diversos campos. Por un lado, se han caracterizado nuevos diseños de helióstatos para centrales termosolares. También se ha puesto en marcha un nuevo laboratorio para el estudio expe-

rimental de receptores volumétricos y sistemas de almacenamiento para alta temperatura.

Otra línea de trabajo en 2012 ha sido el estudio de procedimientos para el envejecimiento acelerado de materiales empleados en los receptores solares de alta concentración, ya que la durabilidad de los receptores instalados en las centrales de torre es actualmente una de las principales incógnitas que tienen este tipo de plantas solares. Por último, pero no menos destacable, se ha tenido una participación muy activa dentro de los diversos grupos de trabajo sobre estandarización creados dentro del subcomité AEN/SC 206 de AENOR. Esta participación en los diversos comités de estandarización sobre sistemas solares de concentración se ha realizado en colaboración con el Grupo de Sistemas Solares de Media Concentración.

En cuanto a la **Aplicación de concentración solar a procesos industriales** y producción de H_2 , se ha continuado con el estudio de la producción de hidrógeno por ciclos termoquímicos solares a través de la descomposición de agua con óxidos de hierro y de la descomposición de bioetanol reformado con mezcla de ferritas.

También se ha realizado la remodelación de una cámara de pruebas para producción de hidrógeno solar por termoquímica en la instalación CRS-SSPS de la PSA y se ha realizado el diseño y análisis térmico de un receptor volumétrico para un horno solar de alta temperatura.

Además, se han finalizado el proyecto SOLARPRO, donde se ha realizado el estudio de eliminación de residuos con alta temperatura, y el proyecto PHY-

SICO II, concebido para servir de germen en la formación de consorcios a nivel nacional e internacional dentro del área de hidrógeno como vector energético, así como para la búsqueda continua de medios de cofinanciación y la participación en acciones que fomenten la colaboración y la calidad dentro de la actividad investigadora.

En **Detoxificación solar de aguas residuales y desinfección solar**, se ha realizado la evaluación de la capacidad de tratamiento de aguas residuales mediante efecto fotoFenton solar así como el tratamiento de dicho efecto a pH neutro de efluentes de una estación depuradora de aguas residuales.

También se ha estudiado la capacidad desinfectante de distintos procesos de oxidación avanzada para la desinfección de aguas contaminadas, y el comportamiento del acople de los métodos fotocatalíticos solares con el ozono y con los tratamientos biológicos para el tratamiento de aguas contaminadas con compuestos emergentes.

Además, se ha demostrado la capacidad de distintos procesos de oxidación avanzada para desinfectar y regenerar aguas de salida de secundario de una depuradora y se ha desarrollado un nuevo protocolo y metodología de detección y cuantificación de Legionella mediante técnicas de PCR en aguas residuales de depuradora.

En **Desalación de aguas con energía solar**, han proseguido los estudios para la aplicación de la energía solar térmica en los procesos de destilación multiefecto y la destilación por membranas. Se recalca como logro la realización de un estudio

exhaustivo acerca del funcionamiento de la planta piloto de destilación multiefecto de la PSA, tanto dentro como fuera de las condiciones nominales de operación, permitiendo el desarrollo de un modelo matemático avanzado de funcionamiento de dicha planta y su correspondiente modelo computacional. También se han realizado colaboraciones internacionales entre las que destaca el estudio de viabilidad tecno-económica y rendimiento de distintos métodos de refrigeración en una planta dual termosolar de producción eléctrica y agua desalada. En lo que se refiere a la destilación por membranas, se han estudiado aplicaciones de la tecnología mediante la evaluación en planta piloto de diversos prototipos basados en diferentes configuraciones de dicho proceso desalador.

En el ámbito de la **Detoxificación y desinfección solar de aire**, han finalizado los proyectos PN y TRACE, que han puesto las bases de la depuración fotocatalítica de aire interior, optimizando nuevos catalizadores y fotocatalizadores e impulsando el desarrollo de un nuevo sistema de tratamiento fotocatalítico de la contaminación química y bacteriana de espacios interiores. Se ha desarrollado una metodología específica para el análisis, de forma cualitativa y cuantitativa, de los contaminantes presentes tomando como referencia espacios de diferente naturaleza, como despachos, oficinas y laboratorios. A partir de ellos se está desarrollando un nuevo proyecto INNPACTO denominado ENERCLEAN en el que metodología y catalizadores soportados se están ensayando en condiciones reales en una oficina de Madrid. Se están cuantificando los 28 compuestos mayoritarios de diferente naturaleza como hidrocarburos

alifáticos de cadena corta y larga, hidrocarburos aromáticos, terpenos y aldehídos.

Un nuevo proyecto denominado INNOFOTO del Plan Nacional, centra su actividad en el uso de materiales poliméricos orgánicos de elevada transmitancia en el UV-vis, que permitan un mejor aprovechamiento de la radiación. Por otro lado, utilizando materiales adsorbentes como soporte, se pretende favorecer un efecto sinérgico entre la adsorción y la fotocatalisis.

La capacidad analítica para la evaluación, tanto de eficiencias fotocatalíticas como de determinación, de compuestos orgánicos volátiles y bioaerosoles se pone de manifiesto en los servicios que le son solicitados desde diferentes empresas y entidades: Aire Limpio S.L, COMSA, TECNALIA y MAN.

Consecuencia de este trabajo es la publicación de 4 artículos en revistas internacionales y 11 comunicaciones a congresos nacionales e internacionales.

En relación a la **Radiación solar: medida y caracterización**, se desarrollan actividades enfocadas a la mejora del conocimiento de la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra, como son: el desarrollo de modelos para la estimación de componentes de la radiación solar, el conocimiento y optimización de metodologías de medida y evaluación del comportamiento de la radiación solar y, por último, el desarrollo de aplicaciones que permitan el acceso y visualización de los resultados que se obtengan.

Respecto a la modelización de la radiación solar, en 2012 se ha desarrollado la metodología de predic-

ción que permite establecer, con cierta precisión, la relación directa entre los valores obtenidos de la irradiancia solar y la energía producida a partir de sistemas solares termoeléctricos y fotovoltaicos, la metodología de identificación automática de errores de transmisión y la metodología de filtrado de las imágenes que minimiza los errores de posicionamiento. También, se han mejorado los modelos de estimación de la radiación solar a partir de imágenes de satélite en terrenos de alta reflectividad y se han elaborado los mapas de radiación solar, radiación global y radiación directa normal en tres regiones del norte de Marruecos.

En relación a la mejora de la medida y evaluación del comportamiento de la radiación solar, en 2012 se ha puesto en funcionamiento la base de datos que recoge las medidas de radiación solar obtenidas hasta la actualidad y se ha elaborado el borrador de la norma AEC/CPN 206/SC 1/GT 1, que define la secuencia meteorológica representativa para el dimensionamiento y funcionamiento de Centrales Termosolares, gracias a la participación en el subgrupo de trabajo del Año Meteorológico Tipo para Plantas Termosolares de AENOR. Además, se ha continuado con la operación y mantenimiento de la estación meteorológica instalada en el CEDER, cuyos datos son utilizados para la determinación de variables e interpretación de la irradiación solar.

Por último, en el ámbito de la integración y desarrollo de aplicaciones informáticas de la radiación solar, este año se ha colaborado en el diseño de la hoja de ruta Andalucía–Marruecos para el Impulso de la Energía Solar Termoeléctrica destacando, además, la puesta en funcionamiento del GeoPortal ADRA-

SE, cuyo objetivo es la divulgación de los resultados de radiación solar obtenidos en el Organismo y el acceso a datos del recurso solar en España.

LÍNEA: Eficiencia energética

En el campo de los **Componentes y técnicas en la edificación**, se ha avanzado en la evaluación de los datos obtenidos en el análisis experimental derivado de la monitorización del edificio (proyecto INNPACTO CELSIUS). En el Laboratorio de ensayos energéticos para componentes de la edificación (LECE), localizado en la Plataforma Solar de Almería (PSA), se ha realizado el montaje y comienzo de ensayos de varios dispositivos para el análisis experimental de diferentes estrategias, como la fachada ventilada de componentes cerámicos. Respecto al Laboratorio de dinámica de fluidos, ubicado en Madrid–Moncloa, se han realizado análisis del movimiento de masa de aire por convección natural en componentes pasivos de edificación, medidas termo–velocimétricas (PIV) y software de simulación Computational Fluid Dynamics (CFD), donde se ha estudiado el comportamiento local del viento en barrios de áreas urbanas. Estos laboratorios se completan con el Laboratorio de climatización de espacios abiertos, y de confort ambiental en el interior de edificios. En este campo se ha asumido la ExCo del Solar Heating and Cooling (SHC) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en el cual se continúa con la participación en la Task 41 sobre el tema Solar Energy and Architecture.

Respecto a la **Evaluación energética en la edificación**, se han realizado los análisis de los cinco

edificios (contenedores demostradores de investigación) pertenecientes al PSE-ARFRISOL, obteniendo los resultados de su comportamiento pasivo así como de las instalaciones de climatización (biomasa, solar térmica y fotovoltaica, geotérmica intercambio de calor con el terreno, refrigeración por absorción y refrigeración radioconvectiva). A partir del análisis de los sistemas se ha procedido a su optimización tanto de diseño como de operación y control, obteniéndose la disminución de la potencia del equipamiento y/o el aumento del rendimiento de los mismos. Así mismo, se ha optimizado la integración de sistemas de geotermia dentro de los equipos de bomba de calor o máquinas de absorción. Además, se ha confirmado el ahorro previsto junto con niveles de confort adecuados en los periodos de ocupación de los C-Ddl's y avanzado en la mejora y el desarrollo de procedimientos de medida. Los resultados obtenidos de la evaluación energética de edificios han sido presentados en diferentes foros científicos, destacándose el programa Annex 58 de la AIE, donde el CIEMAT co-lidera la subtarea 3 sobre Dynamic Data Analysis and Performance Characterisation.

En el proyecto INNPACTO DEPOLIGEN se ha desarrollado la metodología de selección de tecnologías orientadas al suministro distribuido de energía en distritos y barrios residenciales o del sector terciario de «emisión cero». Se ha seleccionado un área como piloto en la provincia de Valladolid, donde ha comenzado el estudio e implantación de este tipo de tecnologías a nivel de distribución eléctrica, y el análisis de la implantación de sistemas térmicos.

En el campo de la **Integración de la energía solar en la edificación**, finalizó el proyecto PSE-ARFRI-

SOL, y se está concluyendo la publicación de un libro donde se recogen los logros científico-técnicos obtenidos en el mismo, incluyendo los resultados del análisis económico y del proceso de formación educativa que se ha desarrollado durante el mismo. Destaca la elaboración de tres modelos de utilidad, uno de los cuales ya está registrado. Además, se ha participado en el programa Distributed Energy Resources Research Infrastructure (DERRI) en colaboración con el Ricerca Sistema Energético (RSE) de Milán, para desarrollar una metodología eficaz de interconexión de módulos solares integrados en edificios.

Por último, en la **Evaluación energética de espacios urbanos**, se avanzó en los proyectos conceptualizados como SMART CITIES, incluyendo la participación en el Joint Program de Smart City, de la European Energy Research Alliance (EERA), liderando uno de los paquetes de trabajo. Así mismo, han sido aprobados el proyecto INNPACTO SMART CITY ZAMORA, en el cual el CIEMAT interviene como coordinador científico-técnico, que consiste en el estudio de viabilidad y posterior actuación sobre un barrio piloto de Zamora, fundamentalmente desde el punto de vista energético y también de las comunicaciones, el urbanismo y la habitabilidad urbana, orientada al ciudadano; y el proyecto INNPACTO PRENDE, dedicado a la obtención de una plataforma de rehabilitación energética de barrios completos.

Por otro lado, destaca la participación del CIEMAT en FutuRed, Plataforma tecnológica española de redes eléctricas. Fruto de la colaboración con empresas privadas, universidades y centros tecnológicos se han puesto en marcha dos nuevos

proyectos de I+D en materia de redes eléctricas inteligentes, al amparo del programa INNPACTO.

El proyecto de Microgeneración/MInigeneración Renovable (MIREN-CON) pretende desarrollar, sobre la red de distribución de energía disponible en las instalaciones del CEDER en Lúbia, una infraestructura de medida y control avanzados que pueda ser autogestionada energéticamente, convirtiendo a esta red en una referencia de lo que pueden ser las redes de distribución del futuro. Esta red de generación distribuida contendrá generación eólica, solar fotovoltaica, minihidráulica, sistemas de almacenamiento con baterías como sistema de base, volantes de inercia y cargas pasivas y activas.

El proyecto Operador Virtual de microrREDes con almacenamiento (OVI-RED) propone diseñar, desarrollar e implementar un sistema para la gestión de un conjunto de microrredes que, a su vez, gestionen individualmente los recursos contenidos dentro de su área local, incluyendo asimismo sistemas de almacenamiento energético distribuido de tecnologías, capacidad energética y gestionabilidad diferentes. En las instalaciones de Lúbia se desarrollarán las pruebas de ensayo y validación del uso e integración de diferentes recursos energéticos distribuidos procedentes principalmente de fuentes renovables, así como de los sistemas de almacenamiento integrados.

Por otro lado, se ha continuado trabajando en el proyecto S.O.R.I.A.+X-, proyecto INNPACTO concedido en 2011, cuyo principal objetivo es el desarrollo de una herramienta de monitorización de las cargas en edificios municipales que permita

realizar propuestas de mejora para la obtención de ahorro en el consumo. El CIEMAT centrará su labor en el desarrollo de prototipos de modelos de predicción basados en redes neuronales artificiales para la predicción de la demanda y la generación. De esta manera, el software podrá hacer planteamientos de mejora y además, proponer y fomentar la integración de fuentes de generación renovables en estos entornos.

LÍNEA: Otras tecnologías: almacenamiento de energía, pilas de combustible y SIG

En el campo de los **Almacenadores cinéticos de energía**, dentro del Proyecto Singular Estratégico SA²VE, se ha finalizado la puesta en marcha del dispositivo de almacenamiento cinético para la gestión de energía en una subestación de trenes de cercanías de ADIF y, en el ámbito de la obtención de energía eléctrica a partir de energías marinas, se ha diseñado y construido el sistema completo de potencia (incluyendo los sistemas de control y de suministro de auxiliares) para su instalación en un generador de energía eléctrica a partir del oleaje (proyecto UNDIGEN). Por último, dentro del programa INNPACTO de desarrollo de una turbina eólica basada en bobinas superconductoras de MgB₂, se ha desarrollado un sistema de hardware y software para la adquisición de datos procedentes de ensayos realizados con imanes superconductores.

En **Pilas de combustible**, se ha continuado con la preparación y la caracterización de distintos tipos de electrodos, tanto para pilas de baja como de alta temperatura (PEMFC y SOFC).



La actividad en pilas de combustible poliméricas (PEMFC) se ha centrado en la preparación de catalizadores y electrodos, fabricación de componentes, montaje de pilas, y ensayos en aplicaciones portátiles. Para la fabricación de electrodos se han utilizado técnicas como el depósito electroquímico y la electropulverización. Los electrodos han sido basados en Pt/C y Pt-WO₃/C para ser utilizados como cátodos para reducción de oxígeno. Se ha montado una técnica para medida de la permeabilidad de electrodos y capas porosas. Además, se han diseñado y fabricado diferentes componentes de las pilas, tales como contactos, placas, y juntas. Con los mismos, se han montado pilas de cátodo abierto (air breathing), capaces de funcionar con aire ambiente estático, con vistas a su uso en dispositivos portátiles. Se ha llevado a cabo el ensayo de estas pilas, y se han montado en una aplicación portátil de ejemplo (Propeller).

La actividad en pilas de combustible de óxidos sólidos (SOFC) se ha focalizado en el desarrollo de materiales anódicos eficientes para SOFC de temperatura intermedia que puedan ser alimentados directamente con hidrocarburos (metano y biogás) y además con tolerancia a impurezas de azufre. Los materiales anódicos desarrollados están basados en ceria y en doble perovskita de Sr₂MgMoO_{3-d}. En la preparación de materiales se han explorado diversos métodos de síntesis (microemulsión inversa, liofilización, ruta nitrato-citrato, impregnación y reacción de estado sólido) con objeto de conseguir materiales nanoestructurados y distribuciones homogéneas. Se ha investigado su estructura, morfología y conductividad eléctrica, así como su compatibilidad térmica y química con los electrolitos comúnmente utilizados en SOFC (YSZ, ScSZ, SDC,

GDC y LSGM) y se han evaluado las propiedades catalíticas de los nuevos materiales para la oxidación directa de metano, simulando las condiciones de operación de una SOFC: oxidación parcial y reformado con CO₂ de metano. Adicionalmente, se han investigado las interfases ánodo/electrolito a partir de la técnica de espectroscopía de impedancia, para evaluar los mecanismos de reacción de la oxidación de hidrógeno y metano. Concerniente a la preparación de celda, cabe resaltar que se ha conseguido preparar la fabricación de láminas delgadas de los electrolitos (~200 μm) de YSZ, ScSZ, LSGM y SDC por tape casting, así como optimizar la elaboración de tintas catalíticas para su deposición sobre los electrolitos por screen-printing.

En cuanto a la integración de sistemas, se ha trabajado en el montaje y puesta en marcha de varias aplicaciones de las pilas de combustible. Se han realizado la instalación y las primeras pruebas de funcionamiento de un emulador eólico y de un electrolizador integrados en la Estación de Generación Autónoma EGA-1500. Se ha puesto en marcha un segundo prototipo de sistema de alimentación ininterrumpida (UPS-500) basado en pila de combustible. Se ha estudiado aplicar una pila de combustible como fuente de energía para la impulsión de un vehículo y se ha colaborado en el diseño y construcción de un procesador de combustible para la generación de hidrógeno y su utilización final para alimentar pilas de combustible. En todos los casos también se ha desarrollado el software de control de los sistemas que es necesario para el control de los distintos equipos, y que permite operar en diferentes condiciones de generación y consumo eléctricos mediante simulación de las condiciones reales.

En relación a **Tecnologías de la información geográfica para la integración de energías renovables**, destaca el premio otorgado al proyecto INTI-GIS en la categoría de «Eólica» de la primera edición de los premios TECNOENERGÍA, en reconocimiento al trabajo realizado por el Organismo en la vanguardia del sector de las energías renovables. También este proyecto fue seleccionado para participar en la «Galería de la Innovación» de la feria internacional GENERA 2012, donde se expusieron las características más destacadas del mismo.

Por otro lado, se ha continuado con la formación de estudiantes procedentes de España, Alemania, Ecuador y Colombia, donde destaca la aprobación, con mención especial, de la tesis doctoral «Diseño e implementación de una plataforma integrada de modelación para la planificación energética sostenible (MODERGIS). Estudio de un caso en Colombia», cuyos resultados han sido publicados en diversos foros y revistas científicas, como la revista *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, considerada una de las de mayor impacto en el área de las energías renovables.

ÁREA: Fisión nuclear

En esta área se trabaja en la mejora de la seguridad de los reactores e instalaciones nucleares, mediante el desarrollo y validación de metodologías de análisis de la evaluación del riesgo, y la reducción de las incertidumbres en aquellas situaciones que pueden producirse en un accidente nuclear. Además, se trabaja en la innovación nuclear, con el desarrollo de ciclos avanzados del

combustible nuclear que facilitan la gestión de los residuos radiactivos, mejorando la sostenibilidad de la fisión nuclear como fuente de energía, lo que incluye el diseño de nuevos reactores nucleares y sistemas asistidos por acelerador. También proporciona apoyo científico y técnico para una adecuada gestión de los residuos radiactivos primarios o sus materiales de acondicionamiento y de barrera, incluyendo su caracterización, tratamiento, acondicionamiento, desmantelamiento y descontaminación. Destaca la colaboración y el apoyo técnico a instituciones como el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y ENRESA.

LÍNEA: Seguridad nuclear

En **Accidentes severos**, son numerosos los proyectos en marcha en distintos entornos internacionales y nacionales: SARNET2 (red de excelencia europea del 7PM de EURATOM), BIP2 y SFP (ambos enmarcados dentro de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), y CSNAS y CSN-CCVM (acuerdos con el Consejo de Seguridad Nuclear). Como resultado más destacable cabe mencionar el derivado en el marco OCDE-SFP: la capacidad del código MELCOR para simular la degradación del combustible en piscinas de almacenamiento en ausencia total de agua, siempre que se le proporcionen adecuados parámetros de ajuste, como las pérdidas de carga, los factores de forma para la transferencia radiactiva de calor o una adecuada transición entre los regímenes de oxidación de la vaina. A este resultado hay que añadir el progreso logrado en el resto de proyectos, con particular énfasis en la finalización de la campaña experimental sobre

retención de aerosoles en caso de secuencias accidentales SGTR (proyecto ARTIST-Ext, dentro del CSNAS), cuyos datos obtenidos se hallan en proceso de discusión.

En **Termo-mecánica del combustible nuclear**, las actividades discurren a través de tres colaboraciones: TERMOCAQ, AICAST y con las centrales nucleares Almaraz-Trillo (CNAT). La primera, patrocinada por el CSN, estudia el comportamiento termo-mecánico del combustible durante su irradiación y posibles accidentes base de diseño en el reactor. La segunda, suscrita con ENRESA, está enfocada al almacén temporal en seco del combustible y su transporte tras la irradiación en el reactor. La tercera es un acuerdo de colaboración y asesoramiento que se extiende también al ámbito del accidente severo.

Durante 2012 se ha concluido la participación en dos ejercicios internacionales de cálculos sobre la respuesta del combustible en caso de estar sometido a rampas de potencia (proyecto SCIP) o, incluso, a excursiones súbitas de reactividad (proyecto CABRI); los resultados han sido presentados y se hallan actualmente en fase de documentación.

La colaboración con ENRESA ha resultado en el desarrollo de modelos tridimensionales de la fluidodinámica de contenedores estándar para almacenamiento en seco del combustible. Los resultados han sido presentados y han mostrado su coherencia con los estudios de referencia existentes. El maridaje entre la termo-fluidodinámica (código FLUENT) y la termo-mecánica del combustible (FRAPCON-2.4xt) se está desarrollando en la actualidad.

Finalmente, las actividades relativas a **Sistemas nucleares innovadores** se han conducido a través de los proyectos ESFR y JASMIN del 7PM de EURATOM. Ambos proyectos se hallan vinculados a los reactores rápidos reproductores refrigerados por sodio líquido (SFR). Los estudios realizados han sido de carácter múltiple y sus resultados han apuntado las siguientes conclusiones: el uso de ciclos de recompresión de CO₂ de configuración sencilla permitiría, según las condiciones térmicas esperadas del reactor, alcanzar eficiencias próximas al 45% en la producción de energía eléctrica; la arquitectura y modelos existentes en códigos actuales de accidentes severos permitiría su extensión al transporte de radionucleidos en la contención de reactores SFR; dicha extensión implicaría tanto la adopción de hipótesis consistentes respecto a la forma y el tamaño de los aerosoles, como la inclusión de nuevos modelos de generación de partículas a partir de vapores de sodio.

LÍNEA: Innovación nuclear

En **Ciclos avanzados del combustible nuclear**, dentro del proyecto ARCAS del 7PM se ha contribuido con la definición del reactor rápido de sodio, uno de los escenarios de referencia; y en el proyecto FAIRFUELS del 7PM se continúa realizando la simulación detallada del experimento MARIOS.

En el marco del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), se ha participado en la definición de los diferentes escenarios regionales para la identificación y análisis de sinergias internacionales en materia de energía nuclear.

Como representante español en el Working Party general de la AEN/OCDE se ha contribuido a la definición del escenario de ciclo de combustible que servirá de referencia para los cálculos de incertidumbres en los parámetros del ciclo.

En **Reactores críticos y subcríticos**, continúa el desarrollo de una herramienta de simulación que acopla transporte neutrónico y termohidráulico que permitirá, entre otras, el cálculo de transitorios en reactores avanzados. El código se está aplicando al diseño conceptual de MYRRHA.

Se ha continuado trabajando en los diferentes proyectos del 7PM en los que se participa. Se han completado los cálculos neutrónicos de diversas configuraciones del núcleo, estimaciones de coeficientes de reactividad y de quemado (CDT-FAS-TEF). Se ha completado la integración del código ACAB dentro del sistema EVOLCODE 2.0 y se ha definido los escenarios más relevantes, reactor rápido de sodio y sistema subcrítico EFIT, para analizar el impacto de las incertidumbres en los datos nucleares en el inventario final de residuos radioactivos tras la irradiación del combustible nuclear (proyecto ANDES). Se han iniciado las actividades del proyecto MAXSIMA mediante la definición de los escenarios que deberán ser estudiados en detalle.

En **Experimentos integrales en reactores subcríticos**, y dentro del citado proyecto ANDES, se ha continuado con el desarrollo de un método que permitirá reducir las incertidumbres en las matrices de covarianza de secciones eficaces a partir de un conjunto suficientemente grande de experimentos. Asimismo se ha participado en la toma de

datos y realizado el análisis de los resultados experimentales obtenidos en la instalación VENUS-F (proyecto FREYA del 7PM).

Las actividades desarrolladas dentro de los proyectos MUSE (5PM), YALINA-Booster (EUROTRANS-6PM) y FREYA han posibilitado la presentación de las solicitudes de dos patentes.

En **Datos nucleares para la transmutación y reactores avanzados**, se ha avanzado en el análisis de las secciones eficaces de captura neutrónica del ^{241}Am y ^{238}U (proyecto ANDES del 7PM de EURATOM). Ambas medidas, responsabilidad del CIEMAT, se han realizado en la instalación n_TOF del CERN.

Se ha realizado la medida de la sección eficaz de captura del isótopo fisil ^{235}U en el CERN con el calorímetro de absorción total de n_TOF con detectores de fisión micromegas. Dicha medida es de máxima relevancia y compite a nivel mundial con la realizada en la instalación LANSCE del Laboratorio estadounidense de Los Alamos.

Se ha completado el diseño (Technical Design Report) del espectrómetro de neutrones por tiempo de vuelo MONSTER, que será el mayor del mundo y permitirá mejorar la sensibilidad de sistemas de detección anteriores.

Se ha avanzado en el análisis de los datos de los isótopos emisores de neutrones retardados $^{84,85}\text{As}$ obtenidos en un experimento en el Laboratorio del ciclotrón de la Universidad de Jyväskylä (Finlandia).

Como miembros de la colaboración GEANT₄, se ha completado la primera evaluación de las libre-



rías neutrónicas preparadas por el CIEMAT, que han sido puestas a disposición de todos los usuarios en la página de datos nucleares de la OIEA (<http://www-nds.iaea.org/geant4/>).

Se ha progresado en el estudio de nuevos conceptos de detectores de neutrones dentro del proyecto ERANET-NUPNET NEDENSAA.

Se ha completado el diseño conceptual de una línea de tiempo de vuelo de neutrones de alta energía acoplada al acelerador de protones de 50 MeV y hasta 5 mA de la ESS - Bilbao. La instalación propuesta sería competitiva a nivel mundial.

Así mismo, se ha supervisado el estudio de simulación detallado del Laboratorio de patrones neutrónicos del CIEMAT, que tenía por objetivo verificar de manera independiente los cálculos de dosis y blindajes de la instalación.

Además, se ha coordinado a nivel europeo la propuesta del proyecto CHANDA de EURATOM, que integrará la mayor parte de las actividades de datos nucleares en Europa durante los próximos 4 años, incluyendo desarrollo de infraestructuras y dispositivos experimentales, acceso a instalaciones, medidas y métodos de medida, evaluación de secciones eficaces, estimación de incertidumbres y organización de un sistema de coordinación de actividades a nivel europeo.

En el ámbito del proyecto Halden de la NEA/OCDE, se han completado los acuerdos nacional e internacional que permiten extender la participación española durante el trienio 2012 a 2014. Este proyecto utiliza un reactor nuclear experimental para ensa-

yar las prestaciones y límites de seguridad de materiales y combustibles actuales o propuestos para los reactores comerciales. Los resultados más significativos siguen teniendo lugar en el área de la seguridad del combustible en condiciones límite de alto quemado y alta potencia, y la mejora del entendimiento de las implicaciones de la intervención humana en la seguridad de los reactores nucleares.

Por otra parte, en el área de contribución a la construcción del reactor de ensayo de materiales Reactor Jules Horowitz (JHR) en Cadarache (Francia), se ha conseguido la aprobación final de los intercambiadores de calor por el organismo autorizado (APAVE) para el control de calidad del diseño. Esto permite iniciar la fabricación de los intercambiadores de calor del circuito primario. También en este año se ha desplazado a Cadarache un investigador del CIEMAT, con financiación del Ministerio de Economía y Competitividad, lo que ha permitido un conocimiento más detallado de las técnicas de ensayos de combustibles especiales y contribuir al diseño de los experimentos que tendrán lugar entre 2013 y 2015 en OSIRIS, para optimizar los dispositivos de irradiación de JHR.

Finalmente, el CIEMAT ha coordinado la preparación de la nueva Agenda Estratégica de Investigación e Innovación, SRIA, de la Plataforma Tecnológica Europea de Energía Nuclear Sostenible, SNETP.

LÍNEA: Residuos radiactivos

En **Residuos de baja y media actividad**, se ha continuado con las actividades de I+D y apoyo tecnológico en materia de caracterización y trata-

miento de dicho tipo de residuos. Se ha adquirido el compromiso de asesoramiento en la formación en la caracterización química, radiológica y de durabilidad de la matriz de residuos primarios y acondicionados de la C.N. de Kozloduy en Bulgaria. Para ello, se ha realizado el informe de auditoría de medios de la caracterización, incluyendo el listado de equipos necesarios a los métodos a adaptar, la evaluación de los medios existentes y la estrategia de implementación del sistema de caracterización.

Se ha licitado y obtenido la contratación del Servicio de Apoyo Tecnológico en materia de caracterización con ENRESA para un periodo de cuatro años a partir de 2013 y se ha negociado la participación en el proyecto CAST del 7PM para el comportamiento del ^{14}C en metales y grafito en condiciones de almacenamiento.

Caben destacar las actividades de apoyo tecnológico a ENRESA dentro del anexo XVII del convenio de asociación CIEMAT-ENRESA, donde se han realizado 1.200 determinaciones sobre muestras de control de calidad y de caracterización del dismantelamiento de la C.N. de José Cabrera, destacándose el esfuerzo realizado por el personal técnico e investigador en el desarrollo y aplicación inmediata de técnicas de caracterización sobre matrices no habituales en residuos radiactivos, obteniéndose grados muy altos de eficacia y precisión. También, se ha concluido el estudio de la determinación de Am y Pu mediante centelleo líquido bifásico con el estudio del CMPO que ofrece resultados con interferencia cruzada de Am y Pu, que se resuelve optimizando la mezcla de disolventes y mediante cálculo indirecto. Los

mejores resultados obtenidos con muestras de alta concentración de Am y Pu son con los extractantes HDEHP y TOA.

Se ha ensayado la determinación de la actividad de ^{241}Am y Pu- α en muestras que presentan mayor cantidad de interferentes químicos y radiológicos, precisando varios procesos de separación previos, ensayados y verificados, frente a técnicas contrastadas obteniéndose desviaciones aceptables con el extractante HDEHP.

Dentro del proyecto IP-Carbowaste del 7PM se han realizado análisis de muestras de grafito de un reactor Británico Magnox, un reactor de investigación TRIGA y de reactores UNGG francés y español para la caracterización radiológica y estructural, así como los estudios de tratamiento químico de grafito irradiado utilizando agentes inorgánicos líquidos a presión atmosférica. Los resultados han sido destacables, especialmente en la descontaminación de T y emisores α y β - γ del inventario y se han realizado estudios de los productos de intercalación resultantes del tratamiento enérgico con ácidos del grafito irradiado.

En el proyecto GRAFEC para las opciones de gestión del grafito irradiado de Vandellos-I, se ha realizado la puesta en marcha del equipo de tratamiento térmico, inicialmente en las instalaciones de FNAG (Alemania) y posteriormente en el CIEMAT. Se han llevado a cabo estudios con grafito virgen para el cálculo del rendimiento del sistema con un resultado del 89% y se ha calibrado el MS realizando medidas a diversos flujos con gases de calibración generales y específicos. Se han realizado ensayos de lixiviación con la Matriz Impermea-



ble de Grafito (MIG) que han permitido observar los elementos lixiviados de la matriz, que serán objeto de estudio. Para los ensayos de difusión se diseñó una nueva parte de las cámaras que permitiera introducir los discos MIG que se van a utilizar y realizar estudios de hermeticidad.

En el seno de EN-TRAP se ha participado en las reuniones sobre proyectos y actividades de I+D en materia de control de calidad de los residuos radiactivos. También se ha participado en el ejercicio de ínter-comparación WIGBIT para la caracterización de materiales volátiles en resinas de intercambio de ión.

En materia de apoyo tecnológico se han realizado análisis y determinaciones de muestras de diferente naturaleza aplicando 28 procedimientos de garantía de calidad en un total de 1.700 determinaciones. También se han realizado diversas asistencias técnicas en materia de tratamiento y caracterización de residuos radiactivos para el OIEA, participando en misiones de expertos y en la red de laboratorios LABONET, y en CPR sobre grafito.

En **Residuos de alta actividad**, los estudios experimentales, los desarrollos instrumentales y los esfuerzos teóricos han permitido ampliar el conocimiento para la evaluación de la alteración de la matriz del combustible nuclear irradiado en su disposición final en un almacenamiento intermedio en seco, así como en húmedo en un almacenamiento definitivo. Estos estudios se han completado y se han incluido en un informe final dentro del acuerdo de colaboración con ENRESA, dentro del campo de la pasivación de combustible

nuclear irradiado a corto plazo. Además se han establecido nuevos acuerdos de colaboración con universidades para la fabricación y producción de análogos al combustible irradiado, así como la participación en el proyecto EURATOM «First Nuclides» para el estudio de la disolución instantánea del combustible irradiado en condiciones de almacenamiento definitivo.

Se han conseguido importantes progresos en las actividades de separación de actínidos de las diferentes formas de residuos radiactivos de alta actividad o/y del combustible irradiado, que se enmarcan en los acuerdos de colaboración con ENRESA y el proyecto de EURATOM ACSEPT y SACSSSES. Los principales progresos se han centrado, tras la preselección de nuevas moléculas orgánicas (extractantes), en los estudios de estabilidad y viabilidad de los extractantes a las condiciones de radiólisis, acidez y calor de los procesos de separación hidrometalúrgicos que se han establecido dentro de los proyectos de EURATOM. Estas moléculas han demostrado su efectividad en los procesos SANEX y GANEX, que permiten reciclar el plutonio y minimizar el resto de actínidos contenidos en el combustible gastado para facilitar la reducción de la radiotoxicidad del combustible a menos del 1% del valor para el ciclo abierto, sin reprocesado.

Por otro lado, se ha hecho un gran esfuerzo en la actualización y reparación de las instalaciones radiactivas y los laboratorios de la unidad con la incorporación de nuevos equipos de caracterización de combustible irradiado y la puesta en marcha de un nuevo sistema de control para los laboratorios de la instalación radiactiva.

ÁREA: Fusión nuclear

En esta área se realizan actividades para el desarrollo de la fusión por confinamiento magnético como futura fuente de energía. Actualmente, su actividad principal está relacionada con la explotación científica del Helic Flexible TJ-II, Instalación Científico-Tecnológica Singular, y de los sistemas auxiliares asociados, como el calentamiento y el diagnóstico de plasma y los laboratorios de estudio de materiales. Contribuye al desarrollo de los futuros reactores de fusión y participa en la construcción y operación del primer reactor experimental ITER. El CIEMAT presta un apoyo importante a las empresas españolas para que éstas puedan rentabilizar las oportunidades surgidas en las grandes instalaciones científicas, dentro del sector de la Industria de la Ciencia, en las que han obtenido éxitos notables.

LÍNEA: Física de fusión

En esta línea, el Laboratorio Nacional de Fusión tiene por eje la explotación y mejora de la Instalación Singular TJ-II, actividad complementada con la participación en los proyectos internacionales (JET, ITER, W7X, LHD) y con una creciente actividad en teoría y modelado de plasmas.

Durante 2012, las actividades desarrolladas en el dispositivo TJ-II se han centrado en el estudio de la influencia de la topología magnética en confinamiento, campos eléctricos y transporte asociado a inestabilidades generadas por partículas térmicas y rápidas. Son de destacar los estudios de la dinámica de campos eléctricos y de los flujos de plasma a los que dan lugar, que resultan ser claves

para regular el transporte, tanto desde la perspectiva de mecanismos neoclásicos y turbulentos, como el control de inestabilidades inducidas por partículas energéticas por sistemas de calentamiento; dando lugar a tres publicaciones en *Physical Review Letters* y una conferencia invitada en la Conferencia Europea de Física de Plasmas. Así mismo, se están obteniendo importantes resultados en el campo de las teorías cinética y girocinética para profundizar en los mecanismos de transporte y la interacción onda partícula. Para ello se trabaja en el desarrollo de nuevas técnicas de computación y se impulsa la relación con los grandes proyectos de computación internacionales.

La mejora de sistemas (diagnóstico y equipamiento en TJ-II) durante 2012 incluye la instalación de un inyector de pastillas de hidrógeno y un segundo inyector de iones pesados desarrollados, respectivamente, en colaboración con los Laboratorios nacionales de Oak Ridge (EEUU) y los Institutos Kurchatov (Rusia) y Kharkov (Ucrania).

El tokamak JET, en cuyo programa el CIEMAT participa tradicionalmente de manera activa, ha realizado una intensa campaña investigando una pared interior, a base de berilio y wolframio, similar a la de ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor). Durante 2012, se ha continuado la participación del CIEMAT en la explotación científica del sistema desarrollado por CIEMAT de cámaras rápidas intensificadas, de estudios de transporte e interacción plasma-pared y de sistemas de predicción de disrupciones.

Respecto a la participación en ITER, se han continuado las tareas de diseño en los sistemas de con-

trol, de adquisición de datos, de calentamiento de plasma y módulos de test de envolturas regeneradoras. En particular, se ha consolidado la participación española en el diseño de sistemas de diagnóstico para ITER / «Fusion for Energy» con participación en el sistema de control de posición del plasma mediante reflectometría de microondas y con la presentación de la oferta formal para el diseño del sistema visible infrarrojo, junto con el Laboratorio francés de CEA-Cadarache.

LÍNEA: Ingeniería de fusión

Abarca las actividades de mantenimiento y mejora del dispositivo TJ-II, la participación española en el proyecto JT60 y la contribución al desarrollo de componentes y sistemas para ITER.

En relación con el proyecto JT60, durante 2012 se ha finalizado el diseño de la parte superior del criostato, quedando listo para su licitación. También se ha recibido de Japón el acero de características especiales para la construcción del componente, que se iniciará a mediados de 2013. Así mismo, se ha concluido la construcción de la base del criostato, que fue enviada a Japón a finales de noviembre de 2012. Esta base es el primer componente europeo del proyecto que se entrega y su instalación, a principios de 2013, marcará el comienzo del montaje del JT60.

Por otro lado, para el proyecto ITER se ha trabajado en el desarrollo de los sistemas auxiliares para los inyectores de neutros y se está preparando la oferta para los contratos de integración de diagnósticos y para los sistemas de manipulación

remota del «divertor», en colaboración con empresas españolas y europeas.

LÍNEA: Tecnologías para fusión

Abarca actividades de investigación en materiales aislantes, materiales estructurales y funcionales, modelización computacional, manipulación remota, metales líquidos y envolturas regeneradoras. Estas actividades conforman la participación española en el programa europeo para el diseño del reactor DEMO, el programa CONSOLIDER TECNOFUS: Tecnología de fusión para envolturas regeneradores de doble refrigerante, y el proyecto de la Instalación Singular de Tecnología de Fusión (ICTS-TechnoFusión) que se está desarrollando conjuntamente con universidades de Madrid con el apoyo del Ministerio de Economía y Competitividad y el Gobierno Regional de Madrid.

Las actividades desarrolladas en esta línea han dado lugar a la publicación de un número significativo de trabajos a lo largo de este año. Cabe reseñar la creciente participación en las actividades europeas para el diseño del reactor DEMO, en el que España tiene una participación muy significativa en el área de materiales, neutrónica y seguridad, manipulación remota y envolturas regeneradoras; así como el progreso en algunas tareas de la ICTS-TechnoFusion: lanzamiento de la adquisición de un Secondary Ion Mass Spectrometry (SIMS) y un Focused Ion Beam (FIB), inicio de la construcción de un prototipo de la instalación de plasma de alto flujo y la puesta en marcha de una línea de irradiación de iones de alta energía en

colaboración con el Centro de Microanálisis de Materiales de la Universidad Autónoma de Madrid, entre otros trabajos.

También se destacan los resultados significativos obtenidos en el modelado computacional del efecto de la radiación, área en la que se han realizado estudios de los efectos sinérgicos de la presencia de He y H simultáneamente en los materiales y comparaciones con resultados experimentales obtenidos en el laboratorio.

Por último, el CIEMAT ha mantenido los compromisos españoles incluidos en el programa Broader Approach to Fusion, donde se encuentran los proyectos International Fusion Materials Irradiation Facility (IFMIF) y JT60. Con respecto a IFMIF, en 2012 se ha continuado con la fabricación del prototipo de las fuentes de alta tensión y la fabricación de los módulos de radiofrecuencia. Así mismo, se ha progresado en los sistemas de diagnóstico del haz, el tubo de deriva, la sección de acoplo, el bloque de parada y todos los sistemas de la celda de irradiación.

ÁREA: Combustibles fósiles (valorización energética)

En esta área se analiza el proceso de la combustión, con objeto de lograr procesos más limpios y eficaces mediante el desarrollo de sistemas avanzados de combustión y gasificación, así como el análisis, la separación y la limpieza de los gases procedentes de la gasificación. Estos procesos se aplican a combustibles fósiles (carbón), biomasa y residuos (procedentes de procesos industriales,

aguas residuales, etc.). Igualmente, se estudian los procesos de captura de CO₂.

LÍNEA: Combustión y gasificación

Los resultados más destacados en esta línea de investigación son los comentados a continuación.

En 2012, dentro del proyecto de aprovechamiento energético del cardo (CARDENER-CM) se determinaron los parámetros cinéticos de conversión térmica del cardo, a través de un modelo de reacción de primer orden. Experimentalmente, se analizó el comportamiento del cardo y sus mezclas con carbón en la etapa de volatilización de la técnica experimental de termografía. Los ensayos se llevaron a cabo con nitrógeno y aire, bajo condiciones dinámicas.

En el proyecto METRAOXI, finalizó el estudio del comportamiento de mezclas de carbón/biomasa mediante análisis termogravimétrico en condiciones de oxicomustión. Los resultados obtenidos indican que para todas las mezclas estudiadas, las condiciones de oxicomustión son más reactivas que para el proceso de combustión convencional. Sin embargo, este efecto es menos acusado al aumentar el porcentaje de biomasa dentro de la mezcla.

En el proyecto INNPACTO PROCSR, relacionado con el estudio de procesos avanzados de tratamiento de residuos para la obtención de combustibles sólidos recuperados, en 2012 se ha caracterizado la fracción bioestabilizada con el objetivo de obtener un combustible sólido recuperado

(CSR), susceptible de ser utilizado como combustible de sustitución en diferentes aplicaciones energéticas. El conocimiento de la composición y propiedades de los CSR, tanto desde el punto de vista físico-químico como energético, es un factor de gran importancia a la hora de determinar su calidad como combustible y predecir posibles emisiones o cualquier otro problema que pueda surgir a la hora de ser utilizado. Este proceso de caracterización de los CSR se llevó a cabo según lo establecido por el Comité Técnico CEN/TC 343.

Respecto al proyecto Reducción, reutilización y valorización de residuos generados en la gasificación de fangos EDAR (estación depuradora de aguas residuales), desarrollado en colaboración con CADAGUA S.A., finalizó el estudio de valorización energética de fangos de EDAR, donde se consideraron dos tecnologías de gasificación con aire: lecho fluidizado burbujeante y lecho fluidizado circulante. Los resultados obtenidos indican que el proceso de gasificación es viable produciéndose un gas con un contenido de hidrógeno y monóxido de carbono del orden del 10%, para cada uno de ellos. Sin embargo, existen evidencias de generación de alquitranes, cuya eliminación por vía seca y húmeda supone una penalización económica importante en el proceso, por lo que este año se han iniciado dos nuevos proyectos para conseguir su eliminación a alta temperatura: a través del craqueo térmico y catalítico (proyecto INNPACTO TECNOEDAR, en colaboración con el CEDER) y el proyecto Desarrollo de catalizadores activos, selectivos y estables de reformado de alquitranes para revalorización de corrientes de gasificación de biomasa y residuos (CATARSYS), del Plan Nacional.

Finalmente, en el proyecto PROLIPAPEL II, financiado por la Comunidad de Madrid, se ha estudiado la viabilidad de la gasificación para la valorización energética de los residuos procedentes de la fabricación de papel reciclado, cuyos resultados demostraron que la producción de gas sintético es viable. Sin embargo, ciertos aspectos como la eliminación de alquitranes y otros contaminantes (por ejemplo HCl), serán abordados durante el año 2013.

LÍNEA: Captura de CO₂

Durante 2012, dentro de los proyectos CAPHI-GAS, financiado por el Plan Nacional, y FECUNDUS, financiado por la Unión Europea (Research Fund for Coal and Steel) y donde se desarrolla el estudio de adsorbentes de captura de CO₂ para su integración en sistemas híbridos adsorbente-catalizador-membrana en condiciones de pre-combustión (gasificación), se han determinado que de todos los materiales estudiados, el más adecuado para la captura de CO₂ en el intervalo de temperaturas (300-500°C) compatible con la reacción water-gas-shift, es una hidrotalcita con potasio (MGK61). Este resultado es considerado tecnológicamente de gran importancia ya que puede ser utilizado en empresas como la Central de gasificación integrada en ciclo combinado (GICC) ubicada en Puertollano (Ciudad Real). Estos estudios se complementan a nivel europeo.

En el proyecto PROMOCAP del Plan Nacional, relacionado con el desarrollo y estudio de sistemas de promoción electroquímica para la captura y valorización de CO₂ en gases de combustión, se ha desa-

rollado, por un lado, un sistema de captura electro-promovida basada en Pt sobre K-bAl₂O₃, a escala piloto y en presencia de todos los componentes que se encuentran presentes habitualmente en los gases de combustión (N₂, O₂, H₂O, SO₂ y NO_x). Por el otro, se ha estudiado la hidrogenación electropromovida de CO₂ a alcoholes, como posible alternativa a la captura de CO₂. Estos sistemas de captura y valorización de CO₂ podrían ser utilizados en centrales térmicas de producción de energía eléctrica siendo, además, una tecnología muy novedosa y en la que están trabajando muy pocos grupos de investigación a nivel mundial.

Por último, destaca la finalización del proyecto FLEXGAS financiado por la Unión Europea (Research Fund for Coal and Steel), cuya valoración final, por parte de los expertos, ha sido muy positiva.

ÁREA: Efectos ambientales de la energía

En esta área se estudian los efectos medioambientales asociados a la producción de la energía y los derivados de la industria, agricultura, transporte y residuos. Se analizan los procesos físico-químicos que experimentan los contaminantes emitidos procedentes de diversas fuentes, entre ellas las instalaciones industriales y/o energéticas, y sus efectos en la atmósfera, en suelos, en ecosistemas y en agrosistemas. Se trabaja en el desarrollo de estrategias de conservación y recuperación de emplazamientos. También se investigan las bases científicas del cambio climático, el seguimiento y monitorización del mismo, los impactos que produce en ecosistemas y el desarrollo de nuevas tecnologías utilizadas para frenar el cambio climático,

como son los estudios relacionados con el almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas.

LÍNEA: Contaminación atmosférica

En la **Caracterización de la contaminación atmosférica**, se ha continuado trabajando en contaminación fotoquímica y especialmente en material particulado, así como en la mejora y optimización de técnicas de medida de la contaminación atmosférica, particularmente en teledetección.

En 2012 se han realizado diversos estudios sobre propiedades físico-químicas de los aerosoles atmosféricos y su impacto en la calidad del aire en distintos emplazamientos, prestando especial atención al aerosol urbano. En el caso de Madrid, además del estudio de la evolución temporal de los niveles de material particulado en el periodo 1999-2008, se ha realizado un estudio de contribución de las principales fuentes de partículas atmosféricas, sobre la base de una completa caracterización química. Asimismo se han realizado estudios sobre componentes mayoritarios o traza de la masa del aerosol, como concentración de carbono elemental y orgánico o metales, prestando especial atención al estudio de las características estructurales de los aerosoles de distinta procedencia (entornos urbanos, fuentes de combustión). A partir de las medidas obtenidas en la estación de aerosoles del CIE-MAT en Madrid se ha realizado un amplio estudio de los procesos de formación y evolución temporal de los compuestos inorgánicos del aerosol. En dicha estación, también se realizan medidas en continuo de las distribuciones atmosféricas del número de partículas según su tamaño.

Se ha continuado con los estudios de episodios de transporte de partículas de origen natural en España y Portugal, incluyendo el sistema de predicción y alarma a nivel nacional. Se ha generado el informe correspondiente a los episodios validados para el año 2011, de aplicación para el cumplimiento de la normativa en materia de calidad del aire. Asimismo se ha participado en una campaña de intercomparación de equipos en el marco de la REDMAAS, coordinada por el CIEMAT, y se han seguido realizando las actividades previstas en los distintos proyectos (PHAESIAN y MICROSOL) llevados cabo en el marco del Plan Nacional sobre investigación de propiedades del aerosol atmosférico.

Se ha continuado con la puesta a punto, desarrollo y optimización de distintas técnicas para la medida de contaminación atmosférica, como la puesta a punto de analizadores en continuo de compuestos gaseosos (NO_x y SO₂). Respecto a teledetección, se han realizado medidas en continuo con el sensor remoto DOAS (Differential Optical Absorption Spectroscopy) tras su calibración por primera vez con la metodología de camino abierto.

Así mismo, se ha realizado el estudio de las bases teóricas de la técnica de detección remota FTIR (Espectroscopía Infrarroja por Transformada de Fourier) aplicada a la medida de contaminantes gaseosos atmosféricos y se ha puesto a punto el sistema FTIR (RAM2000 G2, de la firma Kassay), realizándose las primeras medidas en diferentes condiciones atmosféricas y configuraciones espaciales.

También se han utilizado estas técnicas para la realización de los estudios de comparación de perfiles

verticales obtenidos con la estación LIDAR (Light Detection And Ranging) del CIEMAT con los proporcionados con el satélite CALIPSO, o para la caracterización e identificación de eventos de transporte atmosférico de cenizas y material procedentes de erupciones volcánicas. Se ha continuado con las medidas previstas para esta estación en el marco del proyecto Aerosols, Clouds and Trace gases Research Infrastructure Network (ACTRIS) del 7PM y se ha realizado la calibración del sistema LIDAR Raman para la medida simultánea de perfiles verticales de vapor de agua y propiedades de los aerosoles, dentro del proyecto PHAESIAN.

En **Modelización de la Contaminación Atmosférica**, se ha realizado la modelización combinada con mediciones para el cálculo de mapas de evaluación de la calidad del aire de 2009 y 2011 y de depósito de contaminantes de 2009 así como el recálculo para los años 2005-2008. Se han estimado las zonas con mala calidad del aire y altos depósitos de contaminantes atmosféricos que potencialmente pueden afectar no sólo a ciudades, sino a ecosistemas, bosques y cultivos. Esto se ha realizado en el marco de una encomienda de gestión con el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA) en su necesidad de conocer la calidad del aire en España e informar a la Comisión Europea.

Completando las actividades para una mejor evaluación de la calidad del aire se han desarrollado dos metodologías. Una de ellas, permite estimar la representatividad espacial de estaciones urbanas de medida de la calidad del aire. Esta metodología, basada en el uso de modelos de Dinámica Computacional de Fluidos (CFD) de street canyon,

simula la distribución de contaminantes en calles y plazas teniendo en cuenta los edificios. La otra metodología combina mediciones en estaciones de calidad del aire y resultados de modelos para una evaluación más fiable de la calidad del aire.

En 2012 ha comenzado la participación en el proyecto europeo Air Pollution Policies for Assessment of Integrated Strategies At regional and Local scales (APPRAISAL), orientado a volcar el conocimiento científico en el diseño de políticas y evaluación integrada de estrategias de mejora de la calidad del aire a escala regional y local, especialmente pensando en las ciudades.

También se ha analizado la gestión de calidad del aire en Zaragoza gracias al uso del sistema de predicción de la calidad del aire PRECOZ.

En cuanto a la modelización, se han mejorado los modelos para simular la formación de aerosoles y el depósito de contaminantes atmosféricos incluyendo los metales pesados, así como la evaluación de la calidad del aire en España en los últimos años.

Se han realizado nuevos avances en la simulación de la atmósfera urbana, la parametrización de la capa límite atmosférica urbana, la dispersión de contaminantes en calles con y sin intercambios de calor entre edificios y atmósfera, la representación de la vegetación y su efecto sobre el confort y las circulaciones atmosféricas en las ciudades.

Se ha desarrollado un modelo fotoquímico de caja para el estudio de la formación de aerosoles orgánicos secundarios gracias a experimentos realizados en una cámara de simulación atmosférica.

Dicho modelo ha contribuido a la mejora de los mecanismos químicos de los modelos de dispersión de contaminantes.

Dentro de la acción COST 1006, se ha participado en el ejercicio de intercomparación de modelos para simular la dispersión de agentes tóxicos en ciudades en emergencias y se ha contribuido a la elaboración de un extenso documento de Revisión sobre el uso de herramientas en situaciones de emergencia a escala local (liberación en el aire de agentes perjudiciales para la salud).

Dentro del grupo de trabajo del Foro Europeo de Modelización de la Calidad del Aire (FAIRMODE), se elaboró un documento con las recomendaciones para la revisión de la Directiva 2008/50 de Calidad del Aire en lo referente al uso y necesidades de modelización de calidad del aire.

Dentro de la Red Temática de Modelización de la Contaminación Atmosférica (RETEMCA), liderada por el CIEMAT, se ha creado un grupo de trabajo para determinar las características que deben tener los inventarios de emisiones contaminantes para su uso por modelos de dispersión de contaminantes en las labores de evaluación, predicción y diseño de estrategias de mejora de la calidad del aire en ciudades.

En el ámbito de la **Ecotoxicología de los contaminantes atmosféricos**, se participa en la definición de valores umbrales (niveles y cargas críticas) para la protección de la vegetación en el marco del convenio sobre Contaminación Trans-fronteriza a Gran Distancia (ONU/CEE). Estos valores deben establecerse para los distintos tipos de vegetación

europea y son la base para la definición de las políticas europeas de calidad del aire. La participación está acreditada por el MAGRAMA a través de una encomienda de gestión sobre Niveles y Cargas Críticas, por la que el CIEMAT también representa a este ministerio en distintos foros técnicos del convenio, por ejemplo sustentando la vice-presidencia del Working Group on Effects.

Se mantienen distintas líneas de investigación para el análisis de los efectos del ozono y el depósito del nitrógeno en ecosistemas y agrosistemas mediterráneos, en concreto en cultivos hortícolas, cultivos de cereales de secano, pastizales anuales, pastizales psicroxerófilos de montaña y bosques perennifolios. El CIEMAT es responsable de la definición actual de los niveles críticos del convenio para cultivos hortícolas, basados en el tomate como especie sensible al ozono y representativa de este tipo de cultivo en Europa, y ha presentado la base científica para incorporar los niveles críticos para bosques perennifolios y pastizales anuales. Su participación en el convenio ha permitido también la parametrización de los modelos específicos de flujo de ozono para especies mediterráneas (tomate, trigo, encina y herbáceas anuales). La solidez de estos modelos es imprescindible para asegurar la fiabilidad de los mapas de riesgo y de daño por ozono que a escala europea genera anualmente el convenio. Estos mapas son la base para la delimitación en Europa de las zonas donde se exceden los valores de protección y donde deben de aplicarse de forma más estricta las políticas de control y sanción.

La participación en el convenio se realiza gracias a la incorporación y análisis de sus bases de datos

experimentales, relacionadas con parámetros de intercambio gaseoso, crecimiento, producción y calidad, con las de distintos grupos de investigación de Europa y EEUU. Para el desarrollo de los experimentos se dispone de una estación experimental de cámaras descubiertas ubicada en la finca experimental de La Higuera/CSIC (Toledo) diseñada específicamente para el análisis de los contaminantes atmosféricos en la vegetación. Los experimentos de 2012 indican una alteración del balance de carbono, de la biodiversidad y de la estructura de los pastizales anuales debido a los niveles elevados de ozono, siendo el nitrógeno un componente modulador de la respuesta.

En la estación de medida de depósito de contaminantes atmosféricos en un bosque de encinas en Tres Cantos (Madrid), se miden de forma intensiva todos los parámetros relacionados con el depósito de nitrógeno, ozono y SO_2 , la meteorología dentro y fuera del dosel y los procesos fisiológicos de los estratos herbáceo y arbóreo. El análisis de toda la información está permitiendo reducir las incertidumbres relacionadas con los valores de depósito de nitrógeno seco y húmedo y el ciclado de nutrientes, en un sistema atmósfera-planta-suelo mediterráneo.

También se ha continuado con los estudios de los flujos de gases de efecto invernadero en relación con el depósito de contaminantes. Para ello, se han instrumentado distintas parcelas en un bosque de pino silvestre del Sistema Central, para evaluar el efecto del depósito de N atmosférico y la gestión forestal en los stocks y flujos de C y N de los suelos y la vegetación. La estación de medida de contaminantes ubicada en el Alto de Guarramillas (Madrid)

a 2.257 m de altitud permite analizar los niveles y patrones estacionales de los contaminantes atmosféricos en la alta montaña mediterránea. Los valores de ozono que se registran sobrepasan de forma frecuente los límites establecidos para la protección de la vegetación; por ello suponen un factor de riesgo para sus comunidades vegetales. Se está analizando con más detalle su efecto en los pastizales de la cumbre, una comunidad de carácter endémico y muy sensible a la alteración de sus condiciones en relación a los factores del cambio global.

Todas estas actividades se están cofinanciando a través de proyectos de regionales (AGRI-SOST-CAM), nacionales (CONSOLIDER-MONTES, EDEN, EMAPGEI, encomienda de gestión sobre Niveles y Cargas Críticas) y europeos (ECLAIRE).

Respecto a **Contaminantes Orgánicos Persistentes (COP)**, se ha continuado con el trabajo de vigilancia de COP en algunas matrices y zonas de interés. Dicho trabajo ha incluido la realización de cuatro campañas de muestreo de aire trimestrales, mediante captadores pasivos, que ha cubierto tanto zonas remotas (estaciones EMEP) como urbanas, y una campaña de muestreo de suelo. Se ha obtenido la concentración de distintos COP, concretamente de PCDD/F, PCB, PBDE, DDT y metabolitos, HCB y HCH, partiendo de los análisis realizados mediante cromatografía de gases acoplada a espectrometría de masas. Adicionalmente, se ha realizado el análisis de los datos obtenidos en el periodo 2008-2011. A partir de dichos análisis, se han podido observar dos patrones distintos de concentraciones: uno para los datos globales de aire (estaciones EMEP y ciudades; n=123), y otro para zonas urbanas. Se han encontrado

diferencias estadísticamente significativas entre las concentraciones de Σ PCDD, Σ PCDD/F, Σ noPCB, Σ moPCB, Σ mPCB, Σ PCB, Σ PBDE, Σ HCH y Σ DDT, asociadas a puntos remotos (EMEP) y urbanos, debidas a los niveles más altos que presentan las zonas urbanas con respecto a las localizaciones remotas. El estudio temporal de los datos reveló una tendencia cíclica en las concentraciones de Σ HCH y HCB. Las concentraciones medias de Σ HCH aumentan de primavera a verano y disminuyen de otoño a invierno, mientras que en el caso del HCB esta tendencia se invierte.

Se ha evaluado la presencia de COP en el aire de interiores domésticos. Los datos obtenidos evidencian la presencia de pesticidas (Σ DDT, Σ HCH y HCB) y productos industriales (Σ PCB, Σ PBDE), en el aire interior de las viviendas de los cuatro países europeos evaluados. Hasta donde se conoce, es la primera vez que se ha evaluado la presencia de DDT, HCH y HCB en aire de interiores domésticos. Se trata de una primera aproximación que demuestra la presencia de estos COP en los ambientes donde se pasan más largos periodos de tiempo.

Se ha continuado el estudio sobre la presencia de delfines en delfines de la zona sur y sureste de la costa de Brasil. Hasta donde se conoce, es la primera vez que se observa bioacumulación de Dec 602, 603 y CP en mamíferos y de DP en cetáceos. Los resultados obtenidos permiten concluir que las posibles causas de la presencia de estos contaminantes en los delfines pueden ser la elevada actividad antropogénica en la zona (para PBDE y DP) o el uso histórico y/o el transporte atmosférico y posterior deposición (para Dec 602, 603, mirex, CP y DBDPE).



Se ha detectado la presencia de PBDE y de polibromodifenil éteres hidroxilados y metoxilados en plasma de peces procedentes del lago Ontario. Se estimaron las fuentes potenciales de MeO-PBDE y OH-PBDE en las muestras, concluyendo que el mayor aporte de estos compuestos en el plasma se debe a la bioacumulación de los mismos con un origen antropogénico.

Se han utilizado los sistemas multiespecie terrestre (MS₃) como ensayos rápidos para determinar el destino de los COP y contaminantes orgánicos emergentes tras la aplicación de lodos y compost de Residuos Sólidos Urbanos (RSU) a suelo agrícola. Se ha estudiado su transferencia hacia organismos invertebrados, concretamente lombrices de tierra (*Eisenia Fetida*). El perfil químico de las mezclas de suelo-residuo refleja el de los correspondientes residuos individuales. Sin embargo, en el caso de los compuestos bromados y clorados, éste es diferente al encontrado en las lombrices de tierra. Este hecho indica que los compuestos analizados presentan importantes diferencias en términos de bioacumulación.

Se ha confirmado la presencia de decabromodifenil etano (retardante de llama bromado emergente) en lodos procedentes de estaciones de depuración de aguas residuales (EDAR) españolas. Su concentración, en todos los casos, es más baja que la correspondiente al BDE 209, indicando que, hasta la fecha, su uso es más limitado. Se ha comprobado que dicha concentración es independiente de las características de las EDAR evaluadas. Los resultados indican que la presencia de este contaminante puede estar relacionada con procesos de lixiviación que tienen lugar durante el uso o

eliminación de los productos de consumo que lo contienen.

Por último, el Laboratorio de contaminantes orgánicos persistentes ha superado con éxito las auditorias realizadas para mantener su certificación según la norma de calidad ISO9001:2008, no existiendo ninguna no conformidad y confirmando que el sistema se encuentra eficazmente implantado y da respuesta a todos los requisitos de dicha norma.

En la línea de **Emisiones contaminantes**, los esfuerzos se han dirigido fundamentalmente a profundizar en aspectos novedosos relacionados con la caracterización de emisiones, tanto industriales como de motores de combustión interna, que ya se venían desarrollando desde hace algún tiempo y que han estado centrados en la validación de sistemas e instrumentos específicamente diseñados para el control y reducción de emisiones originadas por ese tipo de fuentes. También han continuado las actividades de la Oficina de Control de Emisiones de las Grandes Instalaciones de Combustión españolas (OCEM-CIEMAT) en la que el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) tiene delegadas las responsabilidades de recepción, gestión, procesado y supervisión de la información generada por este tipo de plantas a nivel nacional.

En el ámbito de la caracterización de las emisiones industriales y en el desarrollo y validación de sistemas de control y depuración, cabe destacar el diseño y montaje de un ensayo, a escala de laboratorio, de un prototipo de sistema simulador del proceso industrial de aglomeración de partículas en flujos de

emisión mediante el uso de ultrasonidos. Este simulador ha permitido estudiar los problemas que esta tecnología puede plantear al ser aplicada al filtrado de partículas en flujos de emisión procedentes de acerías, así como su potencial rendimiento a escala industrial. Los principales resultados se refieren a la caracterización del comportamiento del aglomerador de partículas como función de la frecuencia acústica utilizada, de la potencia acústica aplicada y del tiempo de residencia de las partículas en el sistema, en relación con la concentración y características finales de las partículas generadas a la salida.

Respecto a los estudios de emisiones producidas por motores de combustión interna, cabe resaltar el desarrollado para evaluar el rendimiento de una técnica de detección remota no invasiva de emisiones gaseosas de vehículos circulando en autopistas, patentada en Estados Unidos pero novedosa en Europa. Esta técnica está implementada en un instrumento óptico denominado Remote Sensing Device (RSD), cuyo rendimiento como técnica de medida en tiempo real ha sido contrastado frente al obtenido equipos de medida de gases On Board emissions measurement System (OBS) instalados en diferentes vehículos test y en diferentes situaciones de circulación real. El estudio se realizó en vías multicarril de alta capacidad (autovías/autopistas). Este sistema también ha sido probado con diferentes vehículos en ensayos de laboratorio con banco dinámometro en el Instituto Universitario de Investigación del Automóvil (INSIA), de forma que la caracterización de la operatividad de esta tecnología de medida ha sido muy completa y su rango de aplicación práctica en la detección de vehículos con altos niveles de emisión de contaminantes ha quedado bien delimitado.

Dentro de la colaboración que se mantiene con el Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial (INTA) para la caracterización de emisiones producidas por motores de aviación, en el último año se han realizado varias campañas de medidas en el Centro de Ensayos de Turborreactores del INTA. En estos ensayos se han estudiado las emisiones de gases y partículas generados por diferentes motores de Rolls Royce, algunos de ellos correspondientes a nuevos modelos que en el futuro equiparán las aeronaves comerciales más grandes y potentes. Se trata de un estudio pionero en España, que deberá continuar y profundizarse.

En cuanto al trabajo de la OCEM-CIEMAT, destaca la finalización de la revisión completa de la situación de operatividad real de los Sistemas Automáticos de Medida instalados en las Grandes Instalaciones de Combustión españolas (GICs) a partir de los informes técnicos (NGC2 y EAS) durante el período comprendido entre 2010 y septiembre de 2012. Así mismo, se han cumplido todos los objetivos fijados en el convenio de colaboración firmado con el MINETUR relacionado con el seguimiento y control de las emisiones a la atmósfera procedentes de todas las GICs que operan bajo la Directiva 2001/80/CE y el RD 430/2004 y se ha continuado desarrollando el Sistema de garantía de calidad aplicado por la OCEM-CIEMAT. Por otra parte se han completado los procedimientos e instrucciones técnicas implementadas en 2011, ampliando la operatividad y funciones de la aplicación informática AGC-SAM de garantía de calidad, desarrollada y puesta en funcionamiento por la propia OCEM-CIEMAT.

LÍNEA: Suelos y Geología ambiental

En **Conservación y recuperación de suelos**, se ha continuado con la recuperación de emplazamientos contaminados por metales pesados, especialmente en zonas afectadas por mercurio, así como con el trabajo en emplazamientos contaminados por compuestos orgánicos y escombreras abandonadas relacionadas con la minería del carbón. También se prosigue con la evaluación del impacto de contaminantes sobre el hombre y el medio ambiente y el estudio de la ecología y microbiología en sistemas terrestres. Así mismo, se ha consolidado la integración de la aplicación de técnicas de teledetección en los proyectos de conservación y recuperación de suelos.

Como resultados más destacables podrían citarse los estudios realizados sobre el comportamiento del mercurio en distintos tipos de suelos y su transferencia a seres vivos en diferentes sistemas como en la comarca minera de Almadén (España) o en zonas de minería aurífera de Apolobamba y Potosí (Bolivia). Se han estudiado las transferencias del mercurio suelo-agua-biota; las emisiones de vapor de mercurio y la desorción térmica del mismo; y la transferencia suelo-cultivos y su impacto en la cadena trófica. Se ha determinado el contenido de mercurio así como de nutrientes en cenizas, y se ha estudiado su efecto en la germinación y la cinética de absorción. Se ha determinado la transferencia y el contenido de mercurio y otros elementos en cultivos de consumo humano (como por ejemplo en acelgas) así como su impacto nutricional, y se ha validado la técnica de lavado de plantas para su análisis en contenido en mercurio. También se ha evaluado el uso de vegetación natural para su apli-

cación en fitotecnologías y se ha pormenorizado el estudio de cadena trófica acuática en los ríos Alcudia y Valdeazogues (Almadén). Se ha continuado con ensayos de estrés metabólico en plantas a nivel citológico y fisiológico.

Respecto a otros emplazamientos, se han realizado estudios del impacto de la contaminación por elementos tales como plomo, zinc, cadmio, etc. Por último, se ha procedido a la caracterización de un importante emplazamiento contaminado por diesel para la planificación de su descontaminación. Este trabajo se encuentra financiado por un proyecto europeo Life denominado BIOXISOIL.

En cuanto a la aplicación de la teledetección en la conservación y recuperación de suelos, destacan la evaluación y modelización de los datos de teledetección conjuntos con el GeoForschungs Zentrum GFZ (Potsdam, Alemania), así como las campañas de campo para el estudio del manejo agrícola en suelos y su impacto en la pérdida de suelos por erosión o para el estudio de las variaciones espaciales y temporales de las comunidades vegetales de macrofitas del Parque Natural de las Tablas de Daimiel.

Igualmente destaca la campaña realizada por el investigador Thomas F. Schmid en la Antártida, principalmente en la base española Gabriel de Castilla, para el estudio de la geomorfología, la evolución del relieve, el ambiente periglacial e hidrogeología, y los cambios e impactos en la región septentrional de la Península Antártica.

Respecto al estudio de la microbiología de suelos, caben resaltar los estudios de respirometría y

microbiología edáfica realizados para ver el impacto, junto con otros parámetros físicos y químicos del suelo, que la minería del mercurio ha supuesto en la zona minera de Almadén (Ciudad Real) y la minería del carbón en El Bierzo (León). También se han realizado estudios de microbiología durante el tratamiento de residuos biodegradables y su valorización.

Con relación al estudio de los procesos de tratamiento de residuos biodegradables, se ha continuado con el desarrollo de sistemas sostenibles de producción de biogás para su uso agroindustrial y la obtención simultánea de un digestato con aprovechamiento agrícola para la restauración de suelos. Se ha estudiado la producción y aprovechamiento de biogás a partir de microalgas en un concepto de biorrefinería. Así mismo, se han realizado ensayos de producción de potencial biogás del estiércol de vacuno de engorde y a partir de residuos de la microalga *Scenedesmus sp* después de ser sometida a un proceso de extracción de aminoácidos. Finalmente, se encuentra totalmente operativa en el CIEMAT la herramienta METANIZA, para la evaluación de la sostenibilidad a nivel comarcal de la instalación de plantas de biogás agroindustrial.

En **Geología ambiental**, las actividades de I+D+I continúan con el desarrollo de los estudios hidrogeoquímicos de almacenamientos y de los estudios de termo-hidro-mecánica y geoquímica (THMG) de materiales geológicos y de barrera.

Dentro de los estudios hidrogeoquímicos, además de las campañas de muestreo y monitorización de sondeos, caben destacar la caracteriza-

ción química del agua en Casalonga (Cuenca) y en los emplazamientos de El Cabril (Córdoba) y del Centro de Recuperación de Inertes CRI-g (Huelva); así como la caracterización hidrogeoquímica y monitorización de los acuíferos superiores a la formación del emplazamiento de la planta piloto para almacenamiento de CO₂ en Hontomín (Burgos) y los primeros análisis de la composición hidrogeoquímica de aguas del nuevo almacenamiento temporal centralizado (ATC) en Villar de Cañas (Cuenca).

En los estudios de la caracterización de barreras, se han desarrollado los estudios sobre la evolución de la superficie específica BET en bentonitas sometidas a ensayos TH, los factores que controlan el funcionamiento de la barrera en el CRI-g (Huelva), los análisis químicos realizados en agua de barreras reactivas permeables, y la caracterización de propiedades hidráulicas de arcillas naturales.

En el ámbito de la caracterización termo-hidro-mecánica y geoquímica de materiales geológicos, se ha colaborado con distintas entidades internacionales, incluyendo realización de servicios técnicos, en acciones como son: el muestreo de aguas realizado en la galería FEBEX del Grimsel Test Site (Suiza); la caracterización del agua intersticial de la formación Ypresian Clays y formaciones adyacentes para AF-Consult Switzerland Ltd.; y el estudio de la geometría del sistema de poros de las facies Utrillas, para la pre y post-inyección de CO₂, mediante análisis de imágenes de tomografía computada a varias escalas en colaboración con la Universidad de Bicocca (Milán), y modelización mediante el código Pore-Cor.

Se ha obtenido el reconocimiento internacional al trabajo de grupo de THM-GQ del CIEMAT mediante la concesión, compartida con otros grupos españoles, de la medalla George Stephenson por parte de la Institution of Civil Engineers, que reconoce al segundo mejor trabajo publicado sobre ingeniería civil.

En cuanto al ámbito económico-administrativo, se firmaron tres nuevos anexos al convenio marco con ENRESA, para el muestreo e interpretación de los datos geoquímicos del CRI (Huelva), para el apoyo a la caracterización hidrogeoquímica en la C.N. José Cabrera y, finalmente, para el estudio de la hidrogeoquímica del Almacén Temporal Centralizado en Villar de Cañas (Cuenca). Se está pendiente de la firma de un cuarto anexo para el estudio de la sustrato geológico del Almacén Temporal Centralizado en Villar de Cañas (Cuenca), donde se investigará sobre los parámetros de migración de radio-nucleidos en el futuro emplazamiento del ATC.

LÍNEA: Cambio climático

En esta línea destaca por su importancia la participación del CIEMAT en la European Climate Research Alliance (ECRA) junto con siete grandes centros de investigación europeos como socios fundadores, a los que se están uniendo los más importantes centros de investigación en Europa en temas relacionados con el cambio climático.

En **Bases científicas del cambio climático**, se ha continuado con la investigación de diferentes propiedades de los aerosoles y su papel en el balance

radiativo, que permitirá mejorar los modelos climáticos. Se han realizado estudios sobre composición química, estructura (tamaño, morfología, estado de mezcla), propiedades higroscópicas, distribución vertical, distribución por tamaños,... en el marco de distintos proyectos (AEROCLIMA, PHAESIAN, MICROSOL).

Se han obtenido importantes resultados sobre la caracterización de las propiedades del aerosol marino y su actividad como núcleo de condensación en la formación de nubes. Se han realizado los primeros análisis de las muestras de ensayos de laboratorio de aerosoles de combustión sin y con envejecimiento mediante métodos de microscopía electrónica de barrido y microscopía en sincrotrón. Estos datos han permitido realizar las primeras aproximaciones para una mejora en la parametrización de la estructura de los aerosoles de combustión para la reducción de incertidumbres en modelos de cambio climático y salud.

Relacionado con la reconstrucción del clima del pasado, se han realizado estudios de variabilidad climática en el Norte de la Península Ibérica durante los últimos 12.000 años a partir del estudio de los espeleotemas que crecen en las cuevas. Se ha tenido una dedicación especial en el programa de calibración de las variables que suelen utilizarse como indicadores paleoclimáticos a través de la monitorización ambiental e hidrogeoquímica de las zonas donde se forman los espeleotemas, todo ello en el marco del proyecto Nuevos enfoques en la calibración de registros paleoclimáticos y la reconstrucción de la variabilidad climática en España, del Plan Nacional.

Se ha continuado el estudio del efecto del manejo del bosque y las perturbaciones naturales y antropogénicas en las emisiones de gases de efecto invernadero de los bosques del Sistema Central (proyecto EMAPGEI).

En **Impactos del cambio climático**, se ha investigado la influencia del cambio climático en la respuesta de los cultivos y ecosistemas europeos a la contaminación atmosférica; en particular en la respuesta de los pastos anuales, trigo y especies forestales (proyecto ECLAIRE). Así mismo, se está participando en la elaboración de un manual de cómo integrar el cambio global en la gestión de los montes españoles (proyecto Consolider Montes).

Así mismo, se han estudiado los procesos de degradación de suelos y la erosión en áreas agrícolas de secano aplicando técnicas de teledetección usando datos hiperespectrales y espectrorradiometría de campo a diferentes escalas (proyecto SoilMedSen). Además, la espectrorradiometría de campo ha sido utilizada para desarrollar un protocolo de teledetección de los efectos del cambio climático en el Parque Nacional Las Tablas de Daimiel (proyecto DECAMERON), a partir del estudio de los cambios de las comunidades de macrófitas usando un sistema de enriquecimiento de CO₂ atmosférico tipo FACE, en el que se ensayarán los efectos en la vegetación y en los ciclos biogeoquímicos bajo un escenario futuro, cuyos resultados servirán para el diseño de medidas adaptativas y programas de seguimiento para su conservación.

En **Seguimiento y monitorización del cambio climático**, se participa en la red de observación Guadarrama Monitoring Network Initiative (GUM-

NET), infraestructura del Campus de Excelencia Internacional para el seguimiento a largo plazo de variables meteorológicas, climáticas y medioambientales en la Sierra de Guadarrama.

El análisis de futuros escenarios climáticos se ha abordado mediante una nueva actividad iniciada recientemente y que tiene como objetivo el acoplamiento de modelos globales para escenarios futuros con modelos regionales WRF y CHIMERE.

En **Cambio climático y comportamiento ciudadano**, en el marco del proyecto PACHELBEL del 7PM, se han analizado los datos obtenidos mediante la aplicación de la herramienta Systematic Tool for Behavioural Assumption Validation and Exploration (STAVE). Así, en primer lugar, se han explorado los discursos y los comportamientos reales de ciudadanos en términos de sostenibilidad: ahorro de energía en el hogar, hábitos de transporte, de reciclaje, etc. A continuación, esta evidencia sobre el comportamiento ciudadano cotidiano se ha transmitido a los responsables de elaborar políticas de sostenibilidad para que la incorporen en el diseño y/o implementación de futuras iniciativas orientadas a fomentar el consumo sostenible.

En **Tecnologías medioambientales para la mitigación del cambio climático**, el Programa de almacenamiento geológico de CO₂ ha continuado trabajando, en colaboración con CIUDEN, en el desarrollo de metodologías de evaluación de riesgos y del comportamiento global del complejo de almacenamiento. Este proyecto se centra en el desarrollo de una metodología probabilista basada en redes bayesianas, para la estimación de la probabilidad de fuga

desde un almacenamiento de CO₂ y el análisis de la seguridad y de los riesgos del almacenamiento geológico profundo de CO₂ en acuíferos salobres. Esta metodología, será testada en el emplazamiento de la Planta de Desarrollo Tecnológico (PDT) de Hontomín (Burgos) tras la inyección experimental de CO₂ a 1.500 m de profundidad, a realizar en el primer semestre del año 2013.

Con anterioridad, este programa ha participado en la selección de la ubicación de la Planta piloto de almacenamiento geológico de CO₂ (PDT Hontomín) que propuso CIUDEN con motivo de su participación, junto con ENDESA, en el proyecto Compostilla OXYCFB300, uno de los 6 proyectos de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC) del Programa Energético Europeo para la Recuperación (EERP) financiados por la Comisión Europea.

Bajo este mismo acuerdo se han llevado a cabo actividades de caracterización de la seguridad en el comportamiento dinámico de la PDT de Hontomín, que han dado lugar a dos estudios relacionados, por un lado, con la potencialidad de las fallas y fracturas como estructuras de riesgo en un almacenamiento geológico de CO₂ y, por otro, con la de los pozos y sondeos profundos, estos últimos los elementos que más significativamente contribuyen al riesgo del almacenamiento geológico de CO₂.

Han continuado, así mismo, las actividades para el estudio de los sistemas naturales de almacenamiento geológico, analizando los datos obtenidos en años anteriores, todos ellos relacionados con el análogo de almacenamiento y escape natural y antropogénico del Valle Alto de Guadentín, con-

cretamente de la Cuenca de Gañuelas-Mazarrón (Murcia). Cabe destacar el premio otorgado, por segunda vez, por la Cátedra de HUNOSA 2012 de la Universidad Politécnica de Oviedo, a una tesis desarrollada en el Programa de almacenamiento geológico de CO₂ del CIEMAT.

El proyecto PSE-Characterización petrofísica de las formaciones almacén y sello de un AGP de CO₂ concluyó, en 2012, habiendo realizado los análisis de porosidad de las «facies areniscas y conglomerados del Buntsandstein» en Zaragoza, Teruel y Soria. El proyecto Caracterización petrofísica de formaciones almacén y sello de la PDT Hontomín, ha permitido realizar la caracterización petrofísica de las formaciones geológicas de la antiformal de Arroyal de Aguilar de Campoó (Palencia), en la que afloran las formaciones que han sido preseleccionadas como niveles almacén y sello de la PDT de Hontomín.

También se emitieron varios informes sobre el régimen jurídico internacional, europeo y español como parte del Acuerdo CIUDEN-CIEMAT que contempla una línea de evaluación normativa a realizar por CIEMAT-CIEDA, para la realización de estudios acerca de la normativa y problemática jurídicas relacionadas con el almacenamiento geológico de CO₂, emanadas de la Directiva 2009/31/EC, transpuesta como Ley 40/2010 de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Además se han realizado trabajos dirigidos a la evaluación de coste-beneficio y desarrollo sostenible asociados a fuentes de energías renovables en el horizonte del objetivo EU 20% en el año 2020 y en adelante (proyecto RESFORLESS).

Se han realizado investigaciones de cara a la consecución de una metodología que sea común, comparable y combinable, basada fundamentalmente en la familia de modelos MARKAL/TIMES que permita producir escenarios energéticos a largo plazo y realizar análisis energéticos y medioambientales a nivel nacional, regional y global, dentro del marco del Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP).

ÁREA: Efectos de las radiaciones ionizantes

Se destacan las actividades relacionadas con la determinación y control de los niveles de radiactividad ambiental dentro de los Programas y Redes de Vigilancia Radiológica; el desarrollo de criterios y métodos de evaluación y vigilancia relativos a la protección radiológica del público y medioambiente; y la realización de servicios e I+D+I en dosimetría externa e interna de radiaciones. También se analizan los procesos que afectan a la migración/retención de los radionucleidos en el medio natural o en barreras, dentro de la tecnología de almacenamiento de residuos radiactivos.

LÍNEA: Protección radiológica del público y del medio ambiente

En el ámbito del **Impacto radiológico de fuentes de radiación natural y artificial**, entre los resultados obtenidos destaca, dentro del proyecto de Evaluación de impacto radiológico de las centrales térmicas de carbón españolas (EVATERM), la finalización de la campaña de visitas y muestreos *in*

situ a todas las Centrales térmicas de carbón incluidas en el proyecto de colaboración firmado con la Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA). Por otro lado, dentro de los trabajos relacionados con el tratamiento de los materiales radiactivos de origen natural (NORM según su acrónimo en inglés) y de las industrias que los generan, se inició la participación en el proyecto MODARIA, del OIEA a través del lanzamiento del grupo de trabajo 5: NORM and Legacy sites, y del grupo de trabajo 3: Uncertainties in routine discharges, siendo, en este último, el CIEMAT responsable de su coordinación. Así mismo, este año el CIEMAT organizó, en colaboración con ENRESA, el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y la Sociedad Española de Protección Radiológica (SEPR), un curso sobre Protección radiológica en las industrias NORM, el cual se impartió en la sede CIEMAT-Moncloa durante el mes de noviembre.

Respecto al desarrollo de **Criterios y fundamentos de protección radiológica**, destaca la edición del informe final del proyecto PROMEDIA, financiado por ENRESA y dirigido a revisar las distintas aproximaciones desarrolladas internacionalmente para la protección radiológica del medioambiente y su comparación en escenarios considerados relevantes en España. Los principales resultados indican que la herramienta ERICA puede ser considerada como una de las herramientas más adecuadas dentro del ámbito de estudios relacionados con el impacto radiológico en biota no humana y su aplicación en la instalación de El Cabril (Córdoba) ha resultado que, incluso en una situación accidental grave, no tendría ningún impacto radiológico significativo en la flora y fauna existente en el lugar. Por otro lado, durante 2012 se continuó la participación

en la Red europea de excelencia en radioecología (STAR) del 7PM, destacando la elaboración del primer borrador de la Agenda Estratégica de Investigación en Radioecología. Así mismo, se ha realizado el informe final del proyecto APRA, financiado por ENRESA, sobre el seguimiento y participación en los desarrollos internacionales y nacionales sobre la evolución de los criterios de seguridad radiológica, con énfasis en la aplicación a la gestión de los residuos radiactivos.

En el ámbito de la **Protección radiológica en situaciones de intervención**, se encuentra la participación en la Plataforma europea de preparación para la respuesta y recuperación en las emergencias nucleares y radiológicas, donde el CIEMAT ha desarrollado un escenario de liberación accidental en la central nuclear de Ascó (Tarragona), utilizando la herramienta JRODOS. Además, ha continuado con otra serie de actividades como la organización y asistencia a reuniones en los diferentes grupos de trabajo en los que colabora, como el Processes and tools for emergency and rehabilitation preparedness at community level (LocPrep) o el Contaminated Goods, creado en junio de 2012. También, es de destacar en este ámbito, la aprobación del proyecto COUNTERFOG, incluido dentro del 7PM-Cooperación. En este proyecto se investiga el desarrollo de un sistema generador de niebla en presencia de contaminantes biológicos, químicos, radiológicos y nucleares con el fin de adoptar contramedidas más rápidas y de mayor eficiencia en situaciones de emergencias.

Por último, en el campo del desarrollo de **Metodologías, modelos y herramientas de evaluación**

del impacto radiológico, destacan: el inicio del proyecto ENSURE, relacionado con la remediación de territorios e instalaciones contaminados por uranio en la zona de Dnieprodzerchynsk (Ucrania); el proyecto de descripción de las actividades humanas en regiones españolas con climas cálidos del tipo Cr y Cs y su estimación de las tasas diarias de consumo de alimento en estas regiones; el proyecto ERIBIO, relacionado con la evaluación de los riesgos asociados a la biota debido a exposiciones ionizantes; y por último, el proyecto MODAS, donde se realizarán desarrollos en I+D para evaluaciones de impacto radiológico ambiental dentro de la gestión de materiales y residuos radiactivos.

Durante este periodo se ha formalizado el informe final del proyecto TRANSFER, financiado por ENRESA, sobre el análisis de datos, la obtención de parámetros y la modelización del comportamiento de los radionucleidos en la biosfera.

LÍNEA: Radiactividad ambiental y vigilancia radiológica

Las actividades realizadas en esta línea se desarrollan en torno a la realización de los controles preventivos para el Programa de vigilancia radiológica ambiental (PVRA) del CIEMAT. El control radiológico se extiende a la Villa de Madrid, contribuyendo con estudios y datos de su estación fija perteneciente a la Red espaciada del CSN, y al control de las aguas termales en los balnearios españoles.

Adicionalmente se ofrecen servicios técnicos a clientes que demandan análisis de muestras

ambientales, además de los controles de calidad de los PVRA de algunas centrales nucleares españolas y de otro tipo de instalaciones nucleares (ENRESA, UNESA) y el estudio radiológico de la red de abastecimiento del Canal de Isabel II, al estar acreditado por la Entidad Nacional de Acreditación (ENAC) para la realización de este tipo de ensayos.

Cabe destacar la realización de evaluaciones de los ejercicios intercomparativos de los laboratorios españoles de medida de la radiactividad ambiental para el CSN y las centrales nucleares, en estrecha colaboración con el Laboratorio de metrología de radiaciones ionizantes (LMRI) del CIEMAT. Además, se participa en ejercicios de intercomparación y pruebas de capacitación en diversos tipos de muestras ambientales para asegurar un adecuado control de calidad de los resultados emitidos.

Entre los resultados obtenidos en 2012, destaca la acreditación por la ENAC de los métodos analíticos de determinación del índice beta total/beta resto en muestras de agua y de determinación de emisores gamma por espectrometría gamma en muestras ambientales. También, la emisión de dos informes como publicaciones CIEMAT en los que incluyen, por un lado, los resultados de la calibración de los sistemas de detectores de espectrometría de alta resolución, de acuerdo con la normativa internacional y con los criterios de calidad impuestos por el sistema de calidad interno de la unidad de Radiactividad ambiental y vigilancia radiológica; por otro lado, se publicó el informe relacionado con el procedimiento de visualización de las pruebas de capacitación por medio de la «Gráfica-Kiri». La aplicación informática desa-

rollada, permite mejorar las evaluaciones de los resultados obtenidos en ejercicios de intercomparación entre laboratorios de radiactividad ambiental españoles, permitiendo analizar la desviación de las incertidumbres dadas por los laboratorios.

LÍNEA: Dosimetría de las radiaciones ionizantes

El Servicio de dosimetría de radiaciones del CIEMAT se destaca por la renovación de la acreditación de la ENAC, en base a la norma ISO IEC 17025, en reconocimiento de su competencia técnica para la realización de ensayos de dosimetría de radiaciones. De esta manera, el Servicio de dosimetría se convierte en el primero, a nivel nacional, acreditado en dosimetría interna y uno de los primeros servicios acreditados, a nivel europeo, para la asignación de dosis interna debida a la incorporación de radionucleidos. Hay que resaltar que es también uno de los pocos servicios acreditados en España para la realización de ensayos de dosimetría personal externa, dosimetría ambiental y de área.

En **Métodos y modelos matemáticos aplicados a la dosimetría de radiaciones**, destacan, por un lado, la publicación en la revista *Medical Physics* de los resultados obtenidos en la evaluación sobre la dosis absorbida de radiaciones ionizantes en pacientes con tratamiento de radioterapia, procedente de aceleradores multiláminas y, por otro, la finalización del desarrollo de un espectrómetro de neutrones de esfera única basado en láminas de activación de Disprósio (Dy-SSS, su acrónimo en inglés), con sensibilidad en el rango de alta energía (hasta 150-200



MeV). Este primer prototipo fue evaluado durante 2012 en los laboratorios del Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN) en Italia, donde los resultados muestran su aplicabilidad para dosimetría de área, concretamente para el campo neutrónico de los aceleradores de uso clínico.

En relación a la **Dosimetría de radiación interna**, se realizaron actividades de apoyo técnico y transferencia de conocimiento en el ámbito de cálculo de dosis por exposición interna, destacando: las labores realizadas dentro del acuerdo CIEMAT-TECNATOM, las actividades de tutoría como experto externo en una tesis doctoral que se desarrolla en el Helmholtz Zentrum München (HMGU) en Alemania; y la colaboración con el National Institute of Radiological Sciences (NIRS) de Japón para la revisión de los proceedings del 1^{er} congreso sobre Reconstruction of early internal dose in the TEPCO Fukushima Daiichi Nuclear Power Station accident, relacionado con el accidente de Fukushima, y gracias a lo cual el CIEMAT ha sido invitado a participar en su segunda edición y a realizar una visita técnica a la zona restringida de las centrales nucleares de Fukushima Daiichi y Fukushima Daini.

Por otro lado, continuaron las labores de calibración y control de calidad de las técnicas de medida *in vitro* en el Laboratorio de bioeliminación e *in vivo* en el contador de radiactividad corporal, y las actividades de evaluación de las dosis por exposición interna de trabajadores expuestos y de clientes externos (procedentes de los servicios técnicos). Como Centro de referencia, además de seguir participando en ejercicios de intercomparación, se llevó a cabo la organización del ejercicio de intercom-

paración a Geocisa a instancias del CSN. En el Laboratorio de actínidos ICP-SMS se desarrolló y validó un método analítico para la reevaluación del contenido de plutonio en planchetas de espectrometría alfa, mediante las técnicas de ICP-SMS y AMS, donde se ha obtenido una notable mejora en el límite de detección frente a las técnicas radiométricas convencionales existentes. Se destaca la participación en el ejercicio de intercomparación de la Association pour la Promotion du Contrôle de Qualité des Analyses de Biologie Médicale en Radio-toxicologie (PROCORAD) para la cuantificación de uranio en orina, cuyo resultado ha sido el reconocimiento al CIEMAT, por el Comité PROCORAD y los miembros del Consejo científico, como el mejor laboratorio participante en este ejercicio de intercomparación.

En **Dosimetría de radiación externa**, se realizaron alrededor de 13.000 determinaciones de la dosis equivalente personal que generaron diversos informes de dosimetría personal externa a clientes, de distribución de dosis para el CSN e informes preceptivos al Banco Dosimétrico Nacional. Así mismo, se realizaron ensayos adicionales para la caracterización del lector de dosímetros Panasonic UD-716, por requerimiento del CSN y se dio apoyo al Laboratorio de dosimetría individual de radiación externa (DIRE) del IST/ITN en Sacavem (Portugal). Respecto a la dosimetría ambiental, se llevaron a cabo servicios técnicos, tanto internos de apoyo al Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC), como a clientes externos; los cuales supusieron alrededor de 900 determinaciones de la dosis equivalente medioambiental y sus correspondientes informes asociados.

Por último, en **Dosimetría retrospectiva**, se determinó la emisión luminiscente de la sal común (habitual componente de mezclas preparadas) como material para detectar mezclas de especias y condimentos potencialmente irradiados. Además, se realizó la caracterización de las propiedades luminiscentes de cuarzos naturales de origen metamórfico e hidrotermal para su posible uso en dosimetría retrospectiva y se estudió la emisión luminiscente de una piedra semipreciosa (albita) para su posible uso como dosímetro ultravioleta (proyecto EXPLORA).

LÍNEA: Físico-química de actínidos y productos de fisión

En el ámbito de los **Procesos de adsorción de radionucleidos en superficies minerales**, se han realizado estudios sobre la retención de radionucleidos (Cs, U, Se, Eu...) en granitos de diversas procedencias (Suecia, Suiza y España), utilizando distintas metodologías. Así mismo, se han realizado estudios, por un lado, de sorción para la aplicación de modelos mecanicistas y, por otro, a escala microscópica mediante la aplicación de técnicas nucleares de haces de iones. Todo ello en colaboración con el Laboratori Nazionali di Legnaro del Istituto Nazionale di Fisica Nucleare (INFN-LNL) en Padova (Italia), y, enmarcados en el proyecto CROCK del 7PM.

En el proyecto CELUCEM, financiado por el Ministerio de Economía y Competitividad (MINECO), se ha investigado la adsorción de diferentes actínidos tri y tetravalentes en presencia de materia orgánica, donde se ha observado que la solubili-

dad de los actínidos en presencia de materia orgánica aumenta de forma significativa.

Respecto al **Transporte de radionucleidos en el medioambiente**, los estudios se han centrado en la obtención de parámetros de sorción/retención de radionucleidos (coeficientes de distribución) sobre los morteros y hormigones con los que se acondicionan los residuos radiactivos y con el material arcilloso de cobertura, así como en el estudio del transporte a través de dichos materiales, donde se ha obtenido el coeficiente de difusión del tritio y ^{137}Cs , para su aplicación en el almacenamiento de baja y muy baja actividad de El Cabril (Córdoba). Así mismo, se ha participado en el diseño de la barrera reactiva que se ha instalado en el CRI-9 (Huelva) para la retención del ^{137}Cs . En concreto, se ha analizado, en las aguas de transporte del contaminante, la influencia de la concentración de iones K^+ y NH_4^+ sobre la capacidad de retención de la barrera, siendo estos los principales competidores por los sitios de sorción disponibles sobre la misma, por lo que su eficacia es función de la presencia y concentración de ambos cationes. Tanto los estudios para El Cabril, como para los del CRI se encuentran enmarcados en sendos proyectos en colaboración con ENRESA. Además, dentro del proyecto NANOBAG del MINECO, se ha realizado el estudio sobre la capacidad de retención de contaminantes (Cd, Cs, Se, Ga...) de distintas nanopartículas (Al_2O_3 , CuO , TiO_2 ,...), así como en materiales arcillosos de distinta naturaleza, para su aplicación en barreras geoquímicas a la contaminación.

Por último, en la evaluación del **Papel de los coloides y nanopartículas en el transporte de conta-**

minantes, dentro del proyecto BELBAR del 7PM, se han analizado los principales mecanismos que pueden producir la erosión de la barrera de bentonita en un almacenamiento de residuos radiactivos. La erosión de la barrera es un punto fundamental a estudiar por dos factores: a) la durabilidad de la barrera a largo plazo, y b) la posible generación de coloides de bentonita que podrían facilitar el transporte de radionucleidos. Además, se ha analizado la migración y la adsorción de contaminantes (Cs y U) en presencia de estos coloides.

ÁREA: Estudios de sistemas energéticos y medioambientales

Dentro de esta área se incluyen aquellas actividades de I+D+I relacionadas con el estudio o la evaluación de diferentes aspectos relacionados con las tecnologías energéticas y medioambientales, como son los aspectos socioeconómicos y ambientales del ciclo completo de las tecnologías energéticas, especialmente de las emergentes como la solar, eólica, biomasa o la fusión nuclear; los aspectos psicosociales, que determinan la influencia de la actuación humana y social en la tecnología, seguridad operacional y el medio ambiente de los sistemas complejos además de la percepción social a los nuevos desarrollos tecnológicos existentes en la actualidad.

Por otro lado, el CIEMAT también desarrolla estudios de prospectiva y vigilancia tecnológica con una larga experiencia en la elaboración de estos informes, tanto por petición del CIEMAT como por demanda externa, que sirven de base para la planificación y la toma de decisiones estratégicas.

LÍNEA: Investigación sociotécnica

En el ámbito de la investigación en **Percepción del riesgo, comunicación y aceptación social**, se ha finalizado el estudio de aceptación social del proyecto Compostilla de captura y almacenamiento de CO₂. Basado en un análisis a partir de la encuesta elaborada con una muestra de residentes en la Comunidad de Castilla y León, así como un estudio multi-método con residentes en los emplazamientos seleccionados, el estudio ha permitido recoger de modo sistemático las creencias, preocupaciones y niveles de comprensión y aceptación de los ciudadanos afectados por el proyecto de almacenamiento subterráneo.

En el marco del Programa Socio-Economic Research on Fusión (SERF) del European Fusion Development Agreement (EFDA), se ha implementado un estudio orientado a comprender los cambios en la cobertura en prensa de la energía nuclear de fusión y de fisión tras el accidente de Fukushima (Japón). El análisis de una muestra elevada de artículos publicados en periódicos españoles e internacionales ha permitido evaluar las diferencias en la presentación en los medios de la energía nuclear de fusión y de fisión, así como registrar el impacto diferencial del accidente de Fukushima en la cobertura de ambas tecnologías energéticas.

En 2012 se concedió al Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT) el proyecto del Plan Nacional denominado Nuevas estrategias para la implicación del público en el control de la contaminación atmosférica urbana. Así mismo, se aprobó su participación en el subproyecto 3 «Consumer

Goods» del proyecto Innovative integrative tools and platforms to be prepared for radiological emergencies and post-accident response in Europe (PREPARE), del 7PM - Fisión, en colaboración con la unidad de Protección radiológica del público y del medio ambiente.

En el marco de la investigación en **Cultura de organizaciones de alta fiabilidad**, se han identificado los factores organizativos considerados relevantes para la seguridad y el rendimiento de instalaciones de alta fiabilidad y se han revisado los avances existentes en las metodologías de evaluación de cultura de seguridad, aplicadas a la industria nuclear y la gestión de residuos radiactivos. Así mismo, durante este año se ha continuado trabajando en evaluaciones de cultura de seguridad en centrales y otras instalaciones nucleares, destacando el estudio realizado para la Asociación Nuclear Ascó-Vandellós (ANAV).

Por último, en el ámbito de los **Factores humanos**, destaca el análisis realizado en estudios reales de validaciones integradas de salas de control, donde se consideraron siete métodos de validación de salas de control híbridas y avanzadas de centrales nucleares, una aproximación reguladora a la evaluación basada en la actuación además de las directrices y estándares internacionales aplicados en el contexto de los factores humanos. Durante este año, el CIEMAT ha continuado colaborando en el área de Persona-Tecnología-Organización (MTO) del proyecto Reactor Halden participando en el grupo de expertos HAMMLAB Experimental Programme Advisory Group (HEPA) y Halden Programme Group (HPG).

LÍNEA: Análisis de sistemas energéticos

Entre las actividades desarrolladas en el ámbito de los **Aspectos socioeconómicos en sistemas energéticos**, destaca la evaluación, tanto en la tecnología solar termoeléctrica como en cultivos energéticos, de los impactos socio-económicos y medioambientales, utilizando respectivamente, matrices de contabilidad social y la metodología de análisis de ciclo de vida (ACV) (proyecto INER). En relación al desarrollo de estrategias que sirvan para incrementar la producción sostenible de las energías renovables en Europa (proyecto RESFORLESS), se ha diseñado y desarrollado un estudio de casos relacionado con la energía termosolar producida en España como ejemplo del uso de los mecanismos de cooperación intracomunitarios previstos en la Directiva de Energías Renovables 2009/28/EC. Por último, se ha analizado si, y bajo qué condiciones, la implementación de los mecanismos de cooperación con terceros países de la Directiva 2009/28/EC puede ser un instrumento adecuado para la promoción de las energías renovables en terceros países con resultados beneficiosos para Europa (proyecto BETTER).

Respecto al **Análisis de ciclo de vida de procesos energéticos**, se ha desarrollado el ACV y análisis económico del cultivo Triticale como cultivo energético de producción de electricidad, considerando tres zonas españolas: Soria, Navarra y Extremadura (proyecto PSE-cultivos). Con respecto al proyecto GEI-IDAE, destaca la mejora de la herramienta de cálculo de gases de efecto invernadero CALCUGEI, donde se han incorporado, entre otros datos, nuevos cultivos como el maíz y la remolacha. Así mismo, se ha desarrollado una metodología

para el análisis de la calidad de inventarios de análisis de ciclo de vida, que se ha aplicado a los inventarios de sistemas energéticos actualmente disponibles en la base de datos de la Comisión Europea, European Life Cycle Database (ELCD). Por último, se ha mantenido el apoyo técnico solicitado por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente relativo a los criterios de sostenibilidad y ahorro de emisiones de CO₂ de los biocarburantes.

En el ámbito de la **Modelización de sistemas energéticos**, se ha actualizado el modelo energético EFDA Times (ETM), teniendo en cuenta el papel de las tecnologías de producción eléctrica procedente de aquellas energías renovables consideradas posibles competidoras de la fusión nuclear a largo plazo (proyecto SERF: EFDA TIMES). Además, en el proyecto COMET, se han construido diferentes escenarios para la identificación de la infraestructura óptima de almacenamiento y transporte de CO₂, analizando en cada escenario, tanto a medio como a largo plazo, diferentes resultados como las emisiones de CO₂, la red de transporte de CO₂, etc, para cada uno de los países y regiones incluidos en el proyecto.

LÍNEA: Inteligencia y prospectiva

Las actividades que se realizan tienen como objetivo incorporar la vigilancia tecnológica y la inteligencia competitiva en la investigación, como soporte para el desarrollo de actividades y proyectos, dentro del proceso de innovación, y como apoyo para la toma de decisiones estratégicas. Siguiendo una metodología propia para la bús-

queda, análisis y explotación de información dentro de su sistema, certificada según la norma UNE 166006:2011, se han desarrollado diferentes productos para las distintas partes interesadas junto con la identificación de los entornos de interés para el CIEMAT. Uno de estos productos es el Boletín de biomasa con información sobre las tecnologías y procesos para la utilización de este recurso para producir calor, electricidad y biocombustibles. Este boletín, publicado trimestralmente, se elabora en colaboración con la Oficina Española de Patentes y Marcas (OEPM), formando parte de los servicios de información tecnológica que ofrece sobre materia de Propiedad Industrial.

Durante este año 2012 se han elaborado quince informes de Vigilancia en diversas áreas temáticas como análisis del entorno investigación - industria para vehículos híbridos y eléctricos de gran tonelaje, tecnologías para electrodos de pilas de combustible poliméricas o las patentes relacionadas con ciclotrones de pequeño tamaño, compactos, utilizados para la producción de radioisótopos para aplicaciones médicas. Respecto a años anteriores, se ha producido una disminución en el número de informes solicitados por clientes externos al CIEMAT y se ha detectado un importante aumento en los informes iniciales de patentabilidad solicitados por la Oficina de Transferencia de Tecnología.

Con respecto a las actividades de prospectiva se ha participado en el estudio «Presente y futuro de la oferta y demanda de energía en España: políticas, regulación, tecnología y economía» elaborado por el Club Innovación y Futuro. El objetivo era analizar el sector de la energía en el 2025, desarrollando una visión sobre como podría ser el escenario energéti-

co en el horizonte previsto en el estudio evaluando las consecuencias de la actual situación de crisis. Como resultado se destaca el papel de la innovación en el diseño de un sistema energético más sostenible basado en nuevas tecnologías y acelerando su entrada en los mercados y creando nuevas oportunidades, impulsando la economía y el empleo.

Continuando la colaboración con la Universidad Austral de Chile se ha participado en el proyecto Convenio de Desempeño Innovación Basado en la Ciencia, dentro del programa MECESUP, Mejoramiento de la Calidad y Equidad de la Educación. Se trata de dar soporte técnico para la elaboración de estudios de inteligencia y prospectiva, incluyéndose actividades para diseñar procedimientos para identificar y valorizar el capital intelectual como apoyo a la transferencia de tecnología y conocimiento.

Se participa en el Comité Delegado de Estrategia de la Alianza para la Investigación y la Innovación (ALINNE), creado como instrumento para contribuir a definir una estrategia nacional que refuerce nuestro liderazgo internacional en el campo de la innovación en energía. El objetivo es ofrecer consejo cualificado para la toma de decisiones en la Alianza en temas relacionados con la definición de estrategias políticas y públicas que permitan alinear las necesidades y las capacidades de que se dispone.

Se ha colaborado en las actividades del Grupo de trabajo de Estadísticas de Energía, creado por Instituto Nacional de Estadística, cuyos resultados se recogen en el documento «Estadísticas de Energía», donde se analizan las deficiencias y omisiones existentes en la información que debe remitir España a Eurostat, en función del análisis realizado sobre los datos pro-

ducidos por los diferentes organismos responsables de las operaciones estadísticas sobre energía.

También se ha participado en los grupos de trabajo Think Tank de Innovación en el Área de la Energía y Grupo de Trabajo de Ahorro y Eficiencia Energética de ENERCLUB y en los de AENOR sobre Vigilancia Tecnológica y Transferencia de Tecnología.

10.5 CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (CENER)

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada y en el desarrollo y fomento de las energías renovables. Cuenta con una alta cualificación y un reconocido prestigio nacional e internacional.

La Fundación CENER-CIEMAT inició su actividad en el año 2002 y su Patronato está formado por el Ministerio de Economía y Competitividad, Ciemat, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Gobierno de Navarra. En la actualidad, presta servicios y realiza trabajos de investigación en 6 áreas: eólica, solar térmica y solar fotovoltaica, biomasa, energética edificatoria e integración en red de las energías renovables.

CENER está dotado de infraestructuras tecnológicas de última generación, con los más modernos laboratorios e instalaciones a nivel mundial, destacando especialmente el Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (una infraestructura única en el mundo), el Parque Eólico Experimental, el Centro de Biocombustibles de 2ª generación y una Microrred.



Las principales instalaciones de CENER son:

Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA)

Se trata de una infraestructura dedicada a pruebas y ensayos de aerogeneradores abarcando desde el análisis de los componentes hasta el de aerogeneradores completos, según normas internacionales. El LEA integra cinco centros de ensayo de última generación entre los que se encuentran:

- Laboratorio de Ensayos de Palas,
- Laboratorio de Ensayos de Tren de Potencia (comprende Banco de Ensayo de Tren de Potencia, Banco de Ensayo de Generadores, Banco de Ensayos de Nacelle, y Banco de Montaje de Nacelles),
- Laboratorio de Materiales Compuestos y Procesos,
- Ensayos en Campo de Aerogeneradores y
- Parque Eólico Experimental (Sierra de Alaiz)

Centro de Biocombustibles de Segunda Generación CB2G

Este centro está diseñado para desarrollar y validar a escala preindustrial nuevos procesos de producción de biocombustibles de 2ª generación, permitiendo reducir el tiempo de puesta en el mercado de estos procesos y el riesgo asociado a los mismos. En esta instalación se puede procesar un amplio rango de biomásas (herbáceas y leñosas), incluir una amplia gama de pre-tratamientos adecuados a las diversas biomásas y procesos de conversión, disponer de capacidad para el desarrollo de procesos de producción de una amplia gama de

biocombustibles de 2ª generación, y operar de forma continua en ensayos de larga duración simulando las condiciones industriales, de modo que los resultados obtenidos y los desarrollos realizados puedan ser extrapolables a escala industrial.

Incluye:

- Laboratorio para el tratamiento y caracterización de muestras de proceso, Unidad de Pretratamiento Físico de Biomasa.
- Unidad de Gasificación: Reactor de Lecho Fluido Burbujeante con una Potencia nominal: de 2 MWt.
- Módulo Bioquímico: Instalación capaz de trabajar en diferentes configuraciones (SHF, SSF, CBP) y de llevar a cabo diversos procesos de fermentación tanto en aerobiosis como en anaerobiosis.
- Unidad de pretratamiento.
- Hidrólisis enzimática con elevado contenido en sólidos.
- Batería de fermentadores totalmente monitorizados y preparados para operación en aerobiosis y anaerobiosis.
- Reactor de propagación de microorganismos.

Microrred ATENEA

Microrred orientada a aplicaciones industriales con una potencia de 100 kW. Cubre parte de los consumos eléctricos del Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores-LEA- y del alumbrado del polígono industrial Rocaforte. También puede ser utilizada como banco de ensayos para nuevos equipos, sistemas de generación, almacenamiento de energía, estrategias de control y sistemas de protección. Puede operar en modo aislado y en modo conectado a la red.

Consta de los siguientes equipamientos:

- Turbina eólica de 20 kW full-converter.
- Instalación Fotovoltaica de 25 kWp.
- Generador Diesel de 55 KVA.
- Microturbina de Gas de 30 kW con aprovechamiento térmico.
- Baterías de Plomo-Ácido. (50 kW x 2 horas)
- Batería de flujo, (50 kW x 4 horas)
- Batería de ion Litio, (50 kW x ½ hora)
- Supercondensadores (30 kW x 4sg)
- Cargas trifásicas de 120 kVA.
- Vehículo eléctrico.
- Luminaria del polígono industrial y oficina.

Actividades y proyectos de I+D

Durante el año 2012 CENER ha incrementado sus esfuerzos para participar en proyectos competitivos de I+D+i, sobre todo de colaboración europea. En los últimos dos años CENER también ha incrementado su presencia en foros internacionales. Se ha reforzado su papel en la Alianza Europea de Investigación en Energía (EERA), siendo miembro de los JP de eólica (coordinación de subgrupo de infraestructuras); biomasa; solar térmica; fotovoltaica y redes inteligentes. En relación con la Agencia Internacional de Energía CENER es representante de España en el «Renewable Energy Working Party», es coordinador de las tarea 11 («Base technology information exchange») y tarea 39 («WAKEBENCH: Benchmarking of wind farm models») de IEAWind; y participa en diferentes tareas de SolarPACES, IEA-SHC, PVPS, IEAHIA. A parte de estas contribuciones CENER es miembro de varias plataformas tecnológicas

(nacionales y europeas), PPP, JTI, asociaciones del sector y colabora con diferentes Comités de Estandarización y Certificación.

Las actividades y los proyectos más significativos de los diferentes departamentos de CENER en 2012 han sido:

Departamento de Eólica

El Departamento de Energía Eólica de CENER tiene como finalidad desarrollar actividades de investigación aplicada y asesoramiento técnico en el ámbito de la energía eólica, prestando servicio a todos los agentes del sector, como son: promotores, fabricantes, entidades financieras, operadores, asociaciones y administraciones públicas, tanto nacionales como internacionales.

Se trata de mejorar la eficiencia y por lo tanto la competitividad de un sector en plena evolución. En este sentido, el Departamento de Energía Eólica de CENER está trabajando en diversos proyectos de investigación, tanto por iniciativa propia como en cooperación con centros tecnológicos, instituciones y empresas.

Además del equipo multidisciplinar, merece la pena destacar las importantes infraestructuras tecnológicas de las que dispone el Dpto. de Eólica: el Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (único en el mundo), un Centro de Proceso de Datos, y un Parque eólico experimental en terreno complejo.

Los principales proyectos de I+D han sido:



- WAUDIT-Wind resource assessment audit and standardization (FP7 Marie Curie; coordina CENER)
- WAKEBENCH-(IEA task coordination)
- SAFEWIND-Multi-scale data assimilation, advanced wind modeling and forecasting with emphasis to extreme weather situations for a secure large-scale wind power integration (FP7)
- EERA-DTOC-EERA Design Tools for Offshore Wind Farm Cluster (FP7)
- INNWIND-Innovative Wind Conversion Systems (10-20 MW) for Offshore Applications (FP7)
- FLOATSOLUTIONS-Sensorización, diseño, y optimización de cable dinámico, diseño y optimización de estructura offshore, análisis de fatiga, materiales y monitorización. (MICINN-INNPACTO)
- NANOMICRO-Nanomicrocementos y su aplicación en torres eólicas de hormigón (MICINN-INNPACTO)
- EMERGE- Investigación y desarrollo de un sistema para generación eólica offshore en aguas profundas (MICINN-INNPACTO)
- Proyecto INNTECMAR. Se trata de un proyecto offshore con base en las Islas Canarias.
- Proyecto NTP Nuevas Tecnologías de Palas para el desarrollo de uniones modulares y Palas inteligentes. Innocash.
- Global Wind and Solar Atlas. CENER contribuyó en 2012 con dos mapas de Europa y la Península Ibérica que ya se encuentran en el catálogo de mapas de IRENA a disposición de los usuarios que deseen consultarlos.

Departamento de Fotovoltaica

El departamento de Energía Fotovoltaica tiene como objetivo principal la reducción del coste del

kWh producido por medios fotovoltaicos. Es el punto intermedio entre la investigación básica y los entornos industriales de fabricación.

La actividad de I+D+I se complementa con servicios de validación y certificación de componentes, incluida la de plantas fotovoltaicas de generación de energía eléctrica.

Gracias a la variada cualificación técnica de sus miembros, las actividades del Dpto. abarcan actividades que van desde el estudio de los materiales y tecnologías de célula, hasta la instalación fotovoltaica una vez finalizada y produciendo energía.

El Departamento de ESFV está constituido por 2 entornos de conocimiento: Sistemas Fotovoltaicos y Células Fotovoltaicas.

El Departamento de Energía Solar Fotovoltaica de CENER también colabora en proyectos de cooperación internacional patrocinados por AECI y en iniciativas de la agencia Internacional de la Energía (IEA)

Realiza actividades de certificación de módulos fotovoltaicos, diagnóstico de defectos y ensayos de rendimiento, medida y caracterización de células y módulos fotovoltaicos.

Los principales proyectos en 2012 han sido:

- Actividades de certificación de módulos fotovoltaicos de acuerdo a la normativa IEC y módulos de concentración.
- SIGMATRACKER-La innovación de los seguidores para sistemas de Concentración Fotovoltaica en España (MICINN-INNPACTO)

- SIGMAPLANTAS-La innovación en las plantas y modelos de sistemas de concentración fotovoltaica en España (MICINN-INNPACTO)
- S-LIGHT-Soluciones Fotovoltaicas Multifuncionales para Integración en Edificios basados en Materiales Ligeros (MICINN-INNPACTO)
- ECLIPSE-Módulo Fotovoltaico ECLIPSE para Invernaderos (MICINN-INNPACTO)
- Nuevos módulos fotovoltaicos multifuncionales (MICINN-INNPACTO)
- SOLARROK-PHOTOVOLTAIC Clusters Development and Implementation Measures of a Seven Region Strategic Joint Action Plan for Knowledge-based Regional Innovation (FP7-ROK)
- Analysis of CSP potential and prefeseability study in ECOWAS region - Mali, Burkina Faso, Niger, Ghana and Nigeria (Internacional)
- Proyecto TONATIUH Programas de simulación y diseño de plantas termosolares para EDF.
- Detarrollo de tecnologías avanzadas de centrales de torre.
- Desarrollo de heliostato avanzado.
- Stephanie, programa de simulación de centrales eléctricas termosolares.
- Presidencia del Comité Ejecutivo del Programa SOLAR-PACES de la Agencia Internacional de la Energía y participación en el Comité Científico de ESTELA

Departamento de Solar Térmica

El Departamento de Energía Solar Térmica de CENER ofrece servicios tecnológicos y realiza actividades de investigación aplicada, relacionados con los sistemas de conversión térmica de la energía solar para producción de electricidad, agua caliente sanitaria, frío y calor de proceso.

Su principal objetivo consiste en contribuir a la mejora del estado del arte de las tecnologías termosolares, facilitando de esta forma su implantación en el mercado.

Los principales proyectos de I+D han sido:

- QAIST-Quality Assurance in Solar Thermal Heating and Cooling Technology: keeping track with recent and upcoming developments (CIP-IEE)
- EU GCC Clean Energy Network (Internacional)

Departamento de Biomasa

El Departamento de BIOMASA de CENER realiza actividades de investigación aplicada en energía de la biomasa, prestando servicios a todos los agentes del sector: asociaciones, administraciones públicas, usuarios, productores, entidades financieras, etc. Su principal finalidad consiste en contribuir a mejorar las condiciones técnico-económicas de aprovechamiento de este tipo de energía.

Los principales proyectos de I+D han sido:

- SECTOR-Production of Solid Sustainable Energy Carriers from Biomass by Means of Torrefaction (FP7)
- LogisticEC-Logistic for Energy Crops' Biomass (FP7)
- BIOCLUS - Developing innovation and research environment in five European regions in the field of sustainable use of biomass resources (FP7-ROK)

- ENERMAS - Valorización energética de la biomasa a través de la plataforma Val-thERA (INTERREG SUDOE)
- VALUE - Intercambio y Transferencia Tecnológica sobre valorización de residuos de la industria de transformados vegetales del SUDOE (INTERREG - SUDOE)
- BIOBUTANOL - Valoración de la producción y uso de Biobutanol en motores de gasolina (Proyectos I+D - Gobierno de Navarra)
- ENERGREEN - Superación de las barreras al desarrollo de cultivo de microalgas con fines bioenergéticos (INTERREG - POCTEFA)

Departamento de Energética Edificatoria

El Departamento de Energética Edificatoria de CENER se dedica principalmente al estudio y a las aplicaciones de la energía en la edificación. Trabaja para impulsar una nueva arquitectura y un urbanismo más eficiente energéticamente, donde las energías renovables desempeñen un papel fundamental, de forma coherente con el contexto energético y medioambiental, y alineados con los objetivos europeos para la mitigación del efecto del cambio climático y la reducción de la dependencia energética.

Los principales proyectos de I+D han sido:

- ECO-CITY - Concerto Tudela - Joint ECO-City developments in Scandinavia and Spain (FP6)
- ENTRANZE - Policies to enforce the transition to nearly zero energy buildings in the EU-27 (CIP-IEE)
- EU- GUGLE. Proyecto dentro del 7º programa Marco de la UE, coordinado por CENER consis-

tente en el desarrollo de 6 proyectos piloto de rehabilitación energética de barrios en Europa.

Departamento de Integración en Red

El Departamento de Integración en Red de Energías Renovables tiene como finalidad la investigación y el desarrollo de los sistemas que permitan una mayor y mejor integración de las energías renovables en la red eléctrica.

En el Departamento se analizan los problemas que se pueden producir en el sistema eléctrico por un aumento de la penetración de las energías renovables en el mix energético, proponiendo medidas encaminadas a una adecuada gestión del sistema, incluyendo sistemas de acumulación de energía.

Los principales proyectos de I+D en 2012 han sido:

- OPTIMAGRID - Sistemas inteligentes de optimización y autogestión de micro-redes con energías renovables aplicados a áreas industriales en la zona SUDOE (INTERREG SUDOE)
- STORE - Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable Energy (CIP-IEE)
- Batterie-Better Accessible Transport to Encourage Robust Intermodal Enterprise (Atlantic Area Trans-national Program 2007-2013. FEDER)
- Desarrollo de la microrred ATENEA.

10.6 CENTRO NACIONAL DE EXPERIMENTACIÓN EN TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE (CNH₂)

El Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH₂) es una instalación de nueva creación dedicada a la investigación y desarrollo de las tecnologías de hidrógeno, desde la generación, almacenamiento y purificación, hasta la transformación del hidrógeno mediante las pilas de combustible, además de la integración de dispositivos y aplicaciones con estas tecnologías y todo lo relativo a desarrollo de normativa y seguridad.

Dentro de los objetivos principales del CNH₂ se encuentran:

- Disponer y gestionar una instalación experimental flexible y evolutiva, con capacidad para introducir experimentos de avances científicos y tecnológicos, estando al servicio de toda la comunidad científica y tecnológica nacional y abierto a la colaboración internacional.
- Promover el desarrollo de tecnología. Escalado, experimentación, demostración, certificación, verificación y homologación.
- Concebir un nuevo sector económico industrial, y todo el tejido industrial generado en torno a las pilas de combustible y el hidrógeno.
- Desarrollar la investigación científica y ayudar a las empresas a obtener productos de nivel industrial, cubriendo el hueco existente entre investigación e industria.

El CNH₂ se divide en Departamentos:

- Departamento Técnico: Tiene como misión realizar la investigación, desarrollo y análisis de equipos relacionados con las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible y su integración
- Departamento de Investigación: Desde el Departamento de Investigación se acometen las actividades de investigación propia del Centro, así como las actividades de apoyo a las organizaciones e investigadores externos.
- Departamento de Relaciones Externas: El objetivo fundamental del Departamento de Relaciones Externas es el de diseñar, gestionar y ejecutar todas aquellas acciones que afecten a las relaciones del Centro las entidades nacionales e internacionales de su entorno

Las principales línea de investigación que se desarrollan en el CNH₂ son:

- Normativa.
- Producción de hidrógeno: electrolisis, procesos fotolíticos, procesos químicos de tratamiento de biomasa, tecnologías de combustibles fósiles.
- Almacenamiento de hidrógeno: hidrógeno líquido y gaseoso, hidruros metálicos, hidruros químicos, materiales porosos.
- Transformación de hidrógeno: tecnología PEM-FC, tecnología SOFC, sistemas de combustión.
- Integración de sistemas: estacionarios, portátiles y transporte.
- Implantación tecnológica.

El equipamiento científico que se utiliza en el Centro Nacional del Hidrógeno está compuesto fundamentalmente por:



- Bancos de ensayo para de Pilas de Combustible.
- Bancos de ensayo para electrolizadores.
- Potenciostato-Galvanostato.
- Impedancímetros.
- Cargas electrónicas.
- Celdas electroquímicas de medidas.
- Software para el estudio y análisis.
- Robot de sprayado para fabricación de componentes.
- Prensa para fabricación de componentes y sistemas.
- Equipos de caracterización estructural.
- Equipos de caracterización térmica.
- Equipos de caracterización termofluidodinámica.
- Herramientas de modelado y simulación CFD.

Actividades y Proyectos de I+D del CNH₂ en 2012

Proyecto SOFCMETAL: Proyecto Singular Estratégico (Subprograma de Proyectos Singulares y Estratégicos). El objetivo del proyecto es investigar en la optimización de la tecnología que permita el desarrollo de cogeneradores de electricidad y calor basados en pilas de combustible de óxido sólido (SOFC) con tecnología propiamente española.

Entidades participantes: Copreci, Fagor, Metallied Power Solutions, Ikerlan, ICMA - CSIC, ULL, Ames, Iberdrola, Ceit, Cidetec, UPV - EHU, CNH₂.

Proyecto DESPHEGA (Desarrollo de Sistemas de Producción de Hidrógeno Energético por Generación Alcalina), Subprograma INNPACTO. El objetivo principal del proyecto es el desarrollo de electroliza-

dores de tecnología alcalina de alta potencia y alta eficiencia, para la producción de hidrógeno energético a partir de fuentes de energía renovables, y en particular de la energía eólica. En el proyecto participan Acciona Energía, Ingeteam Energy, la Fundación de Hidrógeno de Aragón y el CNH₂.

Proyecto GEBE (Gestor de Balances de Redes Energéticas con Generación Distribuida Inteligente), Subprograma INNPACTO. El objetivo principal del proyecto es diseñar, construir y comprobar un sistema inteligente de gestión de redes energéticas con generación distribuida, interconectadas a través de la red eléctrica, optimizando los flujos energéticos atendiendo a parámetros energéticos.

Este proyecto se desarrolla en colaboración con Inycom, Circe, ADES y CIEMAT-CEDER además del CNH₂.

Proyecto EXPOHRENOV: Como objetivos específicos del proyecto se contempla el ensayo de sistemas comerciales de electrolisis y pila de combustible de tecnología PEM.

Proyecto PRIOXIS (Proyecto Interno celdas Oxido Sólido): Este proyecto tiene como finalidad la colaboración y coordinación entre los grupos de investigación y las empresas del sector con el objetivo de situar al país como uno de los pocos productores mundiales de tecnología SOC a medio/largo plazo.

Proyecto IRHIS Proyecto presentado en la anualidad 2011 a las convocatorias INNPACTO del Ministerio de Ciencia e Innovación. El objetivo principal del presente proyecto consiste en el

desarrollo de tecnología nacional eficiente y competitiva para la integración de sistemas de hidrógeno en microrredes de generación mediante fuentes renovables, formando un sistema híbrido complejo y gestionado de manera óptima. El consorcio formado para llevar a cabo este proyecto está formado por: Ingeteam Energy S.A., Cegasa Internacional S.A., Acciona Energía S.A., Cide-tek-Ik4 y CNH2.

Proyecto EXSIVA. El proyecto tiene como principal objetivo obtener y validar un modelo CFD de una celda de electrólisis alcalina mediante el software COMSOL Multiphysics. Para ello, se está realizando la experimentación, simulación y validación de celdas de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno mediante energías renovables. Estas celdas han sido diseñadas y construidas específicamente para tal fin, con partes transparentes y fácilmente accesibles, para facilitar la medida de variables electroquímicas y termofluidodinámica. Las celdas conectadas entre sí constituyen a modo experimental un electrolizador similar a los comerciales.

Proyecto Micro-ICTS cuyo objetivo es desarrollar una micro-ICTS en el edificio actual en el que se están desarrollando las actividades del Centro. Desarrollar y validar protocolos y metodologías de ensayo para la experimentación de sistemas de hidrógeno, con el objeto de poder llegar a una estandarización y normalización de éstos, si es posible trabajando en conjunción con otras entidades bajo el marco de proyectos europeos, con el objetivo de posicionar al CNH2 como una entidad con la capacidad de validar y certificar sistemas de hidrógeno.

Durante el año 2012 el CNH2 ha firmado convenios y acuerdos como soporte a sus actividades de I+D+I entre los que destacan

- Un convenio específico con el Instituto de Ciencia y Tecnología de Polímeros (ICTP-CSIC) para la caracterización y desarrollo de componentes para pilas de combustible PEM, con el objeto de coordinar las actividades de ambos centros,
- Un convenio específico con el CIEMAT-CISOT para la realización de estudios y actividades de percepción social.
- Se ha firmado un anexo a un convenio específico para formación de personal en prácticas del Centro en el Instituto de Catálisis y Petroquímica (ICP-CSIC).
- Asimismo se ha firmado un anexo al convenio para formación de estudiantes de la Universidad de Castilla-La Mancha para la realización de un proyecto fin de carrera.
- Se han firmado dos documentos (Letter of Intent -LoI- y Declaration of Support -DoS-) para la incorporación del centro en el programa conjunto (JP) de almacenamiento de energía de la European Energy Research Alliance (EERA).
- Se han firmado diversos convenios específicos dentro del marco del proyecto DESPHEGA, fundamentalmente para cubrir la cesión de equipos entre los participantes de dicho proyecto.

Participación en foros sectoriales

El Centro Nacional del Hidrógeno como instalación dedicada a la investigación científica y tecno-



lógica en todos los aspectos relativos a las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible, participa activamente en los diferentes foros del sector, tanto a nivel nacional como internacional. Las Entidades, Plataformas o Asociaciones de las que es miembro son:

- Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂).
- Asociación Española de Pilas de Combustible (APPICE).
- Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (PTE-HPC).
- Plataforma Tecnológica Española de Seguridad Industrial (PESI).
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR)
- Comité Técnico de Normalización en Tecnologías de Hidrógeno AENOR/CTN-181.
- Comité Técnico de Normalización en Tecnologías de las Pilas de Combustible AEN/CTN206/SC105.
- European Research Grouping on Fuel Cells and Hydrogen (N-ERGHY).
- Safety of Hydrogen as an Energy Carrier (HYS-AFE).

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2012 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, que es el documento de planificación vigente. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras desde 2008 y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

1.1 REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2012

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2012 han ascendido, en cifras provisionales, a 672 millones de euros, lo que ha supuesto un descenso del 21,2% respecto al año anterior.

CUADRO 11.1.- INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	%12/11
Inversiones en la red de transporte (1)	608	614	735	865	819	672	-21,2

(1) No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas
Fuente: Red Eléctrica de España (REE)

El desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica durante 2012 va a permitir mejorar la fiabilidad y el grado de mallado de la red, así como incorporar la nueva potencia renovable.

Actuaciones más significativas en 2011:

– **Zona norte.** Con el objeto de aumentar la capacidad de evacuación de energía y reforzar la red de transporte en Asturias, Cantabria y País Vasco, en 2012 se ha continuado el avance de la construcción del eje Norte, en especial la conexión entre las subestaciones de 400 kV de Boimente y Pesoz, por una parte, y de Salas y Grado por otra. En La Rioja es destacable, para el apoyo del mallado de red de transporte, la evacuación de generación de régimen especial y el apoyo a la red de distribución, la puesta en ser-

vicio de la nueva subestación Santa Engracia 220 kV, la transformación Santa Engracia 400/220 kV y la línea de doble circuito Santa Engracia – El Sequero 220 kV.

– **Castilla y León.** Continuación de los trabajos de construcción del eje de 400 kV Tordesillas - Galapagar - S.S. Reyes (SUMA), para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente a la Comunidad de Madrid. Por otra parte, en julio de 2012, se puso en servicio la subestación Cerrato 400 kV y la entrada/salida de esta subestación en la línea Grijota - S.S. Reyes, para alimentación de la Línea de Alta Velocidad Norte II (Tramo Venta de Baños-Palencia-León), completando la conexión con Galicia. A finales de año, se llevó a cabo la repotenciación de la línea Mudarra - Tordesillas 400 kV.

- **Castilla La Mancha.** Refuerzo del mallado de la red de transporte con la entrada en funcionamiento, por una parte, de la subestación Brazatortas 400 - 220 kV, la entrada/salida de esta subestación en la línea Guadame - Valdecaballeros y la línea de doble circuito Brazatortas - Puertollano 220 kV, y por otra, con la puesta en servicio de la subestación Manzanares 400 - 220 kV, la línea de doble circuito Brazatortas - Manzanares 400 kV y la transformación Manzanares 400/220 kV. La subestación Manzanares 400 - 220 kV también permitirá la evacuación de la generación de régimen especial de la zona.
- **Galicia.** Continuación de los trabajos de mallado de la red de transporte de la región: en el mes de julio la conexión con Castilla y León con la puesta en servicio del tramo Trives - Aparecida (400 kV) y en octubre se puso en servicio la nueva subestación Xove 400 kV y la entrada/salida de esta subestación en el doble circuito Puentes de García Rodríguez/Boimente - Alcoa.
- **Cataluña.** Continuación del refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de las subestaciones de 220 kV Gramanet y Nueva Santa Coloma, que mejorará la garantía de suministro, la calidad del servicio en la zona y el control de la potencia de cortocircuito de la zona. Además, en 2012 se reforzó el mallado de la red de transporte con la entrada en funcionamiento de la subestación La Espluga 220 kV y la transformación La Espluga 400/220 kV.
- **Aragón.** Desmallado de la subestación de Aragón 400 kV con el objeto de mejorar las condiciones de estabilidad transitoria en el eje de 400 kV formado por las subestaciones de 400 kV de Aragón, Ascó y Vandellós. En octubre de 2012 se puso en servicio la línea de doble circuito Calamocha - Mezquita 220 kV y en diciembre del mismo de año, entró en funcionamiento la línea de doble circuito Fuendetodos - María 220 kV, ambas con el objeto de apoyar tanto la evacuación de generación de régimen especial como el apoyo a la red de distribución en la zona centro y sur de Aragón. A finales de 2012, entró en funcionamiento la subestación Híjar 220 kV y la entrada/salida de esta subestación en la línea Escatrón - Escucha, de apoyo a la red de distribución en la zona sur de Aragón.
- **Zona centro y Extremadura.** Continuación de los trabajos de construcción del eje Tordesillas - Galapagar - S.S. Reyes (SUMA) de 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, quedando pendiente un tramo en la Comunidad de Madrid. En Madrid se reforzó la red de transporte en 220 kV, con la incorporación de varias reactancias y el apoyo a la red de distribución con las nueva subestaciones de 220 kV de Valle del Arcipreste, Parque de Ingenieros y Antonio Leyva. En Extremadura cabe resaltar el refuerzo de la red de transporte, con el apoyo a la red de distribución tras la puesta en servicio de la subestación Trujillo 220 kV .
- **Andalucía.** Continuación de los trabajos de apoyo a la red de 220 kV en la zona de Sevilla desde la red de 400 kV. Durante ese año se puso en servicio la nueva subestación Archidona 400 kV y la entrada/salida de esta subestación en la línea Caparacena - Tajo, para alimentación de la Línea de Alta Velocidad Sur (tramo Bobadi-



Ila-Granada), y se reforzó el mallado de la red de transporte y el apoyo a la red de distribución con las líneas de 220 kV de doble circuito Caparacena - Fargue y Tabernas - Benahadux, esta última construida a 400 kV.

- **Levante.** En la Comunidad Valenciana cabe reseñar la puesta en servicio en marzo de 2012 de la nueva subestación Sax 400 kV y la entrada/salida de esta subestación en la línea Benejama - Rocamora, para alimentación de la Línea de Alta Velocidad. Asimismo, se refuerza la red de transporte con la puesta en servicio de una nueva transformación 400/220 en Catadau y el mallado de la red de transporte con la entrada en funcionamiento de la subestación Bernat 220 kV y las líneas de 220 kV doble circuito de Alcira - Bernat y Bernat - Catadau. En la Región de Murcia destaca el refuerzo de la red de transporte gracias a la puesta en servicio de la nueva subestación Peñarrubia 400 kV, como entrada/salida en la línea Pinilla - Rocamora 2, para apoyo a la evacuación de generación de régimen especial.
- **Baleares.** En 2012 se siguió trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En el mes de febrero se puso en servicio el primer circuito de la línea entre la subestación de Santa Ponsa y la de Andratx 66 kV. Asimismo, en el mes de abril se puso en servicio el segundo circuito de la línea subterránea entre la subestación de Santa Ponsa y la de Calviá 66 kV.
- **Canarias.** Durante 2012 continuaron los trabajos en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro.

- **Interconexión con Portugal:** Se ha progresado en los trabajos del eje de Andalucía. Asimismo, se continuó con las tramitaciones de la nueva interconexión desde Galicia con el objetivo de alcanzar una capacidad de intercambio comercial con el país vecino de 3.000 MW.

Interconexión eléctrica entre la Península y las islas Baleares

La interconexión eléctrica entre la Península y las islas Baleares se encuentra en régimen normal de operación desde agosto de 2012 proporcionando desde el sistema ibérico el equivalente al 15 % de la electricidad que se consume en las islas y mejorando la fiabilidad del suministro eléctrico del sistema balear..

Las principales características técnicas de este enlace son las siguientes:

- Conexión submarina de alta tensión de ± 250 kV, compuesta por tres cables (uno de retorno) de 237 km de longitud. Se ha realizado con tecnología de corriente continua dadas las distancias y las potencias necesarias de este enlace.
- Profundidad máxima es de 1.485 metros. En profundidades inferiores a los 60 metros, los cables submarinos están protegidos por debajo del lecho marino en una zanja de un metro.
- Construcción de dos estaciones convertoras: Morvedre 400 kV, en Sagunto (Valencia), y de Santa Ponsa 220 kV, en Calviá (Mallorca). Ambas necesarias para transformar la corriente alterna que



circula por la red de transporte en corriente continua, para que fluya en las condiciones más óptimas por el cable submarino y se reduzcan las pérdidas de energía, dada la gran longitud del cable.

- Construcción de tramos subterráneos de algo más de 3 km en cada extremo para conectar con las estaciones convertoras.

Nueva interconexión eléctrica con Francia

En 2009 se creó la sociedad INELFE, participada al 50% por Red Eléctrica y Réseau de Transport d'Électricité (RTE), para la construcción de una nueva línea por el este de los Pirineos, cuya puesta en servicio está prevista para 2014. Este eje aumentará la capacidad de intercambio de electricidad entre España–Francia (del 3 al 6% del consumo máximo de la Península), reforzará la seguridad de los dos sistemas eléctricos y favorecerá la integración de un mayor volumen de energía renovable. Esta interconexión está declarada como proyecto de interés europeo y cuenta con financiación en el marco del programa europeo EEPR (European Energy Program for Recovery). Esta será la primera interconexión con la red europea que se pone en servicio desde hace casi 30 años.

Principales características técnicas del proyecto:

- Línea de 400 KV que incrementará la capacidad de intercambio de 1.400 a 2.800 megavatios.
- La línea de 65 kilómetros irá soterrada y en su trazado utilizará infraestructuras existentes siempre que sea posible.
- La línea conectará con dos subestaciones convertoras: Santa Llogaia (España) y Baixas (Francia), a través de La Junquera en los Pirineos orientales. Estas estaciones son necesarias por ser una línea en corriente continua.
- Un túnel (de 8,5 kilómetros de longitud y 3,5 metros de diámetro) albergará los cables en el tramo que atraviesa los Pirineos, mientras que el resto del tendido estará soterrado mediante un sistema de zanja. Circulará paralelo al túnel del tren de alta velocidad para minimizar el impacto en el entorno.

Durante 2012 se completaron todos los trámites administrativos y permisos necesarios para la ejecución del proyecto y se ha continuado con el avance de las obras de construcción del trazado.



CUADRO 11.2.- NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV EN 2012. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Nº circuitos	km
E/S Archidona L/Caparacena-Tajo	2	2,5
E/S Brazatortas L/Guadame-Valdecaballeros	2	0,3
E/S Conso L/Trives-Aparecida	2	1,9
E/S Peñarrubia L/Pinilla-Rocamora	2	0,1
E/S Sax L/Benejama-Rocamora	2	2,8
E/S Soto de Cerrato L/Grijota-S.S. Reyes	2	5,1
E/S Xove L/Aluminio-Boimente	2	1,3
E/S Xove L/Aluminio-Boimente	1	0,7
E/S Xove L/Aluminio-Puentes	1	0,8
L/Brazatortas-Manzanares	2	229,2
L/Tabernas-Benahadux	2	64,6
L/Trives-Aparecida	2	123,4
Total		432,7

FUENTE: REE

CUADRO 11.3.- NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV EN 2012. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Nº circuitos	km
E/S Algete L/S.S. Reyes-Villaverde	2	3,4
E/S Balsicas L/ EL Palmar-Fausita	2	13,7
E/S Esquedas L/ Gurree-Sabiñánigo	2	0,4
E/S Hijar L/ Escatron-Escucha	2	2,6
E/S La Espluga L/Mangraners-Montblanc	2	1,3
E/S Manzanares L/Alarcos-La Paloma	2	9,1
E/S Manzanares L/Madridejos-La Paloma	2	11,9
E/S Nudo Viario L/Hospitalet-Viladecans (S)	2	0,3
E/S Parla L/Almaraz-Villaverde	2	0,1
E/S Parque Ingenieros L/Ventas-Villaverde (S)	2	0,2
E/S Talavera L/Azután-Villaverde	2	24,5
E/S Trujillo L/ Almaraz-Mérida	1	0,5
E/S Trujillo L/ Almaraz-Mérida	2	3,1
E/S Trujillo L/ Almaraz-Mérida (S)	2	0,5

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.3.- NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV EN 2012. SISTEMA PENINSULAR (Continuación)

Línea	Nº circuitos	km
E/S Valle Arcipreste L/Majadahonda-Fuencarral (S)	2	0,7
E/S Valparaiso L/Aparecida-Tordesillas	2	1,7
L/Alcira-Bernat 1	1	0,6
L/Alcira-Bernat 2	1	0,9
L/Antonio Leyva (antes Pradolongo)-Arganzuela (1er circuito) (S)	2	0,5
L/Antonio Leyva (antes Pradolongo)-Parque Ingenieros (S)	1	0,5
L/Bernat-Vallidigna (1er circuito)	2	18,1
L/Bernat-Catadau	2	31,0
L/Brazatortas-Puertollano	2	22,8
L/Brazatortas-Puertollano (subterráneo)	2	0,7
L/Calamocha (REE)-Calamocha (Endesa) (1er circuito)	2	0,2
L/Caparacena-Fargue	2	39,7
L/Catadau-Valle del Carcer (antes Vilanova)	2	51,7
L/Catadau-Valle del Carcer (antes Vilanova) (S)	2	1,2
L/El Palmar 400-El Palmar 220 (2º circuito)	2	0,4
L/El Palmar 400-El Palmar 220 (2º circuito) (S)	2	0,3
L/Galapagar (Iberdrola) - Galapagar (REE) (S)	2	0,2
L/La Cereal-Tres Cantos (S)	2	7,6
L/Maria-Fuendetodos	2	59,8
L/Mérida-Vaguadas (S)	1	0,3
L/Mezquita-Calamocha	2	95,3
L/Parque Ingenieros-Villaverde (S)	1	0,1
L/Santa Engracia -El Sequero	2	16,3
L/Sentmenat-Can Vinyals (S)	2	1,4
Fuencarral: conexión desde AT1 a GIS (S)	2	0,4
Tres Cantos: alimentación desde GIS a TR3 (S)	1	0,1
Tres Cantos: alimentación desde GIS a TR4 (S)	1	0,1
Vilanova: conexión desde AT4 a GIS (S)	1	0,1
Vilanova: conexión desde AT5 a GIS (S)	1	0,1
Vilanova: conexión desde AT6 a GIS (S)	1	0,1
Total		424,2

FUENTE: REE



CUADRO 11.4.- NUEVOS PARQUES EN 2012. SISTEMA PENINSULAR

Parque	Tensión (Kv)	Parque	Tensión (Kv)
Archidona	400	Esquedas	220
Brazatortas	400	Gramanet	220
Manzanares	400	Hijar	220
Peñarrubia	400	La Espluga	220
Sax	400	Manzanares	220
Soto de Cerrato	400	Parque Ingenieros	220
Xove	400	Plasencia	220
Antonio Leyva (antes Pradolongo)	220	Santa Engracia	220
Bernat	220	Santa Pola	220
Brazatortas	220	Trujillo	220
Can Vinyals (Electra Caldense)	220	Valle Arcipreste	220
Cicero	220		

FUENTE: REE

CUADRO 11.5.- AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE. SISTEMA PENINSULAR

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento de capacidad (MVA)
L/ Mudarra-Tordesillas	400	33,6	240
L/Guillena-Casaquemada	220	32,6	105
Total		66,2	345

FUENTE: REE

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.6.- EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE. SISTEMA PENINSULAR

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1973	4.175	11.923	1993	13.611	15.442
1974	4.437	12.830	1994	13.737	15.586
1975	4.715	12.925	1995	13.970	15.629
1976	4.715	13.501	1996	14.084	15.734
1977	5.595	13.138	1997	14.244	15.776
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.876
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.975
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.364	16.121
1982	8.975	14.466	2002	16.067	16.296
1983	9.563	14.491	2003	16.592	16.344
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.464
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.530
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.753
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.817
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.175
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.307
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.403
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.005
1992	13.222	15.356	2012	20.104	18.429
				432,74	424,16

FUENTE: REE

CUADRO 11.7.- NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE EN 2012. SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

Línea	Tensión kV	Nº circuitos	km
Islas Baleares			
L/Santa Ponsa-Andraxt (subterráneo)	66	1	1,6
L/Santa Ponsa-Calviá 2 (subterráneo)	66	1	1,4
Total			3,0

FUENTE: REE

CUADRO 11.8.- NUEVAS SUBESTACIONES EN 2012. SISTEMAS EXTRAPENINSULARES

Subestación	Tensión kV	TransformaciónkV	MVA
Islas Baleares			
Trafo 3 Cas Tresorer	220	220/66	160
Trafo Móvil	220	220/132	90
Total			250

Fuente: REE

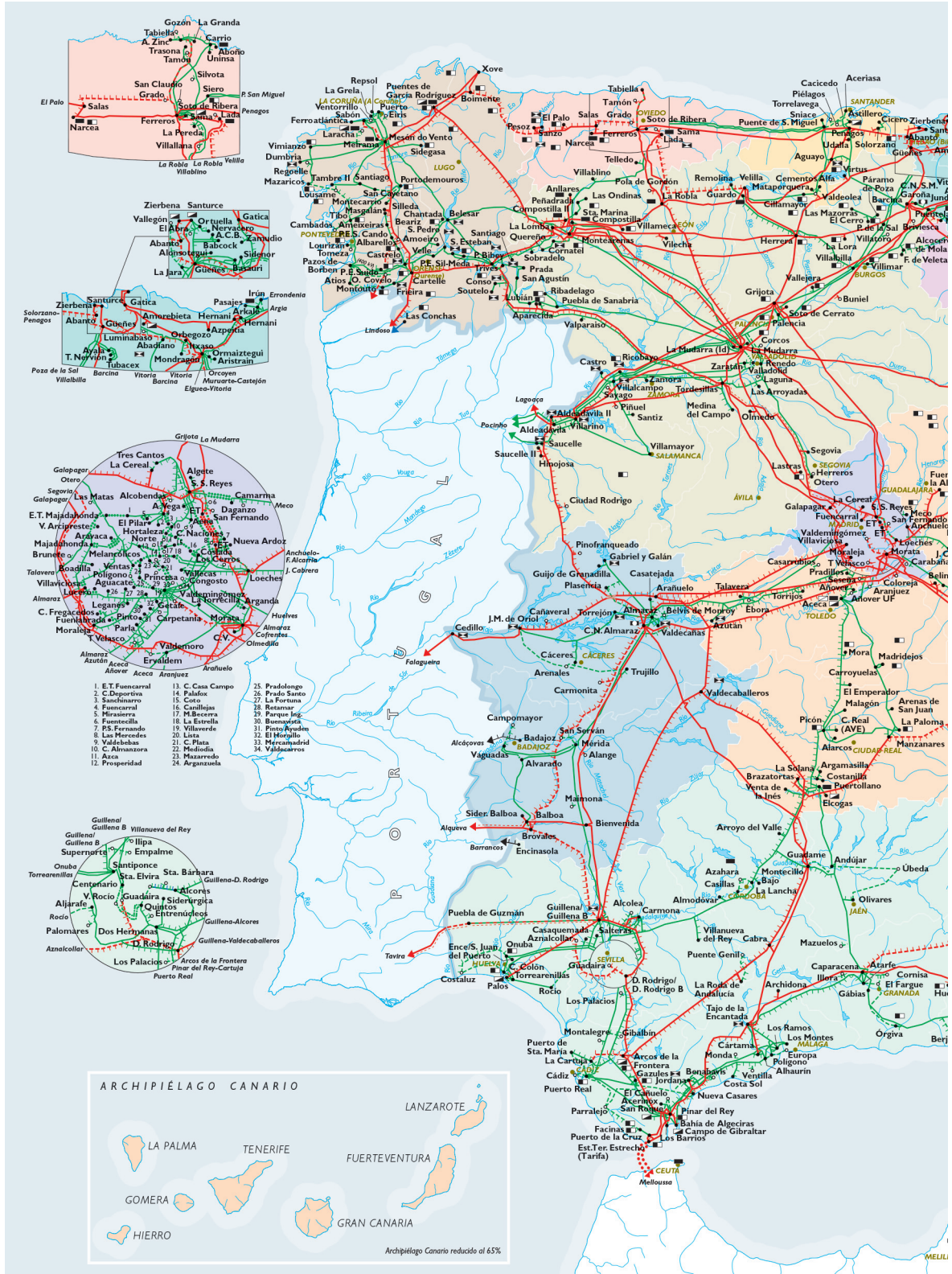


**CUADRO 11.9.- EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN.
SISTEMAS EXTRAPENINSULARES**

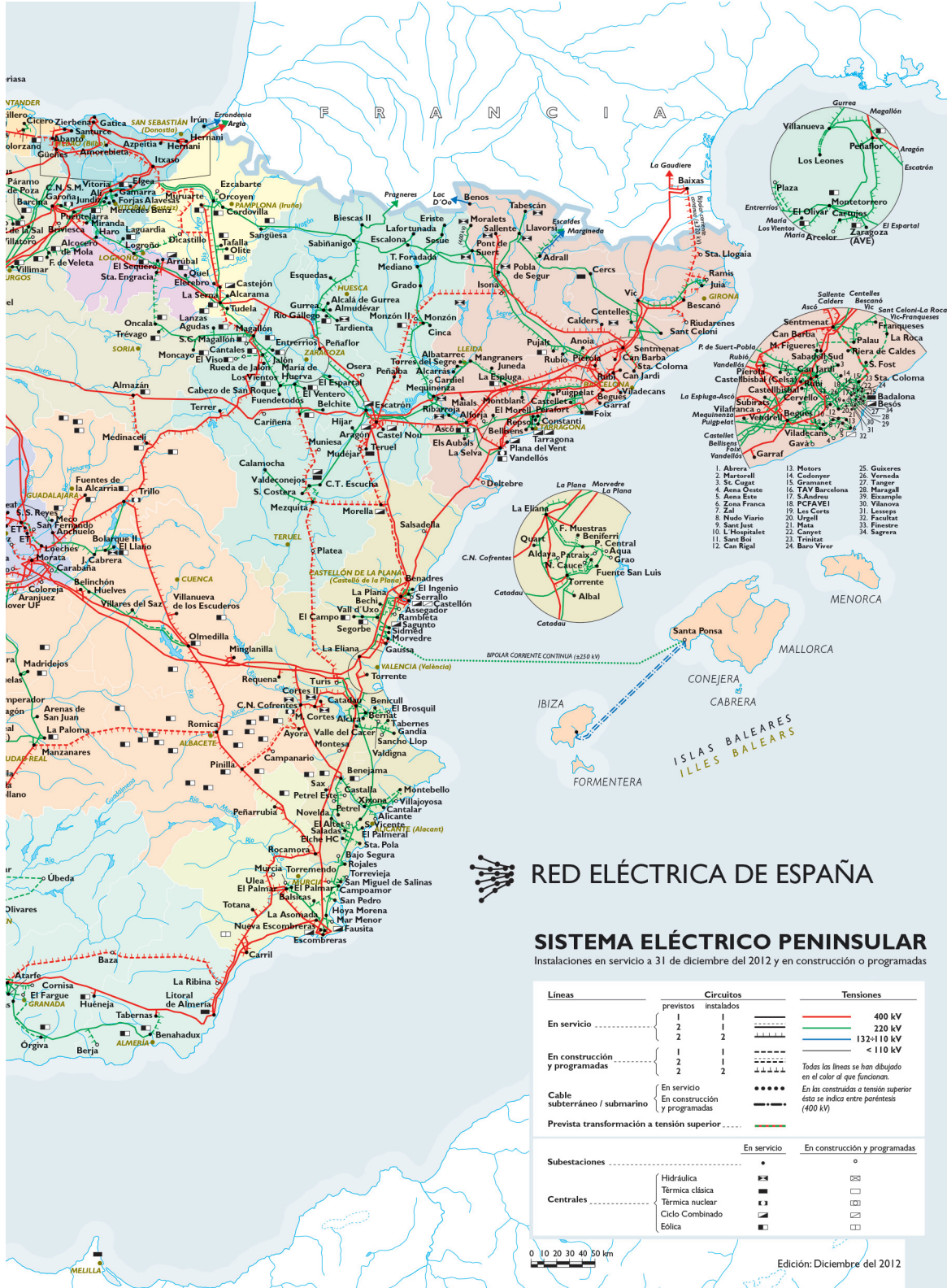
	2008	2009	2010	2011	2012
km de circuito a 220 kV					
Baleares	177	185	185	430	430
Canarias	163	163	163	163	163
Total	340	348	348	594	594
km de circuito ≤ 132 kV					
Baleares	1.075	1.083	1.095	1.110	1.113
Canarias	1.015	1.127	1.129	1.129	1.129
Total	2.090	2.210	2.224	2.240	2.243
Capacidad de transformación (MVA)					
Baleares	1.998	1.998	1.998	2.248	2.498
Canarias	1.250	1.375	1.625	1.625	1.625
Total	3.248	3.373	3.623	3.873	4.123

Incluye enlaces submarinos.
FUENTE: REE

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

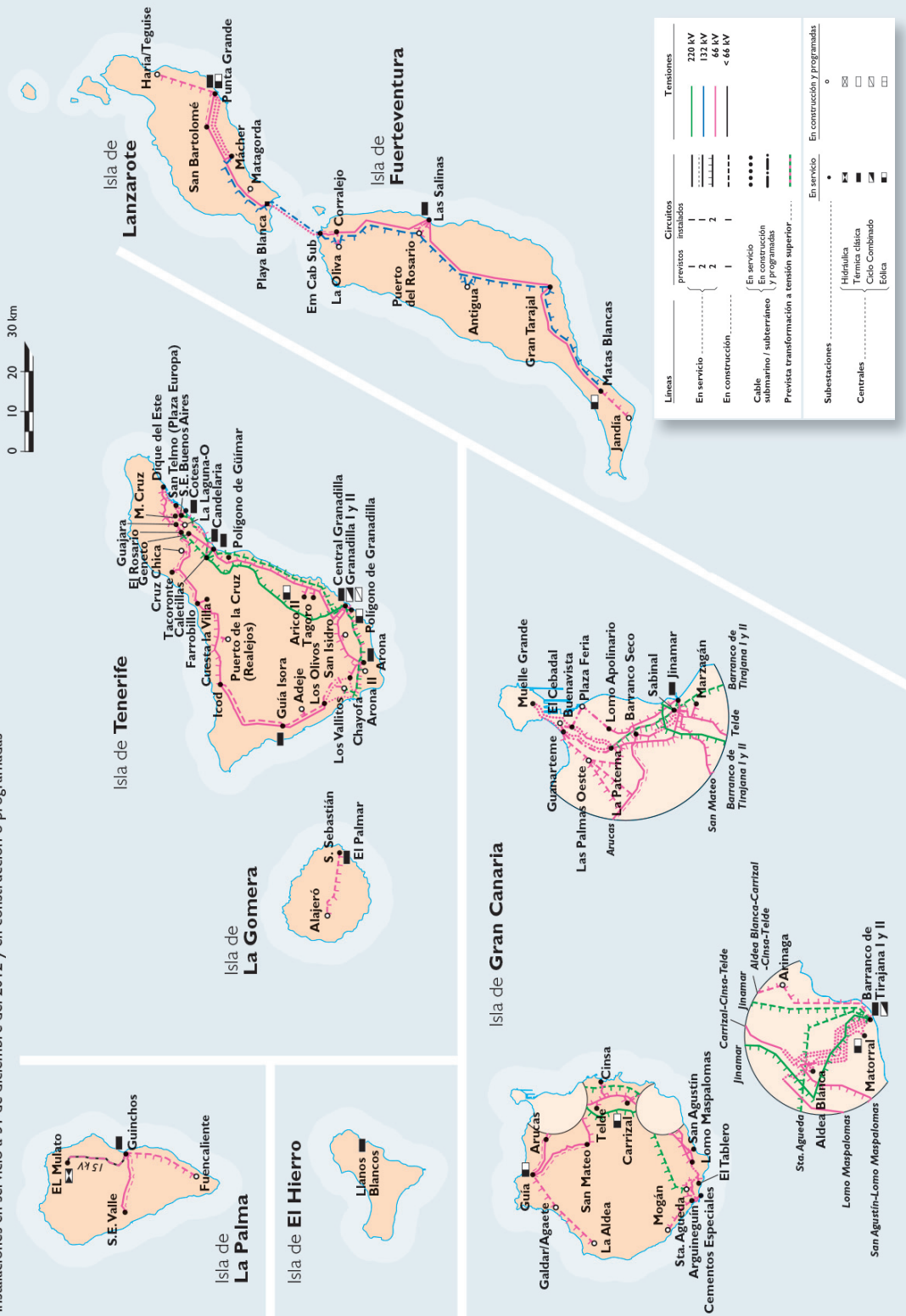






SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO

Instalaciones en servicio a 31 de diciembre del 2012 y en construcción o programadas



11.2 REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2012

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2012 los 1.148 millones de euros lo que supone una disminución del 29% sobre las inversiones del año anterior y la

vuelta a valores de inversión similares a los de 2010, año en que se produjo una significativa caída de las inversiones tras años de subida consecutiva.

La red de transporte y distribución de gas natural alcanzó a finales de 2012 los 80.097 km de los que el 84% corresponden a la red de distribución.

CUADRO 11.10.- INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	%12/11
Inversiones (millones de €)	1.208	1.422	1.453	1.084	1.616 ¹	1.148	-29%
Km de red	63.139	68.173	71.077	74.200	76.403	80.097	4,8%

(1) Valor revisado respecto 2011
Fuente: SEDIGAS

Durante el año 2012 hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos
 - ◊ Gasoducto Marismas-Almonte, que hace posible la inyección y extracción de gas del almacenamiento subterráneo Marismas.
 - ◊ Gasoducto Yela-Villar de Arnedo, que permite conectar la zona centro, donde se ubica el almacenamiento subterráneo de Yela, con a Valle del Ebro y el País Vasco.
 - ◊ Gasoducto Martorell-Hostalrich, tramo del gasoducto Martorell-Figueras, que junto con su conexión con el ramal a Besós, mejora el mallado de las redes que alimentan el área metropolitana de Barcelona. Con esta incorporación queda asegurado el cumplimiento, sin restricciones, el Reglamento (UE) 994/2010, en lo referente a la capacidad de la red de satisfacer la demanda total de gas en el día punta en caso de fallo de la planta de Barcelona.
 - ◊ Último tramo del gasoducto Tivissa-Paterna (tramo centro), que permite el transporte de casi la totalidad de la capacidad nominal de la Zona I, en la que hacen sus aportaciones las plantas de Cartagena y Sagunto y la Conexión Internacional de Almería, en condiciones de demanda punta, a otras zonas de gran consumo como son Cataluña y Valle del Ebro.
- Incorporación al Sistema de los almacenamientos de Marismas y Yela. Destaca el caso de Yela, situado en el centro de la Península, cuya capacidad de extracción final cubrirá cerca del 90% de la demanda punta actual en la zona centro.

Además se pusieron en servicio los siguientes gasoductos regionales: Mérida-Don Benito-Miajadas, Segovia Norte, ramal a Borja, ramal a Belchite, P20.03.a-Mequinenza, Arteixo (Culleredo-Complejo Repsol YPF) y Oliva-Altea (tramo Mariana Alta 1).

En 2012 finalizó la construcción de la planta regasificadora de El Musel cuya entrada en el sistema



se vio suspendida por la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. Asimismo, tampoco se hizo efectiva la incorporación del almacenamiento subterráneo de Castor que quedó paralizada tras la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se actualizaron determinados parámetros de la subasta de gas natural destinados al nivel mínimo de llenado de los almacenamientos básicos de Yela y Castor.

En resumen, a finales del año 2012 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 2011, de una capacidad total de almacenamiento de 3.237.000 m³ de GNL frente a los 2.937.000 m³ del año 2010 y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h, la misma que en 2010.

CUADRO 11.11. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

		2008	2009	2010	2011	2012
Capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)	Barcelona	1.650.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000
	Cartagena	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000
	Huelva	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000
	Bilbao	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000
	Sagunto	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Mugaridos	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800
	Total	6.562.800	6.862.800	6.862.800	6.862.800	6.862.800
Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Barcelona	540.000	540.000	690.000	840.000	840.000
	Cartagena	437.000	437.000	587.000	587.000	587.000
	Huelva	460.000	460.000	610.000	610.000	610.000
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
	Sagunto	300.000	450.000	450.000	600.000	600.000
	Mugaridos	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000
	Total	2.337.000	2.487.000	2.937.000	3.237.000	3.237.000

FUENTE: ENAGAS GTS

- Red de gasoductos de transporte en los siguientes ejes principales:
 - ◇ Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)
 - ◇ 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: conexión internacional de Tarifa (Marruecos-España), conexión internacional de Almería (Argelia-España) (gasoducto de Medgaz) conexión con los yacimientos de Marismas-Palancares en el valle del Guadalquivir.

REDES GASISTAS. INFRAESTRUCTURAS CON ACTA PUESTA EN MARCHA





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. De la obligación total, establecida en 92 días, la Corporación debe mantener, al menos, 42 días. Sin embargo, a

petición de los operadores, CORES puede aumentar los días de cobertura sobre el mínimo de 42 días para algunos de ellos. Cabe recordar que durante parte del ejercicio 2012 (hasta el 1 de junio) la obligación permaneció reducida en 2,3 días como consecuencia de la acción conjunta de la AIE a raíz del conflicto libio. En el mes de diciembre de 2012, se disponía de unas reservas equivalentes a 52,9 días de consumos, etc. En el cuadro 11.12 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2003-2012.

CUADRO 11.12 EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (M³) (PERIODO 2003-2012)

Fecha	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011	31/12/2012
Gasolinas	737.155	683.882	683.882	668.882	668.882	668.882	699.536	699.536	699.536	675.200
Querosenos	246.784	246.784	296.784	326.784	326.784	348.784	427.884	427.884	427.884	427.015
Gasóleos	1.853.809	1.906.047	2.489.863	3.020.115	3.126.115	3.474.809	4.190.425	4.244.088	4.079.088	4.005.195
Fuelóleos	258.070	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.554	230.249
Crudo	1.955.314	1.952.580	1.954.424	1.953.819	2.586.162	2.513.887	2.515.776	2.265.666	2.437.436	2.433.511

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



1.4 PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el año 2012 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*.

En marzo de 2012 se aprobó el **Real Decreto-Ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados internos de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista**. Debido a divergencias detectadas entre las previsiones de evolución de variables recogidas en la Planificación en vigor, tales como el Producto Interior Bruto y la demanda eléctrica, y la evolución real de las mismas, así como en la evolución experimentada por la demanda en los últimos años y la situación de las nuevas inversiones en generación, este Real Decreto-ley considera necesario replantearse el proceso de la nueva planificación en curso a la luz del escenario macroeconómico actual y previsto más probable. Por ello, en el marco de la Planificación en vigor, su artículo 10 suspende del otorgamiento de nuevas autorizaciones administrativas para instalaciones de transporte de energía eléctrica competencia de la Administración General del Estado

así como la emisión en sentido favorable, por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, de los informes a los que hace referencia el artículo 36.3 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, hasta la aprobación de una nueva planificación por el Consejo de Ministros. Lo anterior no resulta de aplicación a las instalaciones necesarias para las interconexiones internacionales. No obstante, el propio Real Decreto-ley contempla la posibilidad de aplicar excepciones a lo anterior cuando la no construcción de la instalación suponga un riesgo inminente para la seguridad del suministro o un impacto negativo para el sistema eléctrico, así como cuando su construcción resulte estratégica para el conjunto del Estado.

De manera análoga, en el caso del gas la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012 suspende la tramitación de todos los procedimientos de adjudicación y otorgamiento de nuevas plantas de regasificación en territorio peninsular. Asimismo, la disposición transitoria cuarta suspende la tramitación administrativa de gasoductos de la red de transporte y estaciones de regulación y medida pendientes de obtener o solicitar autorización administrativa hasta la aprobación de una nueva planificación de la red de transporte de gas natural. En este caso, el Real Decreto-ley 13/2012 recoge como supuestos de excepción, de manera análoga al transporte de electricidad, los casos considerados compromisos internacionales, los económicamente rentables para el sistema por el incremento de demanda asociada y aquellos gasoductos destinados al suministro de su zona geográfica de influencia.



En virtud de lo anterior, el 28 de diciembre de 2012 el Consejo de Ministros acordó el levantamiento de la suspensión administrativa a una lista de actuaciones necesarias para garantizar la seguridad de suministro (Orden IET/18/2013, de 17 de enero; BOE nº 19-2013). Como paso previo a la adopción de este Acuerdo, y en virtud de lo establecido en el Artículo 14 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, la Resolución de 27 de diciembre de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas, actualizó algunos aspectos referentes a variaciones puntuales que

afectaban a las instalaciones que finalmente se incluyeron en el mencionado Acuerdo.

Por otra parte, la Orden IET/2598/2012, de 29 de noviembre, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, ha supuesto el lanzamiento de un nuevo proceso de planificación para el periodo 2014-2020 y la suspensión del iniciado en marzo de 2010 mediante la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, para el periodo 2012-2020.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA



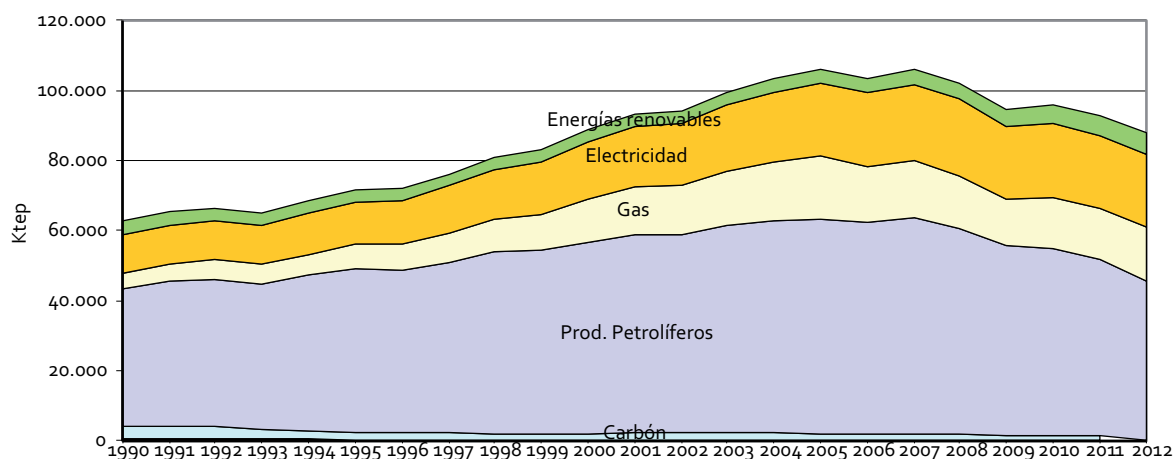


CUADRO A 1. EVOLUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA FINAL EN ESPAÑA

AÑO	Carbón		Gases Derivados del Carbón		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		Energías renovables		TOTAL Ktep.
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	
1990	3.416	5,4%	673	1,1%	39.207	62,7%	4.603	7,3%	10.819	17,2%	3.925	6,2%	62.719
1991	3.742	5,7%	654	1,0%	41.160	63,0%	5.063	7,7%	11.063	16,9%	3.683	5,6%	65.448
1992	3.469	5,2%	653	1,0%	42.080	63,6%	5.425	8,2%	11.246	17,0%	3.357	5,0%	66.328
1993	2.635	4,1%	714	1,1%	41.392	63,8%	5.561	8,6%	11.239	17,3%	3.373	5,2%	65.001
1994	2.589	3,8%	490	0,7%	44.509	65,2%	5.606	8,2%	11.779	17,2%	3.411	4,9%	68.467
1995	2.234	3,1%	347	0,5%	46.645	65,3%	6.874	9,6%	12.118	16,9%	3.334	4,5%	71.616
1996	1.968	2,7%	355	0,5%	46.273	64,4%	7.440	10,3%	12.658	17,6%	3.354	4,5%	72.089
1997	1.984	2,6%	383	0,5%	48.525	63,8%	8.298	10,9%	13.676	17,9%	3.370	4,3%	76.280
1998	1.767	2,2%	379	0,5%	51.954	64,2%	9.236	11,4%	14.205	17,5%	3.509	4,2%	81.080
1999	1.702	2,0%	225	0,3%	52.506	63,1%	10.091	12,1%	15.244	18,3%	3.529	4,1%	83.301
2000	1.723	1,9%	236	0,3%	54.893	61,7%	12.377	13,9%	16.207	18,2%	3.469	3,9%	88.885
2001	1.915	2,1%	361	0,4%	56.611	60,7%	13.511	14,5%	17.282	18,6%	3.486	3,7%	93.127
2002	1.924	2,0%	350	0,4%	56.656	60,0%	14.172	15,0%	17.674	18,7%	3.593	3,8%	94.305
2003	1.930	1,9%	327	0,3%	59.080	59,3%	15.824	15,9%	18.739	18,8%	3.654	3,7%	99.470
2004	1.931	1,9%	346	0,3%	60.627	58,7%	16.847	16,3%	19.838	19,2%	3.685	3,6%	103.151
2005	1.833	1,7%	284	0,3%	61.071	57,6%	18.171	17,2%	20.831	19,7%	3.790	3,6%	105.849
2006	1.687	1,6%	271	0,3%	60.483	58,5%	15.635	15,2%	21.167	20,5%	4.005	3,9%	103.119
2007	1.821	1,7%	291	0,3%	61.708	58,2%	16.222	15,3%	21.568	20,4%	4.279	4,0%	105.737
2008	1.650	1,6%	283	0,3%	58.727	57,4%	15.112	14,8%	21.938	21,5%	4.409	4,3%	101.974
2009	1.136	1,2%	214	0,2%	54.317	57,3%	13.418	14,2%	20.621	21,8%	5.005	5,3%	94.583
2010	1.338	1,4%	265	0,3%	53.171	55,3%	14.848	15,5%	21.053	22,0%	5.367	5,6%	95.906
2011	1.609	1,7%	306	0,3%	50.119	53,7%	14.527	15,6%	20.942	22,4%	5.785	6,2%	93.288
2012	1.269	1,4%	238	0,3%	45.863	51,3%	15.084	16,9%	20.661	23,1%	6.234	7,0%	89.349

FUENTE : SEE

GRÁFICO A 1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL. Unidad: Ktep



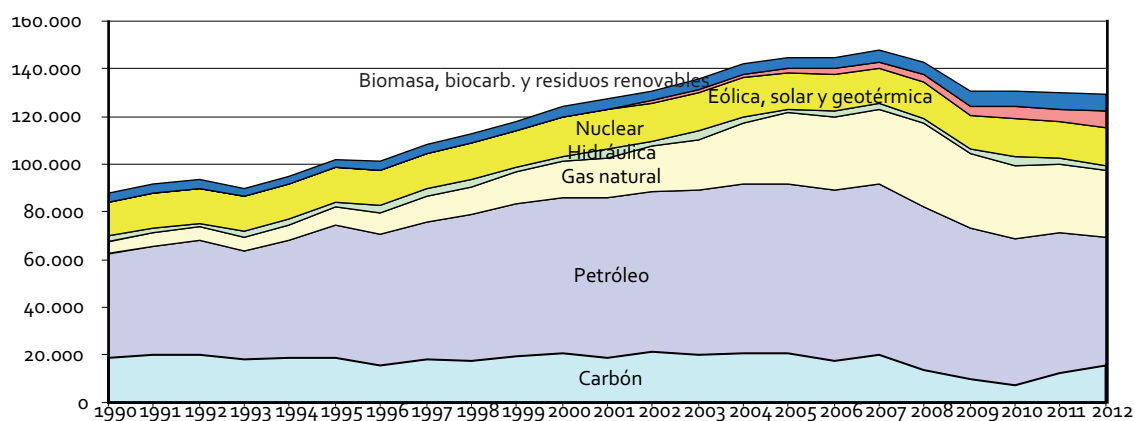


CUADRO A 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

	Carbón		Petróleo		Gas natural		Nuclear		Hidráulica		Eólica, Solar y Geot.		Biomasa, biocarb. y residuos renovables		Residuos no renovables		Saldo (import.-export. electricidad)		TOTAL
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	
1990	19212	21,8%	43414	49,4%	4969	5,6%	14143	16,1%	2190	2,5%	2	0,0%	4030	4,6%	41	0,0%	-36	0,0%	87967
1991	19999	21,8%	45420	49,6%	5598	6,1%	14484	15,8%	2343	2,6%	2	0,0%	3788	4,1%	41	0,0%	-58	-0,1%	91534
1992	20404	21,8%	47465	50,8%	5854	6,3%	14537	15,6%	1627	1,7%	10	0,0%	3471	3,7%	43	0,0%	55	0,1%	93456
1993	18354	20,4%	45480	50,6%	5742	6,4%	14610	16,2%	2100	2,3%	11	0,0%	3490	3,8%	43	0,0%	109	0,1%	89914
1994	18922	19,9%	49414	51,9%	6296	6,6%	14415	15,1%	2428	2,6%	16	0,0%	3550	3,7%	58	0,1%	160	0,2%	95210
1995	18967	18,5%	55360	54,1%	7721	7,5%	14452	14,1%	1985	1,9%	25	0,1%	3618	3,4%	94	0,1%	386	0,4%	102587
1996	16027	15,8%	54789	54,1%	8641	8,5%	14680	14,5%	3422	3,4%	32	0,1%	3660	3,5%	106	0,1%	91	0,1%	101416
1997	18355	17,0%	57101	53,1%	11306	10,5%	14411	13,4%	2989	2,8%	65	0,1%	3746	3,3%	97	0,1%	-264	-0,2%	107812
1998	17491	15,4%	61468	54,4%	11607	10,3%	15374	13,6%	2923	2,6%	118	0,1%	3898	3,3%	93	0,1%	293	0,3%	113232
1999	19603	16,5%	63772	53,8%	13287	11,2%	15337	12,9%	1963	1,7%	237	0,2%	3983	3,2%	99	0,1%	492	0,4%	118684
2000	20936	16,8%	64801	52,1%	15216	12,2%	16211	13,0%	2430	2,0%	408	0,4%	4050	3,2%	115	0,1%	382	0,3%	124487
2001	19168	15,0%	67004	52,4%	16397	12,8%	16603	13,0%	3516	2,8%	583	0,5%	4056	3,1%	139	0,1%	297	0,2%	127705
2002	21598	16,4%	67206	51,1%	18748	14,3%	16422	12,5%	1825	1,4%	806	0,6%	4261	3,2%	97	0,1%	458	0,3%	131328
2003	20129	14,8%	69008	50,7%	21349	15,7%	16125	11,9%	3482	2,6%	1042	0,8%	4671	3,4%	114	0,1%	109	0,1%	135925
2004	21049	14,8%	70838	49,7%	25167	17,7%	16576	11,7%	2673	1,9%	1355	1,0%	4786	3,3%	122	0,1%	-260	-0,2%	142120
2005	20513	14,2%	71241	49,1%	29838	20,6%	14995	10,3%	1582	1,1%	1825	1,3%	4988	3,4%	189	0,1%	-115	-0,1%	144913
2006	17908	12,4%	70937	48,9%	31227	21,6%	15669	10,8%	2232	1,5%	2014	1,4%	4916	3,3%	252	0,2%	-282	-0,2%	144727
2007	20037	13,6%	71430	48,4%	31778	21,6%	14360	9,8%	2349	1,6%	2518	1,7%	5136	3,5%	309	0,2%	-495	-0,3%	147235
2008	13504	9,5%	68506	48,1%	34903	24,6%	15369	10,8%	2009	1,4%	3193	2,2%	5340	3,8%	328	0,2%	-949	-0,7%	142049
2009	9663	7,4%	63473	48,7%	31219	24,0%	13750	10,6%	2271	1,7%	4002	3,1%	6174	4,8%	319	0,2%	-697	-0,5%	129902
2010	7248	5,5%	61160	47,0%	31123	24,0%	16155	12,4%	3636	2,8%	4834	3,7%	6449	5,0%	174	0,1%	-717	-0,6%	129836
2011	12698	9,8%	58372	45,1%	28930	22,4%	15042	11,6%	2631	2,0%	5173	4,0%	6894	5,3%	195	0,2%	-524	-0,4%	129411
2012	15510	12,0%	53978	41,9%	28184	21,9%	16019	12,4%	1767	1,4%	6582	5,1%	7616	5,9%	176	0,1%	-963	-0,7%	128869

FUENTE : SEE

GRÁFICO A 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA. Unidad: Ktep



CUADRO A 3. PRODUCCION INTERIOR DE ENERGIA PRIMARIA. (Ktep)

	Carbón	Petroleo	Gas Natural	Nuclear	Hidráulica	Eólica, solar y geoterm.	Biomasa, biocarbur. y residuos	TOTAL	Tasa de variación
2007	5455	145	16	14360	2349	2518	5443	30285	
2008	4193	129	14	15369	2009	3193	5441	30349	0,2%
2009	3810	107	12	13750	2271	4002	6325	30278	-0,2%
2010	3296	125	45	16155	3638	4858	6209	34326	13,4%
2011	2648	102	45	15042	2631	5173	6230	31871	-7,2%
2012	2462	145	52	16019	1767	6582	6332	33359	4,7%

FUENTE: SEE.

CUADRO A 4. PRODUCCION INTERIOR DE CARBÓN. (Miles de toneladas)

	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2007	3485	4388	3129	6180	17182	
2008	3152	4162	2873	0	10187	-40,7%
2009	4061	2891	2493	0	9445	-7,3%
2010	3209	2777	2444	0	8430	-10,7%
2011	2487	1775	2359	0	6621	-21,5%
2012	2258	1652	2275	0	6185	-6,6%

FUENTE: SEE.

CUADRO A 5. PRODUCCION INTERIOR DE CARBÓN. (Ktep)

	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2007	1594	1983	878	1001	5455	
2008	1388	1910	896	0	4193	-23,1%
2009	1767	1263	780	0	3810	-9,1%
2010	1396	1134	766	0	3296	-13,5%
2011	1133	762	753	0	2648	-19,6%
2012	1016	697	748	0	2462	-7,0%

FUENTE: SEE.

CUADRO A 6. PROCEDENCIA DEL GAS NATURAL IMPORTADO EN ESPAÑA (GWh)

	África				Europa	Oriente Medio		América	Resto	Total	Tasa de variac.
	Argelia	Libia	Nigeria	Egipto	Noruega	Qatar	Oman	Trinidad Tobago			
2007	151771	8760	96339	46960	24689	49531	3618	24440	1029	407137	
2008	139679	5479	83301	46626	27579	51566	1723	50200	3974	410127	0,7%
2009	128360	7642	44274	45506	35307	45669	14345	44930	3356	369390	-9,9%
2010	121473	5868	75493	28592	33766	59075	3445	32312	11473	371496	0,6%
2011	135805	870	70698	23332	29423	46618	1725	24892	25623	358987	-3,4%
2012	150190	0	54842	5636	40769	40962	0	23957	38282	354639	-1,2%

FUENTE: SEE.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA



CUADRO A 7-PROCEDENCIA DEL PETROLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA. (Miles de toneladas)

	Oriente Medio					Tasa de variac.	Africa					Tasa de variac.
	Arabia Saudí	Irán	Irak	Otros	Total		Argelia	Libia	Nigeria	Otros	Total	
2007	5.468	4.512	3.254	214	13.448	-12,6%	395	4.898	4.860	6.422	16.575	-11,6%
2008	6.397	6.803	1.834	415	15.449	14,9%	1.627	5.957	5.045	6.867	19.496	17,6%
2009	5.807	6.270	2.250	731	15.058	-2,5%	1.081	5.041	5.398	4.731	16.251	-16,6%
2010	6.571	7.671	1.905	412	16.559	10,0%	1.010	6.826	5.579	5.319	18.734	15,3%
2011	7.661	7.493	3.863	397	19.414	17,2%	537	1.159	6.914	5.567	14.177	-24,3%
2012	7936	1103	4869	0	13908	-28,4%	1647	4891	8430	5080	20047	41,4%

CUADRO A 8. CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS. (Ktep)

	GASOLINAS		QUEROSEOS		GASOLEOS		GLP		NAFTAS		COO. DE PETROLEO		OTROS		TOTAL	
	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación	ktep.	Tasa de variación
2007	7021		5858		34497		2239		2377		3150		6567		61708	
2008	6319		5782		32968		2157		1841		2976		6683		58727	
2009	5930	-6,2%	5271	-8,8%	30590	-7,2%	2003	-7,2%	2100	14,1%	2743	-7,9%	5681	-15,0%	54317	-7,5%
2010	5462	-7,9%	5388	2,2%	29988	-2,0%	2006	0,2%	2246	7,0%	3015	9,9%	5066	-10,8%	53171	-2,1%
2011	5080	-7,0%	5746	6,7%	27737	-7,5%	1798	-10,4%	2125	-5,4%	2726	-9,6%	4907	-3,1%	50119	-5,7%
2012	5054	-0,5%	5420	-5,7%	25473	-8,2%	1742	-3,1%	1485	-30,1%	2095	-23,1%	4594	-6,4%	45863	-8,5%

FUENTE: SEE.

METODOLOGIA

La AIE expresa sus balances de energía en una unidad común que es la tonelada equivalente de petróleo (tep). Una tep se define como 10⁷ 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.

CUADRO A 7—PROCEDENCIA DEL PETROLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA. (Miles de toneladas)

Reino Unido	Europa				América				Resto	Total		
	Rusia	Otros	Total	Tasa de variac.	Méjico	Venezuela	Otros	Total		Tasa de variac.	Miles de toneladas	Tasa de variac.
694	12736	2677	16107	9,3%	7180	2124	192	9496	-14,9%	1882	57508	-4,9%
1430	8811	1997	12238	-24,0%	7710	1872	306	9888	4,1%	1437	58508	1,7%
1193	8201	1809	11203	-8,5%	5657	2680	312	8649	-12,5%	1136	52297	-10,6%
405	6585	1704	8694	-22,4%	5928	789	982	7699	-11,0%	775	52461	0,3%
159	7977	845	8981	3,3%	6135	419	2161	8715	13,2%	860	52147	-0,6%
0	8178	651	8830	-1,7%	8678	2579	4005	15263	75,1%	759	58807	12,8%

FUENTE: SEE.

El consumo final, en el sector transporte, comprende todo el suministro a aviación, incluyendo a compañías extranjeras. En cambio los combustibles de barcos (bunkers) tanto nacionales como extranjeros, para transporte internacional, se asimilan a una exportación, no incluyéndose en el consumo nacional.

Gas: En consumo final incluye el gas natural y gas manufacturado procedente de cualquier fuente. En consumo primario incluye únicamente gas natural, consumido directamente o manufacturado.

Energía hidráulica: Recoge la producción bruta de energía hidroeléctrica primaria, es decir, sin contabilizar la energía eléctrica procedente de las centrales de bombeo. En la metodología empleada, su conversión a tep se hace en base a la energía contenida en la electricidad generada, es decir, 1 Mwh = 0,086 tep.

Energía nuclear: Recoge la producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear. Su conversión a tep se hace considerando un rendimiento medio de una central nuclear (33%), por lo que 1 Mwh = 0,2606 tep.

Electricidad: Su transformación a tep, tanto en el caso de consumo final directo como en el saldo de comercio exterior se hace con la equivalencia 1 Mwh = 0,086 tep.

El consumo de energía primaria se calcula suponiendo que las centrales eléctricas mantienen el rendimiento medio del año anterior. Salvo en el caso de electricidad o de grandes consumidores (generación eléctrica, siderurgia, cemento, etc.) en que se contabilizan los consumos reales, en el resto se consideran como tales las ventas o entregas de las distintas energías, que pueden no coincidir con los consumos debido a las posibles variaciones de existencias, que en períodos cortos de tiempo pueden tener relevancia.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

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 SIMBOLOS

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.

