

LA ENERGÍA EN ESPAÑA

2011



**GOBIERNO
DE ESPAÑA**

**MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO**

**SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA**

LA ENERGÍA EN ESPAÑA 2011



**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-31341-2012
NIPO: 070-12-015-5
I.S.B.N.: 978-84-15280-17-0

Diseño de cubierta: CPMINETUR

Papel:

Exterior: Estucado mate ecológico
(70.100/350)

Interior: Estucado mate ecológico
(65.90/115)

(Certificados EFC y FSC)

Impresión: SAFEKAT, S. L.

ECPMINETUR: 1.ª Ed./150/0912

EUAEVF: 0,00 €

INTRODUCCIÓN	5
ESTRUCTURA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO EN MATERIA DE ENERGÍA Y MINAS	9
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES.....	11
1.1. Tendencias de los mercados energéticos.....	13
1.2. Demanda, producción y comercio energético	21
1.3. Precios energéticos.....	28
2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA	33
2.1. Demanda de energía final	35
2.2. Demanda de energía primaria.....	37
2.3. Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento.....	40
3. SECTOR ELÉCTRICO	41
3.1. Demanda eléctrica.....	43
3.2. Oferta eléctrica	45
3.3. Evolución de las tarifas eléctricas y comparación con otros países.....	50
3.4. Regulación legal del sector.....	56
3.5. Evolución del mercado de producción de la electricidad	64
3.6. Evolución económica y financiera del sector eléctrico	65
4. SECTOR NUCLEAR.....	69
4.1. Generación eléctrica de origen nuclear	71
4.2. Pruebas realizadas a las centrales nucleares españolas, como consecuencia del accidente en la central nuclear de Fukushima	72
4.3. Primera parte del ciclo de combustible nuclear	74
4.4. Segunda parte del ciclo del combustible nuclear	75
4.5. Industria de fabricación de equipos	77
4.6. Evolución del equipamiento energético y desarrollo de infraestructuras	78
4.7. I+D.....	80
4.8. Normativa aprobada y en elaboración	81
4.9. Aplicación de salvaguardias integradas a las instalaciones nucleares españolas.....	89
4.10. Actividad de organismos internacionales	91
5. SECTOR CARBÓN	103
5.1. Situación actual	105
5.1.1. Panorámica general del sector	105
5.1.2. Demanda interior.....	106
5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo.....	107
5.1.4. Comercio exterior	109
5.2. Estructura del sector.....	110
5.3. La política carbonera en el año 2011	111

6. SECTOR GAS	115
6.1. Demanda	117
6.2. Oferta	118
6.3. Régimen económico de gases y productos asimilados	130
6.4. Normativa	153
7. SECTOR PETRÓLEO	157
7.1. Demanda	159
7.2. Oferta	160
7.3. Precios de productos petrolíferos	164
7.4. Regulación legal del sector	168
8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES.....	171
8.1. Eficiencia energética	173
8.2. Cogeneración.....	198
8.3. Energías renovables	208
8.4. Desarrollo normativo	223
9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE.....	235
9.1. Ámbito internacional	237
9.2. Unión Europea.....	238
9.3. Ámbito nacional	245
10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO	257
10.1. Introducción.....	259
10.2. Instrumentos	260
10.3. Actividades de I+D	268
10.3.1. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) ..	268
10.3.2. Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)	306
10.3.3. Centro Nacional de Experimentación en Tecnologías del Hidrógeno y Pilas de Combustible (CNH2)	309
11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA	313
11.1. Redes eléctricas. Realizaciones en 2011	315
11.2. Redes gasistas. Realizaciones en 2011	326
11.3. Almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos	330
11.4. Planificación de las infraestructuras del transporte de energía	331
ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA.....	333

Este informe recoge la evolución del mercado energético en España durante 2011, 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 2011 bajó el 0,6% respecto al del año anterior, reflejando la situación de bajo crecimiento económico en el año. Esta evolución ha venido acompañada del aumento de los precios de las 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 4,4% en 2011, 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 en algunos de los sectores industriales más intensivos en consumo energético, que habían registrado un aumento de la misma el año anterior.

En el descenso registrado en 2011 del consumo de energía primaria o total, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. En 2010 las producciones eléctricas eólica e hidroeléctrica fueron excepcionalmente altas, mientras en 2011 bajaron por su menor disponibilidad y se recuperó la generación con carbón, en aplicación de sus planes sectoriales.

Al descender las demandas energéticas y aumentar ligeramente el PIB, en 2011 ha mejorado la efi-

ciencia energética de la economía, bajando un 5,1% la intensidad energética final y un 1,3% la intensidad energética primaria. 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 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 en el sistema, a partir del año 2013.

En relación con el consumo de carbón para generación eléctrica, se fijaron las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, a aplicar en el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro. Se fijó un máximo de 23,3 TWh que podrían generar las centrales adscritas a este procedimiento, del cual se generó finalmente un 79,1%.

Respecto a las ayudas estatales a la industria del carbón, desde 2011 rige la Decisión del Consejo de la UE de 10 de diciembre de 2010 relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas. De acuerdo a esta norma, el total de ayudas otorgadas deberá reducirse conforme a una senda preestablecida hasta desaparecer a finales de 2018.

Tras el accidente ocurrido en la central nuclear de Fukushima, el Consejo de la Unión Europea aprobó que todas las centrales de la UE deben someterse a unas pruebas de resistencia (test de stress) para verificar su seguridad ante fenómenos naturales de carácter extraordinario. El informe del Consejo de Seguridad Nuclear correspondiente a las centrales españolas, destaca que no se ha identificado ningún aspecto que suponga 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 concluyen que actualmente se cumplen las bases de diseño y las bases de licencia establecidas para cada instalación, y los estudios realizados ponen 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 han propuesto 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.

También en el sector nuclear, en 2011, el Consejo de Ministros acordó designar al municipio de Villar de Cañas (Cuenca), como emplazamiento del Almacén Temporal Centralizado (ATC) y su centro tecnológico. Esta decisión fue adoptada teniendo en cuenta la consecución del mayor consenso social, territorial e institucional, que tendrá un impacto socioeconómico positivo, y

que esta localización reúne todas las características técnicas exigidas para este tipo de emplazamiento.

En materia de eficiencia energética, en 2011 se aprobó el Plan de Intensificación del Ahorro y la Eficiencia Energética, que recoge un conjunto de veinte medidas en materia de transporte y movilidad, edificación e iluminación, consumo eléctrico, y campañas de divulgación y formación. En un horizonte temporal más extenso, también se aprobó el nuevo Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, que constituye el segundo plan nacional exigido por la normativa de la UE en este campo, y da continuidad a los planes anteriormente aprobados en el marco de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España. A partir de 2012, los planes en este campo deberán ser coherentes con el cumplimiento de los objetivos de la UE en la nueva Directiva cuyo acuerdo político se ha logrado a mediados de este año.

También en 2011 se aprobó un nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020, de cara al cumplimiento de los objetivos de la UE de conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía del sector del transporte para el año 2020. Este plan se aprobó en un contexto de estimaciones de crecimiento económico y, por tanto, de consumo energético, muy superiores a las actuales, por lo que se está redefiniendo la estrategia de política energética para el cumplimiento de dichos objetivos.

También ha continuado en 2011 una importante actividad en los temas energéticos relacionados con el medio ambiente, continuando el desarrollo del paquete comunitario de medidas legislativas sobre energía y cambio climático, que incluye también los objetivos citados sobre fuentes renovables y mejora de la eficiencia energética.

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

También en este área, el Strategic Energy Technology Plan (SET Plan) impulsado por la Comisión Europea, 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 2012, las nuevas perspectivas sobre la evolución económica orientan un cambio sustantivo en la política energética, que continuará garantizando la seguridad de suministro, con mayor énfasis en la competitividad y la sostenibilidad económica y ambiental, con medidas integradas, de liberalización de los sectores de gas y electricidad, de ahorro y eficiencia en la demanda, de incremento de la participación de las energías renovables en la oferta y de cumplimiento de los objetivos relacionados con el cambio climático.



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.

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.
- Corresponde a la Secretaría de Estado de Energía canalizar las relaciones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo con la *Comisión Nacional de Energía.*



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

- *El Ministerio de Economía y Competitividad*: A él está adscrito, a través de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación, 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.
- *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, especialmente en la Unión Europea, de acuerdo con las políticas y los datos publicados por la Comisión Europea, la Agencia Internacional de la Energía y otros Organismos y empresas internacionales. También se incluyen, por su relevancia, consideraciones sobre las repercusiones del accidente de Fukushima y los resultados de la CoP de Durban relativa a cambio climático.

1.1. TENDENCIAS DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS

Los indicadores de consumo energético a nivel global continúan manteniendo una tendencia al alza, acompañando a la recuperación económica en algunas áreas, y con los efectos asociados sobre el medio ambiente. No obstante, persisten los objetivos de las políticas energéticas para conseguir un suministro de energía fiable, abundante y barata en todas las áreas del mundo, dado que se estima (WEO 2011) que, todavía, en torno al 20% de las personas –alrededor de 1.200 millones de ciudadanos– carecen de acceso a la electricidad.

Por otra parte, en ocasiones, las prioridades en materia de política energética responden a soluciones a corto plazo, en lugar de reforzar las acciones encaminadas a reducir la intensidad energética de la economía y la sostenibilidad. Los acontecimientos experimentados como consecuencia del accidente nuclear en Fukushima, supusieron la reapertura en la escena internacio-

nal del debate sobre la energía nuclear. También los cambios políticos y sociales que se produjeron en importantes países del norte de África y Oriente Medio, llamaron la atención sobre la fiabilidad del suministro energético. Sin embargo, la preocupación respecto de las expectativas macroeconómicas y, en particular, las variables financieras de determinadas economías europeas, redujeron la atención sobre los problemas asociados a la energía y el medioambiente.

Las dudas que afectan a las perspectivas económicas tienen lógicamente un impacto directo en las previsiones de demanda y oferta energética. Una disminución en las estimaciones de crecimiento del PIB global suaviza las presiones en el corto plazo sobre la demanda de materias primas, incluyendo los productos energéticos. No obstante, los indicadores globales permanecen inalterados frente a las pequeñas variaciones que pueda suponer una desaceleración de las economías avanzadas. Las expectativas sobre el crecimiento de la población mundial continúan prácticamente sin modificaciones, y se espera, por tanto, un crecimiento anual medio del 3,5% hasta el horizonte del 2035 (WEO 2011). Esta cifra supone un aumento en torno a 1.700 millones de personas.

En el mismo sentido, fuera de la OCDE las perspectivas económicas sufren pocas alteraciones en sus previsiones. De esta forma, las economías no OCDE supondrán un 90% de la población adicional, y un 70% del incremento del PIB. Cabe destacar el peso específico de China en estos avances, que en la actualidad se ha convertido en el mayor consumidor mundial de energía, por delante de los EE.UU.

Incrementos en los precios de producción de petróleo

Los informes de la OPEP anticipan una caída global de la demanda de petróleo para el año 2012. Europa y los Estados Unidos reducen su demanda de petróleo por la acentuada desaceleración mundial que está teniendo la economía global y que para el caso europeo se vería potenciada por los planes de austeridad. También la caída de la demanda de productos petrolíferos se debe al perfeccionamiento de la eficiencia de vehículos y otros métodos de transporte, y en especial, al desarrollo de nuevas tecnologías como la híbrida que gradualmente alcanza mayores cuotas en el mercado. Los países emergentes, principalmente China e India, asumen prácticamente la totalidad de la nueva demanda de petróleo, sobre todo para abastecer a su nueva flota de vehículos de uso privado y comercial.

Sin embargo, y frente a la lógica a primera vista, pese a que la demanda disminuye, el precio sigue aumentando. Para muchos analistas (Baker Hughes, CGES, etc.) esto no es más que una consecuencia de los incrementos en los costes de producción, que afecta incluso a países con costes relativamente bajos, como Arabia Saudita, que debe aplicar cada vez una tecnología más avanzada y costosa para cumplir con sus metas de producción. Para el caso concreto de este país, la propia compañía estatal, Saudi Aramco, estima que el agotamiento promedio de los campos existentes de petróleo es del 29%. El campo de Abqaiq -el más antiguo- con un 74 % de sus reservas agotadas, el gigantesco campo de Ghawar al 48 % de sus reservas agotadas y con el más joven Sha-

ybah, sólo con el 5 % agotado. La propia Saudi Aramco ha reconocido que con el fin de ayudar a compensar la disminución natural de los campos maduros, llevará a cabo perforaciones adicionales en los campos existentes e iniciará proyectos de producción off-shore.

Por otra parte, las nuevas potencias energéticas como Brasil y Angola, cuyas futuras fuentes de recursos provendrán principalmente de campos marítimos, aumentarán la capacidad de producción global pero a unos mayores costes de producción.

Los avances del gas natural

El consumo mundial de gas natural creció un 2,2% en 2011. El crecimiento del consumo fue superior al promedio en Asia, Oriente Medio y América del Norte, donde los bajos precios llevaron a un crecimiento más robusto. Fuera de Norteamérica, los mayores aumentos de volumen en el consumo fueron en China (21,5%), Arabia Saudita (13,2%) y Japón (11,6%). Estos aumentos fueron parcialmente compensados por el mayor descenso registrado en el consumo de gas de la UE (-9,9%), impulsado por una economía débil, la subida de los precios, el clima cálido y el crecimiento continuo en la generación eléctrica con energías renovables.

Por el lado de la oferta, la producción mundial de gas natural creció un 3,1%. Los EE.UU. (7,7%) registraron el mayor aumento del volumen a pesar de los precios del gas más bajos, y siguen siendo el mayor productor del mundo gracias a la



explotación de los yacimientos de gas natural no convencional. La producción también creció rápidamente en Qatar (25,8%), Rusia (3,1%) y Turkmenistán (40,6%), compensando los descensos en Libia (-75,6%) y Reino Unido (-20,8%). Como fue el caso para el consumo, la UE registró el mayor descenso de la producción de gas (-11,4%), debido a una combinación de campos maduros, el mantenimiento y el consumo regional débil.

Debido a la evolución del consumo, el comercio mundial de gas natural refleja un aumento relativamente modesto, del 4% en 2011. Los envíos de GNL crecieron un 10,1%, con las exportaciones de Qatar a la cabeza (34,8%). Entre los importadores de GNL, el mayor crecimiento volumétrico fue en Japón y el Reino Unido. Las necesidades energéticas de Japón tras los accidentes nucleares de Fukushima provocaron que el gobierno nipón estimulara de forma muy significativa sus importaciones de GNL, con el consiguiente impacto en el comercio y los mercados mundiales.

El aumento del comercio de gas natural entre países recae principalmente en las mayores capacidades e infraestructuras de GNL. De hecho, el GNL representa actualmente el 32,3% del comercio mundial de gas. Los envíos por gasoducto crecieron sólo un 1,3%, con caídas en las importaciones por parte de Alemania, el Reino Unido, EE.UU. e Italia, que compensan los aumentos en China (de Turkmenistán), Ucrania (de Rusia) y Turquía (de Rusia e Irán).

En cuanto a la progresión de la explotación del gas no convencional, éste representa actualmente la mitad de la base estimada de los recursos natura-

les de gas y su distribución geográfica es más dispersa que la de gas convencional, un hecho que tiene implicaciones positivas para la seguridad de suministro de gas. Según la Agencia Internacional de la Energía (WEO 2011) la proporción de gas no convencional alcanzará una quinta parte de la producción total de gas para el año 2035, aunque el ritmo de esta evolución variará considerablemente según la región. El crecimiento de la oferta dependerá también del éxito de la industria para hacer frente a los desafíos medioambientales que supone la extracción del gas no convencional.

La importancia de Rusia en los mercados y el abastecimiento energético

Rusia es sin duda uno de los países clave en el suministro de recursos energéticos a nivel mundial. Su importancia estratégica a la hora de garantizar materias primas energéticas a los mercados europeos y asiáticos es un fenómeno al alza. Sin embargo, para mantener su papel de productor líder en los mercados mundiales de gas y petróleo tiene que realizar continuas inversiones en infraestructuras de explotación para asegurar su nivel de producción.

Los expertos estiman que los campos del centro de Rusia y los campos de gas en Siberia occidental disminuirán su producción y una nueva generación de campos, cuyos costes de producción serán más elevados, necesitan ser desarrollados, tanto en las zonas tradicionales de producción de Siberia occidental como en las nuevas fronteras del este de Siberia y el Ártico. Dado el tamaño de las inversiones necesarias, posiblemente sea impres-

creditable la participación de compañías internacionales. Para ello, el gobierno podría proponer nuevos incentivos fiscales para estimular las inversiones. Respecto a la explotación de gas, según las previsiones de la Agencia Internacional de la Energía (WEO 2011) para el 2035, el campo de la península de Yamal podría convertirse en el eje de la oferta rusa.

En paralelo a los cambios de producción de gas, también se modifica gradualmente el destino de las exportaciones. La mayoría de las exportaciones rusas continúan yendo hacia el oeste, a los mercados tradicionales en Europa, pero la tendencia indica una reorientación de los suministros hacia los mercados asiáticos. Como resultado, Rusia se beneficia de una mayor diversidad de los ingresos de exportación: la cuota de China en el total de los ingresos de exportación de Rusia de combustible fósiles se eleva del 2% en 2010 al 20% en 2035 –según las previsiones del WEO 2011- mientras que la participación de la Unión Europea cae un 61% a 48%.

Por otra parte, Rusia aspira a crear una economía más eficiente, menos dependiente del petróleo y el gas, pero necesita desarrollar iniciativas públicas en este sentido. Si bien es cierto que Rusia ha aumentado ligeramente su eficiencia energética en los últimos años, todavía permanece lejos de los estándares de los países OCDE. Se recuerda con frecuencia en la literatura especializada que si Rusia produjera en cada sector de la economía a los niveles de intensidad energética de los países comparables de la OCDE, se podría ahorrar anualmente casi un tercio de su consumo de energía primaria.

La repercusión del accidente nuclear de Fukushima en la energía global y en los escenarios de la Agencia Internacional de la Energía

El mapa de la energía nuclear en el mundo mostraba que el 10 de marzo de 2011 estaban operativos 442 reactores nucleares con una capacidad instalada neta de 375 GW, según el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), y otros 65 reactores (61 GW) estaban en etapa de construcción. Los 442 reactores estaban repartidos en 29 países, y a la cabeza está Estados Unidos con 104, siendo Francia el país con mayor dependencia de la energía nuclear y que posee la mayor cantidad de reactores en relación a su población (58), y con una producción eléctrica que cubre del orden del 75% de las necesidades del país.

Tras el accidente de Fukushima ha habido un replanteamiento de esta fuente de energía en algunos países. En la UE, 14 países de los veintisiete se reparten los 143 reactores en el continente, aunque muy concentrados en Francia, con 58, que generan un 75% de su electricidad; Alemania, con 17, que cubrían el 23% de sus necesidades eléctricas, y Reino Unido, con 19 generadores con los que satisface el 18% de su demanda. Alemania ya ha anunciado su plan de abandono de la energía nuclear para 2022, e Italia, único de los países grandes sin centrales atómicas, tenía ambiciosos planes de comenzar a utilizar la energía nuclear, pero fueron rechazados en un referéndum en Junio. Suecia tiene 10 grupos que producen la mitad de su energía y Finlandia está en proceso de expansión de esta energía. Otros países europeos



como Bulgaria, República Checa, Hungría y Eslovaquia, van a continuar con sus planes. España cuenta con ocho reactores que producen cerca del 20% de su electricidad. Bélgica va a cerrar sus centrales nucleares progresivamente hasta 2025. Polonia sigue adelante con sus planes de construcción de grupos nucleares.

En suelo europeo, pero fuera de la UE, Suiza cerrará sus cinco centrales hasta 2034, mientras que Turquía ha ratificado sus planes de añadir la energía nuclear a su mix de energía. Otros países han confirmado sus planes de apoyo a la energía nuclear e incluso seguir con sus planes de expansión de la misma EEUU, China, India, Rusia Corea del Sur, Emiratos Árabes Unidos, y algunos que van empezar adoptarla, como Bangladesh, Jordania, Arabia Saudí y Vietnam. Únicamente tres países que no tenían energía nuclear y que iban a desarrollar proyectos, han cancelado sus planes de construir nuevos grupos: Indonesia, Kuwait y Tailandia.

En cuanto a Japón se han anulado los nuevos proyectos que había antes del accidente y por motivos de seguridad operacional se han parado progresivamente todos sus grupos nucleares en espera de adoptar una nueva política energética dependiendo más de otras fuentes (GNL, carbón, renovables) aunque sin dejar la energía nuclear.

El World Energy Outlook 2011 en su prospectiva para el año 2035 examina las implicaciones de los balances energéticos globales con el caso de caída prolongada de la inversión en energía nuclear. Se ha desarrollado el supuesto de que no hubiera construcción de nuevas centrales nucleares en las regiones de la OCDE y en las de no-OCDE, la cons-

trucción de instalaciones nucleares se redujera a la mitad, así como se acortaran los tiempos de vida de las centrales nucleares. Debido a la antigüedad del parque nuclear a nivel mundial, este supuesto significaría una disminución de la potencia nuclear instalada y una menor participación en el mix energético (se estima que caería un 7%). Las fuentes renovables que también requieren inversiones elevadas, conllevan la necesidad de una considerable inversión en la red. Sin embargo, las energías renovables no se espera que sustituyeran toda la potencia nuclear perdida en este supuesto. Habría un repunte en la generación por gas y carbón, dando lugar a crecimientos de la demanda de gas superiores en un 5% y de carbón de un 3%, con emisiones de CO₂ del sector eléctrico que no se dan con la energía nuclear actual.

El World Energy Outlook 2011 también desarrolló un escenario alternativo para lograr emisiones de 450 ppm con baja inversión. Técnicamente es posible llegar a 450 ppm con una baja inversión en tecnología nuclear, pero es muy difícil, tanto desde un punto de vista financiero y de ingeniería, ya que sería necesario implementar e integrar los 6.000 GW de potencia renovable (que sustituiría a la nuclear) en la red. También hay que destacar el retraso de la tecnología CCS, y las inversiones necesarias para compensar la pérdida de la potencia nuclear.

La situación del Protocolo de Kioto después de la CoP de Durban

La XVII Cumbre de la Organización de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CoP17)

(cumbre de Durban) tenía, entre otros, el objetivo de solucionar la continuidad del Protocolo de Kioto a partir de diciembre de 2012, momento en que finaliza el primer periodo de compromiso, y clarificar los pasos siguientes a dar en el marco de la convención después de 6 años de trabajo del Grupo de Trabajo sobre cooperación a largo plazo (LCA) acoplando los dos tramos (Convención y Protocolo de Kioto) de forma que se alcanzara un marco común que pudiera reunir a todas las partes.

El resultado fue un conjunto de acuerdos:

- El segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto, que da continuidad al pacto cerrado en Japón en 1997, prolongándose hasta 2017 o 2020.
- El plan de trabajo del Grupo de cooperación a largo plazo.
- El Fondo verde para el clima.
- La plataforma de Durban

El resultado no satisface las posiciones de algunas de las partes, pero permite trabajar durante el siguiente año en la definición de los compromisos en el marco del Protocolo de Kioto e ir definiendo los objetivos de todas las partes implicadas, que acabarían en un «resultado acordado con fuerza legal», un equilibrio de palabras que permite a todos reflejar su posición, pero que marca una incertidumbre en lo referente a la forma legal que podría tener dicho acuerdo, y que se negociará para tener preparado en 2015 (se adoptaría en la

CoP 21). En suma se trataría de «un protocolo, un instrumento legal o un resultado acordado con fuerza legal» que limite las emisiones de todos los países y que entre en vigor y se implemente a partir de 2020.

Sin embargo, Rusia, Japón y Canadá se han desmarcado del segundo periodo del único tratado legalmente vinculante de reducción de emisiones, que obliga solo a los países industrializados por lo que finalmente sólo están incluidos de entre éstos, la Unión Europea, Islandia, Suiza, Noruega, Nueva Zelanda y Australia y como países con economías en transición, Ucrania, Kazakstán, Bielorrusia y Croacia y naturalmente todos los países en desarrollo que querían firmemente la ratificación para poder mantener la estructura actual que obliga legalmente a reducir emisiones a los países desarrollados y que les permite a ellos mantener los mecanismos actuales sin adquirir compromisos que según su opinión se alejan de la aplicación del principio de responsabilidades comunes pero diferenciadas.

Las razones esgrimidas para no sumarse al consenso se deben a que las tres naciones rechazan la imposición de nuevos objetivos obligatorios sin un marco post-Kioto que exija que todos los principales emisores del mundo reduzcan sus emisiones contaminantes. Falta aclarar por parte de la UE las implicaciones que esta nueva situación va tener en la elegibilidad de créditos de los mecanismos en el ETS a partir de 2013. El segundo periodo de compromiso comenzará el 1 de enero de 2013 y finalizará el 31 de diciembre de 2017 ó el 31 de diciembre de 2020. La fecha se decidirá en la siguiente sesión del grupo, a finales de 2012.



La financiación a largo plazo, es decir, el compromiso contenido en el Acuerdo de Copenhague de aportar a los países en desarrollo 100.000 millones de dólares anuales para 2020, para ayudar a las naciones en desarrollo a financiar acciones dirigidas a la disminución paulatina de sus emisiones y a atajar el impacto del cambio climático fue ratificado y se decidió elaborar un programa de trabajo en 2012. El fondo dispondrá de una «facility» que permitirá financiar directa e indirectamente actividades de mitigación y adaptación emprendidas por el sector privado en el ámbito nacional, regional e internacional. Las principales dudas sobre el Fondo radican en la falta de identificación de las posibles fuentes de financiación desde el 2013 hasta el 2020.

Algunos temas relevantes para el sector energético son:

- Se presentó el informe de la Junta Ejecutiva sobre el funcionamiento del MDL en el periodo 2010-2011. En estos momentos hay más de 3.500 proyectos registrados en 72 países y otros 3.600 más que se encuentran ya en fases a partir de la validación. Además se han registrado 13 programas de actividades en 11 países y otros 26 están en proceso de registro. Se han emitido ya unos 750 millones de créditos.
- Se aprobaron las modalidades y procedimientos para la inclusión de las actividades de captura y almacenamiento de CO₂ en el MDL, dejando para la siguiente reunión de las partes la decisión sobre la elegibilidad de los proyectos de transporte de CO₂ entre países o de almacenamiento en emplazamientos localizados en más de un país.

- El gran logro de Durban consiste en haber acordado una hoja de ruta para un nuevo acuerdo global que implica a todos los grandes emisores (tanto países desarrollados como emergentes), condición que exigía la Unión Europea para firmar una prórroga de Kioto. El nuevo documento debería ser adoptado en 2015 y entrar en vigor en 2020, aunque aplaza decisiones cruciales como el establecimiento exacto del marco legal y las obligaciones a las que se someterán los países que ratifiquen el texto definitivo.

En 2012, en Qatar tendrá lugar la siguiente CoP para tratar de alcanzar una hoja de ruta que implique por igual a todos los países.

Unión Europea

El año 2011 fue un año de transición en cuanto a temas energéticos en la UE y los principales temas tratados en los Consejos de Energía fueron:

- Reglamento sobre Transparencia e Integridad de Mercados Energéticos (REMIT).

Este Reglamento es la nueva base jurídica de la UE para luchar contra abusos de mercado y mejorar la transparencia a los mercados energéticos, como garantía para los consumidores. Ha sido una de las prioridades del primer semestre de 2011, bajo Presidencia Húngara. Fue aprobado por codecisión en primera lectura y publicado en el DOUE de 8 de diciembre de 2011.

- Reglamento de Infraestructuras Energéticas Transeuropeas.

En octubre de 2011 la Comisión presentó su propuesta de Reglamento sobre Directrices para la construcción de infraestructuras energéticas europeas. La propuesta pretende abordar la identificación de proyectos de interés común, la simplificación de los procedimientos de autorizaciones y la necesidad de un mecanismo de asignación de costes y beneficios transfronterizo. 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 ECOFIN. Esta propuesta sustituirá al actual Reglamento de financiación de las RTE y regulará la asignación de los 9.100 millones de euros que el próximo marco financiero plurianual (2014-2020) va a destinar a infraestructuras energéticas. El dossier sigue el procedimiento de codecisión y se espera que pueda ser aprobado a finales de 2012.

- Reglamento 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 de Reglamento sobre la seguridad de actividades de prospección, exploración y producción de gas y petróleo en alta mar», de 27 de octubre de 2011. Está precedida por una Comunicación de la Comisión «Facing the challenge of the safety of offshore oil and gas activities», de septiembre de 2010.

El origen de esta iniciativa está en el accidente de BP en el Golfo de México, en abril de 2010. A raíz de esto, la Comisión organizó reuniones con los EEMM para analizar las causas y consecuen-

cias de este accidente e intentar prevenir algo similar en la UE. Las conclusiones de estos trabajos fueron que era necesario hacer una revisión en profundidad de 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. El dossier sigue el procedimiento de codecisión y se espera que pueda ser aprobado a finales de 2012.

- Directiva de Eficiencia Energética.

El Consejo de Ministros de Energía de junio de 2011 aprobó unas conclusiones sobre el Plan de Eficiencia Energética, y sobre esa base, en julio la Comisión presentó una propuesta de Directiva Energética que se ha discutido a lo largo de todo el año, tanto en el Consejo como en el Parlamento. Esta propuesta establece obligaciones para renovación de edificios públicos, esquemas obligatorios de eficiencia, auditorías energéticas, medidas sobre contadores y facturación de energía, sobre promoción de la eficiencia de frío/ calor y otros. La propuesta de Directiva ha recibido el respaldo en el Consejo de Ministros de Energía de junio de 2012.

- Test de estrés de las centrales nucleares.

Como consecuencia del accidente de la central nuclear de Fukushima en marzo de 2011, la UE propuso un sistema de evaluación de la seguridad y de detección de riesgos en las centrales nucleares europeas, supervisado por los responsables nacionales de seguridad, que se prolongó durante todo el año.



– Comunicación sobre Energías Renovables.

La Comisión presentó en 2011 una Comunicación sobre energías renovables para conseguir los objetivos de 2020, que será revisada en 2012.

1.2. DEMANDA, PRODUCCIÓN Y COMERCIO ENERGÉTICO

Tras la crisis económica que se inició en el segundo semestre de 2008 y que llevó a la economía mundial a contraerse por primera vez desde mediados del siglo XX, en 2011, debido a la recuperación económica, la demanda energética en el mundo creció un 2,5%, aumento por segundo año consecutivo tras el fuerte descenso del 2009. Esta tasa fue inferior al 5,6% de 2010, que fue la mayor tasa de crecimiento desde 1973.

Desde 2008, el consumo energético de los países no-OCDE supera al de los de esta área (países más desarrollados económicamente). Los fuertes crecimientos económicos de aquellos países, han provocado el aumento de la demanda energética mundial y de los precios de la energía, tanto en 2010 y 2011 como en los años anteriores a 2008, lo que también fue un factor agravante de la recesión indicada.

Mientras el descenso del consumo energético en 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 ha bajado ligeramente 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 5,4% en 2011, 8,5% en 2010 y 4,4% en 2009, mientras en la UE bajó el 3,1%, subió 3,2% y bajó 5,6% respectivamente y en Estados Unidos bajó el 0,4%, subió 3,7% y bajó 5%. En China aumentó 8,8% en 2011, 11,2% en 2010 y 8,7% en 2009, tasa superior a la del año anterior y en India aumentó el 7,4%, 9,2% y 6,6% respectivamente.

Estructuralmente, sigue aumentando el peso de Asia-Pacífico en el consumo mundial, que ha alcanzado el 39,1% en 2010, desde el 15,8% en 1980. La OCDE sigue bajando su participación, con el 45%, así como Norteamérica con el 22,6% y la UE el 13,8%. 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 crecimiento 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 subió un 0,7% en 2011, tras el 3,1% en 2010 y el descenso del 2% en 2009, que fue el mayor descenso desde 1980. En la OCDE el consumo en el año 2011 bajó el 1,2%, tras haber subido un 0,9% en 2010 y después de bajar el 4,8% en 2009 que fue un descenso registrado por cuarto año consecutivo. Sin embargo, en economías emergentes la demanda sigue creciendo, 2,8% en 2011, 5,5% en 2010 y 2,1% en 2009, destacando los aumentos de consumo de China, India y Oriente Medio. La región Asia-Pacífico consume ya el 32,4% del petróleo mundial, frente al 25,3% de Norteamérica y el 15,9% de la UE.

El consumo de carbón en 2011, medido en tep, creció el 5,4% recuperando el continuo crecimiento registrado desde 1999, tras el estancamiento de 2009. También ha habido diferencias entre zonas geográficas, con descenso en la OCDE, 1,1%, tras la recuperación del 5,2% en 2010 y el descenso del 10,4% en 2009; en la UE también creció el 3,6% en 2011, 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 9,7% e India 9,2%. El consumo mundial de carbón en 2011 fue del 30,3% del consumo primario total, participación que crece cada año.

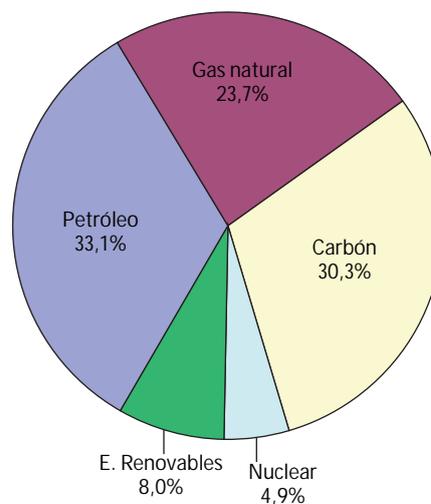
La generación eléctrica nuclear bajó el 4,3% en 2011, tras la ligera recuperación del año anterior, volviendo a la tendencia de descenso de los tres años previos, especialmente en Europa y Asia-Pacífico, por las causas ya indicadas. La generación hidroeléctrica aumentó un 1,6%, tras el 5,3% de 2010, crecimiento muy significativo res-

pecto 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 2011, 86,3% en energía solar, 25,8% en eólica y 17,7% en otras energías renovables distintas de la hidroeléctrica, debido al apoyo de muchos gobiernos, aunque su peso en el abastecimiento mundial es aún bajo, 8% del total. La capacidad instalada de energía eólica creció un 20,5% en 2011 principalmente en China y Estados Unidos. La capacidad de generación con energía solar creció un 73,3%. En biocombustibles, la producción creció un ligero 0,7%, tras el fuerte crecimiento de años anteriores, 13,8%, aunque se mantuvo alto Estados Unidos pero bajó en Brasil.

El consumo mundial de energía en 2011, por tipos y por países se indica en los gráficos 1.1 y 1.2.

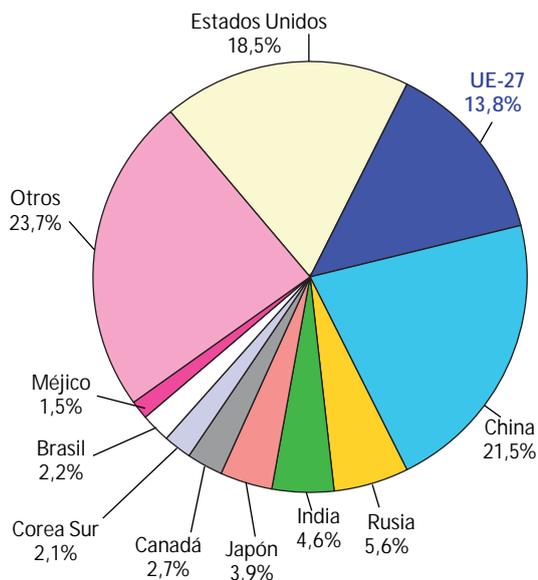
GRÁFICO 1.1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2011 - 12275 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.



GRÁFICO 1.2. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA EN 2011
12275 MTEP



FUENTE: BP Statistical Review.

En 2011 la producción de petróleo aumentó un 1,3%, por segundo año consecutivo, tras la fuerte caída de 2009, la mayor desde 1982. En áreas fuera de la OPEP bajó ligeramente, tras el crecimiento del año anterior, similar a la media anual de los últimos diez años, mientras en la OPEP, subió un 3% en 2011, y se mantiene por encima del 42% del total. La producción en la OCDE bajó ligeramente hasta el 21,7% del total, a pesar del aumento del 3,6% de la producción en Estados Unidos.

La capacidad de refino subió en el mundo en los últimos tres años, pero especialmente en las áreas no-OCDE, destacando la continuidad del aumento en China e India, dado que en los princi-

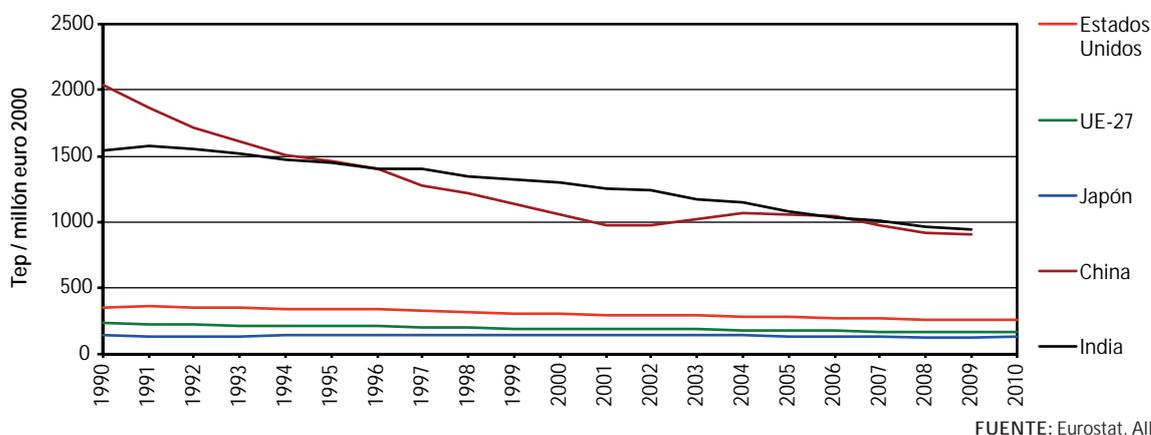
pales países de la OCDE el aumento de capacidad fue menor. La capacidad de las áreas no-OCDE sigue superando a la capacidad instalada en la OCDE.

La producción de gas natural en el mundo continúa creciendo fuertemente, 3,1% en 2011 tras el 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 2011 se debió a la mayor producción de Estados Unidos 7,7%, Rusia 3,1%, y Oriente Medio 11,4%. En la UE bajó fuertemente, un 11,4%, tras la recuperación del año anterior.

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



GRÁFICO 1.3. INTENSIDAD ENERGÉTICA



FUENTE: Eurostat. AIE.

Como consecuencia de lo anterior, las emisiones de CO₂ procedentes del consumo de energía en el mundo fueron en 2011 un 50,6% superiores a las de 1990, a pesar del fuerte descenso en el área de Rusia y este de Europa en el período debido a la reducción del consumo por la crisis económica. En los países desarrollados se registran sólo ligeros aumentos o estabilización desde 1990, mientras que en Asia se registra un crecimiento significativo, especialmente en China e India, como se indica en el gráfico 1.4. En Europa occidental se registró una práctica estabilización entre esos años, debido al menor uso del carbón en generación eléctrica y usos finales y su sustitución por energías limpias. Por países, en 2011 el principal emisor fue China, seguida de Estados Unidos (gráfico 1.6).

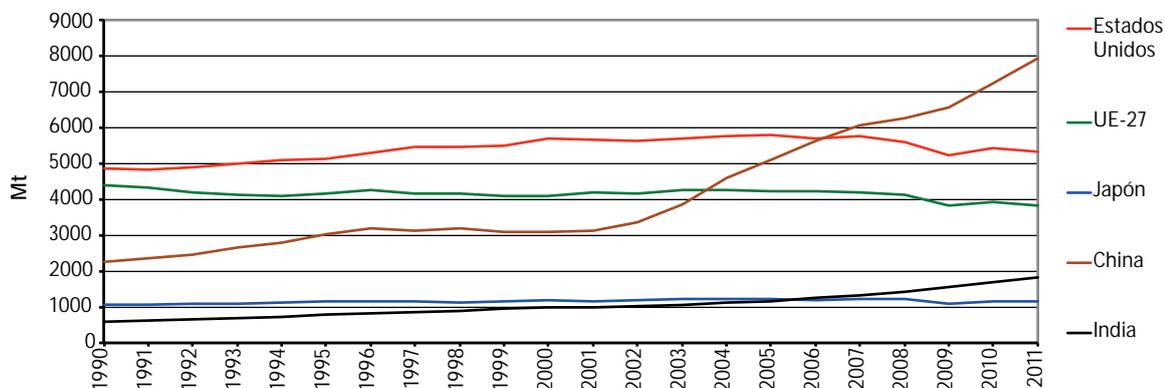
El principal sector emisor es el de generación eléctrica, con un 35% del total, mientras en 1980 era el 28%. En cambio, en la industria suponen un 17% frente al 26% en 1980.

En el gráfico 1.5 se indica la evolución de la intensidad en carbono del consumo energético, donde se observa que en áreas desarrolladas, la tendencia es de descenso o de relativa estabilización, mientras en los países en desarrollo de Asia, donde ha venido creciendo fuertemente, fundamentalmente derivado del crecimiento del consumo de carbón en generación eléctrica, en los últimos años registra una estabilización del ratio.

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

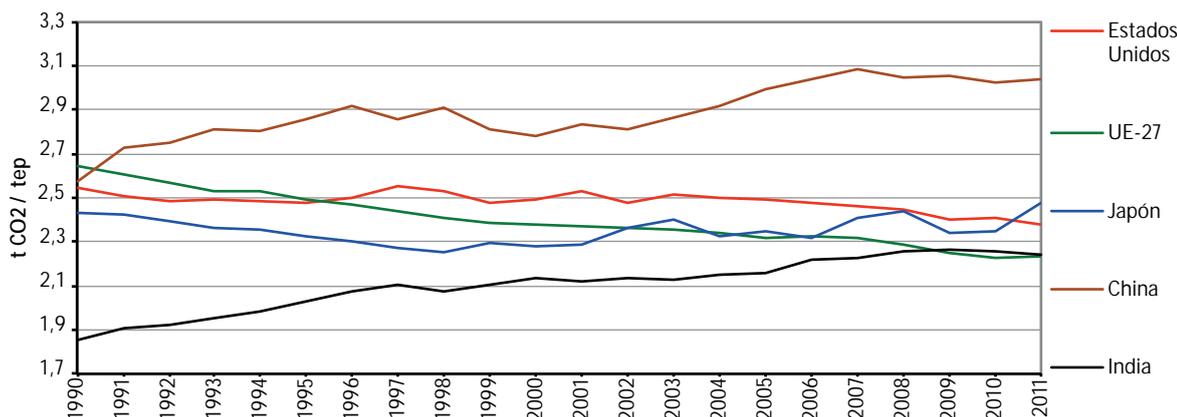


GRÁFICO 1.4. EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂



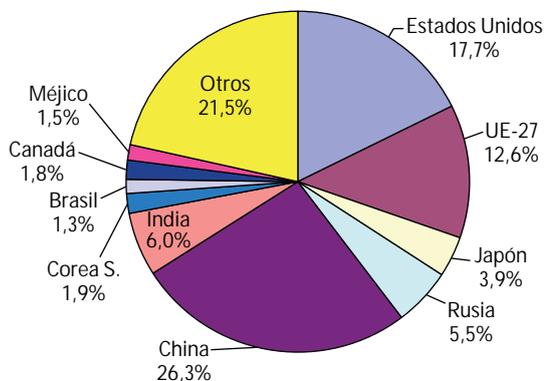
FUENTE: BP Statistical Review

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 2011



FUENTE: BP Statistical Review

Unión Europea-27

Para el análisis de la situación de la energía en la UE, los últimos datos disponibles de Eurostat corresponden a 2010 y, por tanto, son datos que reflejan la crisis económica existente desde el segundo semestre de 2008.

En el período 1990-2010, el consumo total de energía aumentó el 0,3% medio anual, por debajo del crecimiento medio del PIB, por lo que se ha producido una mejora de la eficiencia energética, con descenso del 1,4% anual en el ratio Energía primaria/PIB (cuadro 1.1).

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES

CUADRO 1.1. BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27

Mtep	1990	2008	2009	2010	% 2010/09	% 2010/90 anual
Producción	942,74	854,75	813,66	830,87	2,1	-0,6
Carbón	368,25	177,65	165,30	163,02	-1,4	-4,0
Petróleo y condensados de gas natural	129,43	108,16	105,13	97,35	-7,4	-1,4
Gas natural	162,45	168,23	153,05	156,14	2,0	-0,2
Nuclear	205,21	241,91	230,77	236,56	2,5	0,7
Renovables	70,36	141,33	148,77	166,65	12,0	4,4
Otros	7,04	17,47	10,64	11,15	4,8	2,3
Importaciones-Exportaciones	754,93	1014,28	941,09	952,25	1,2	1,2
Carbón	80,65	136,65	110,13	110,07	-0,1	1,6
Petróleo y productos petrolíferos	535,75	598,52	579,51	574,40	-0,9	0,3
Gas natural	135,05	274,49	266,90	275,52	3,2	3,6
Electricidad	3,34	1,47	1,30	0,30	-77,0	-11,4
Renovables	0,15	3,15	-16,75	-8,04	-52,0	100,1
Consumo de energía primaria	1665,14	1801,75	1703,37	1759,02	3,3	0,3
Carbón	453,31	305,39	267,94	279,79	4,4	-2,4
Petróleo y condensados de gas natural	604,28	660,73	605,19	602,64	-0,4	0,0
Gas natural	294,84	440,74	416,89	441,73	6,0	2,0
Nuclear	205,21	241,91	230,77	236,56	2,5	0,7
Renovables	70,70	144,24	152,73	172,14	12,7	4,5
Otros	36,80	8,74	29,85	26,16	-12,3	-1,7
Generación eléctrica (TWh)	2586,28	3372,03	3209,05	3345,62	4,3	1,3
Carbón	1019,01	898,21	842,87	861,46	2,2	-0,8
Productos Petrolíferos	221,35	104,52	96,55	86,25	-10,7	-4,6
Gas natural	191,27	773,59	727,25	755,33	3,9	7,1
Nuclear	794,87	937,22	893,99	916,61	2,5	0,7
Renovables y otros	359,78	658,49	648,39	725,98	12,0	3,6
Consumo final energético	1078,63	1175,23	1112,21	1153,29	3,7	0,3
Carbón	125,34	53,56	42,59	48,72	14,4	-4,6
Productos Petrolíferos	446,67	486,83	461,77	456,67	-1,1	0,1
Gas	229,01	269,70	252,23	268,63	6,5	0,8
Electricidad	184,89	245,98	233,20	243,90	4,6	1,4
Renovables	37,83	67,41	71,40	79,91	11,9	3,8
Otros	54,89	51,75	51,02	55,46	8,7	0,1
Consumo final no energético	103,12	117,53	107,18	112,18	4,7	0,4



CUADRO 1.1. BALANCE ENERGÉTICO DE LA UNIÓN EUROPEA-27 (Continuación)

Mtep	1990	2008	2009	2010	% 2010/09	% 2010/90 anual
Consumo final energético por sectores:						
Industria	368,92	315,87	267,75	291,59	8,9	-1,2
Transporte	281,55	377,90	366,90	365,22	-0,5	1,3
Doméstico	273,38	297,02	294,34	307,32	4,4	0,6
Servicios y otros	154,78	184,44	183,23	189,16	3,2	1,0
Emisiones de CO₂ (Mt) (*)						
Intensidad energética primaria (tep/M€ 2000)	224,1	167,6	165,7	168,0	1,4	-1,4
Intensidad de CO ₂ (ton CO ₂ /tep) (*)	2,75	2,45	2,38	2,37	-0,6	-0,7
Dependencia de las importaciones %	44,4	54,7	53,7	52,7	-2,0	0,9
Consumo primario por habitante (tep/h)	3,5	3,6	3,4	3,5	3,1	0,0
Emisiones CO ₂ per capita (ton CO ₂ /h) (*)	9,7	8,8	8,1	8,3	2,6	-0,8

FUENTE: Eurostat (*). Datos de emisiones 2010 estimados.

Por energías, en el período citado, el consumo de gas natural ha crecido el 2% anual, muy por encima de las demás energías fósiles. Esta evolución se debe a la demanda para generación eléctrica, con aumento del 7,1% 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 2,4% anual, debido al descenso de su uso tanto en generación eléctrica como en sectores consumidores finales, debido a los condicionantes medioambientales, al descenso de capacidad de algunos sectores industriales consumidores en la UE y a la progresiva supresión de las ayudas públicas a la producción, lo que ha llevado a su sustitución por otras energías. Las energías renovables ganan peso en la estructura de abastecimiento de forma continua, alcanzando ya el 9,8% 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 1,3% 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 31% de la demanda final para usos energéticos, frente al 14,6% en 1985. Entre 1990 y 2010, el consumo del transporte aumentó un 29,7%, frente al 6,9% 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 ter-

ciario 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, 1,4% anual desde 1990, aunque se observa ganancia de eficiencia en los usos finales. La demanda final de productos petrolíferos en EU-27 aumentó un 0,1% desde 1990, debido especialmente a los combustibles del transporte, especialmente queroseno aviación y gasóleo de automoción, este último debido al fuerte aumento del parque de vehículos diesel. No obstante, en los últimos años se ha registrado una moderación del crecimiento y descenso 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 2010, 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 renova-

bles y la penetración del gas natural en sustitución de carbón y productos petrolíferos. En la última década, destacan las emisiones del transporte, que crecen de forma continua (cerca del 30% del total), bajan ligeramente en el sector doméstico-terciario y bajan en el industrial. En términos relativos descienden la intensidad de carbono, las emisiones per cápita y por unidad de PIB.

El grado de autoabastecimiento energético baja desde el 57% en 1990 hasta 45% en 2010, 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 periodo 1990-2010 aumentó significativamente la producción de las energías no fósiles, especialmente de las renovables.

En el año 2010, respecto del anterior, las demandas de energía volvieron a aumentar después de los descensos de años anteriores por la situación de crisis económica (cuadro 1.1). La producción interna de energías primarias aumentó el 2,1%, en todas las fuentes excepto carbón y petróleo. El consumo de energía primaria en 2010 aumentó un 3,3%, con descenso del de productos petrolíferos y fuerte aumento en gas y renovables.

1.3. PRECIOS ENERGÉTICOS

El petróleo crudo subió de menos de cien a más de 120 dólares el barril durante los primeros cuatro meses de 2011, y después fue descendiendo paulatinamente hasta terminar el año por debajo de los 110 \$/b. A mediados de 2012 el crudo se sitúa

SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES



entre los 110 y 120 dólares por barril, con tendencia a descender de ese intervalo por la incertidumbre sobre la economía mundial. El petróleo crudo

tipo Brent comenzó enero de 2011 con una media mensual de 96,54 \$/Bbl y finalizó diciembre con una media de 107,83 \$/Bbl.

CUADRO 1.2. COTIZACIONES INTERNACIONALES CRUDO BRENT

Dólares por barril				Media anual €/Bbl
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2011	111,26	107,83	106,51 (30/12/11)	79,93
2010	79,51	91,36	92,55 (31/12/10)	60,02
Dif. absoluta	31,75	16,48	13,95	19,91
Dif. %	39,9%	18,0%	15,1%	33,2%

FUENTE: SEE.

La evolución de las cotizaciones internacionales de gasolina y gasóleo de automoción durante 2011 fue muy similar a la del crudo: clara subida hasta abril y a partir de ahí un paulatino 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
2011	980,3	912,9	929,3 (30/12/11)
2010	729,4	826,9	830,9 (31/12/10)
Dif. Absoluta	250,9	86,1	98,4
Dif. %	34,4%	10,4%	11,8%

COTIZACIONES INTERNACIONALES GASÓLEO AUTOMOCIÓN

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2011	111,26	107,83	106,51 (30/12/11)
2008	832,2	337,5	
Dif. Absoluta	-250,2	333,0	
Dif. %	-30,1%	98,7%	

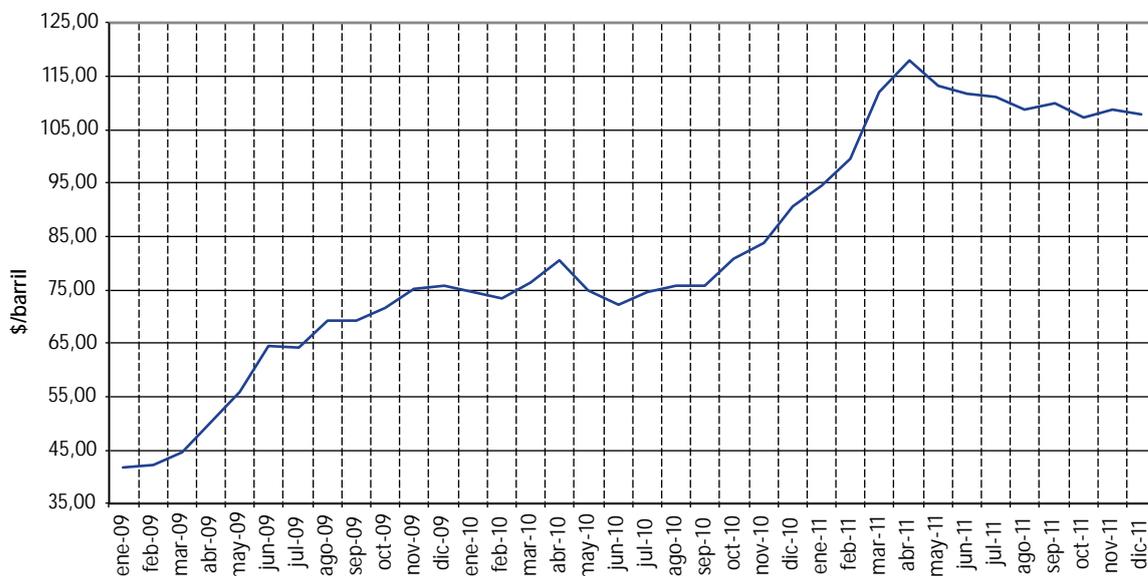
FUENTE: SEE..

La cotización anual media del dólar pasó de 75,59 céntimos de euro por dólar en 2010 a 71,92 en 2011, lo que supuso una depreciación considerable y redujo comparativamente las subidas que se produjeron en las cotizaciones en dólares. Véase, por ejemplo, que si en dólares por barril la subida del crudo entre 2010 y 2011 fue de casi el cuarenta por ciento, en euros por barril apenas superó el 32%.

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 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 fuerte descenso en 2009 y nueva alza en 2010 y 2011.

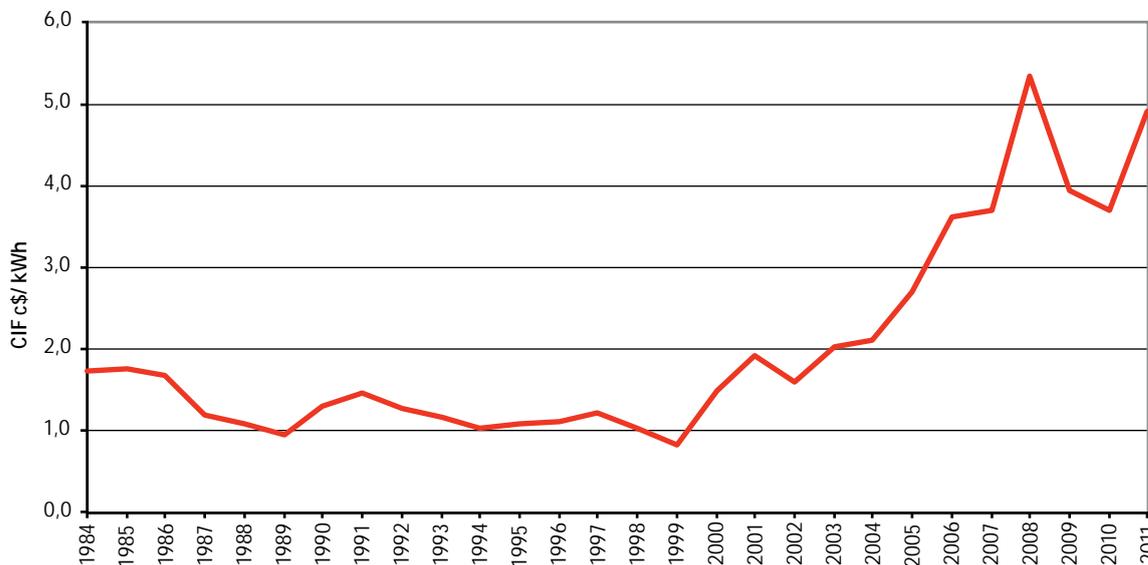


GRÁFICO 1.7. EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA



FUENTE: SEE.

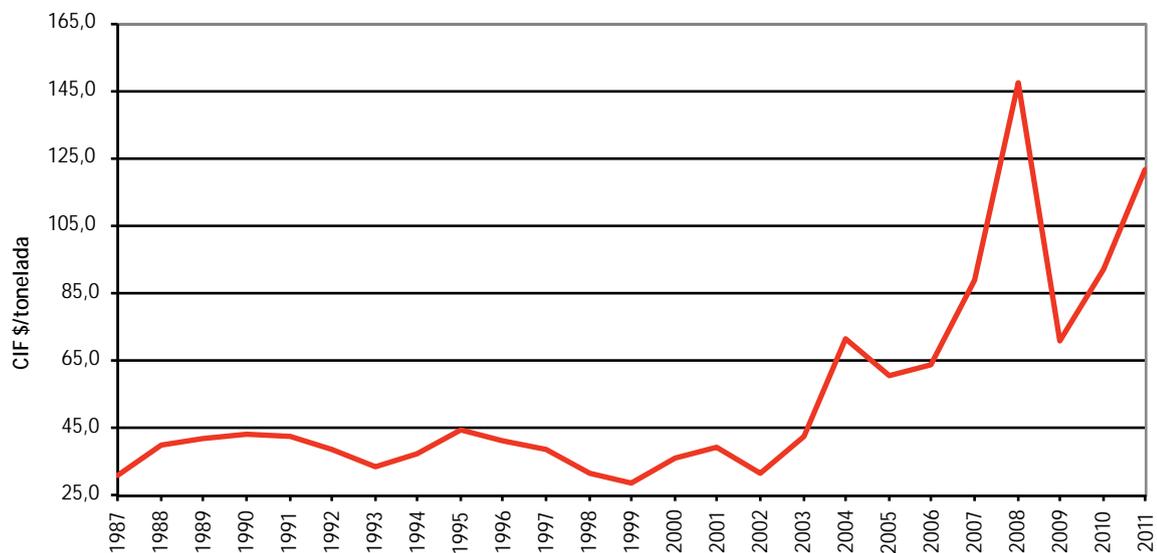
GRÁFICO 1.8. PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA UE



FUENTE: SEE.



GRÁFICO 1.9. PRECIOS DEL CARBÓN TÉRMICO EN EUROPA



FUENTE: SEE.

2. DEMANDA DE ENERGÍA EN ESPAÑA



2.1. DEMANDA DE ENERGÍA FINAL

El consumo de energía final en España durante 2011, incluyendo el consumo para usos no energéticos fue de 93238 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), un 4,4% inferior al de 2010. 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, al bajar su actividad. En los sectores residencial y terciario, la demanda ha bajado por la menor actividad en servicios y, en parte, por las condiciones climáticas citadas. La demanda en el transporte ha seguido bajando, siguiendo la tendencia registrada desde 2008.

La demanda de energía eléctrica ha bajado un 3% en 2011 respecto al año anterior, donde ha sido determinante la menor actividad de algunos sectores industriales que se habían recuperado en el año 2010, aunque las diferencias de laboralidad y temperatura han sido también significativas. En relación con los combustibles, hay que destacar el descenso del 10,6% en el consumo final de gas y del 5,4% en el de productos petrolíferos.

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.

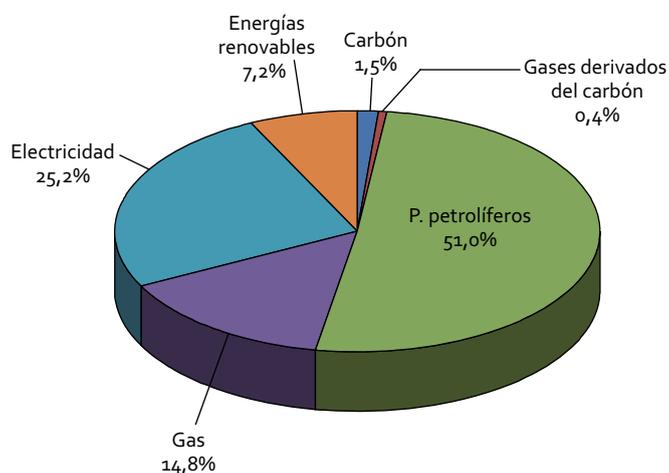
CUADRO 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL (Ktep)

	2010	2011	Tasa de variación %
Carbón	1.390	1.251	-10,0
Gases Derivados del Carbón	265	307	15,9
P. Petrolíferos	46.454	43.962	-5,4
Gas	14.303	12.789	-10,6
Electricidad	22.410	21.744	-3,0
Energía renovables	5.666	6.174	9,0
Total usos energéticos	90.487	86.226	-4,7
<i>Usos no energéticos:</i>			
Carbón	36	56	56,5
Prod. Petrolíferos	6.582	6.417	-2,5
Gas natural	470	538	14,5
Total usos finales	97.576	93.238	-4,4

FUENTE: SEE.



GRÁFICO 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN 2011



FUENTE: SEE.

CUADRO 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (Ktep)

	2010	2011	Tasa de variación %
Carbón	7.156	12.456	74,1
Petróleo	60.993	58.317	-4,4
Gas natural	31.182	28.930	-7,2
Nuclear	16.155	15.024	-7,0
Hidráulica	3.636	2.631	-27,6
Eólica, solar y geotérmica	4.834	5.226	8,1
Biomasa, biocarburantes y residuos	6.894	7.280	5,6
Saldo imp-exp electricidad	-717	-524	-26,9
TOTAL	130.134	129.339	-0,6

FUENTE: SEE.

CUADRO 2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA (Ktep)

	2010	2011	Tasa de variación %
Carbón	3.033	2.287	-24,6
Petróleo	125	101	-19,5
Gas natural	51	45	-11,5
Nuclear	16.155	15.024	-7,0
Hidráulica	3.636	2.631	-27,6
Eólica, solar y geotérmica	4.834	5.226	8,1
Biomasa, biocarburantes y residuos	6.490	5.615	-13,5
TOTAL	34.325	30.929	-9,9

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 2011 bajó un 5,1%, recuperando la tendencia de mejora observada desde 2004 (gráfico 2.5).

CUADRO 2.4. INTENSIDAD ENERGETICA FINAL

Año	Energía final/PIB tep/millón €2000	Energía final/PIB %variación anual
2000	143,3	
2001	143,1	-0,2%
2002	141,8	-0,9%
2003	145,2	2,4%
2004	145,7	0,3%
2005	143,0	-1,8%
2006	135,0	-5,6%
2007	133,7	-1,0%
2008	128,3	-4,1%
2009	123,8	-3,5%
2010	126,2	1,9%
2011	119,8	-5,1%

FUENTE: SEE.

GRÁFICO 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2011 (sin incluir saldo eléctrico)

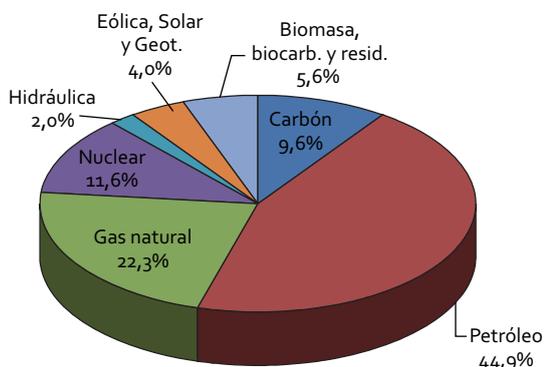
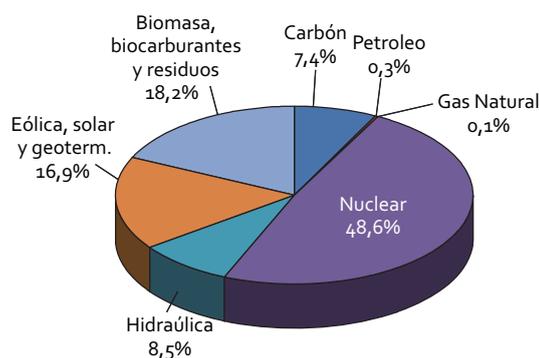


GRÁFICO 2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2011



FUENTE: BP Statistical Review

2.2. DEMANDA DE ENERGÍA PRIMARIA

El consumo de energía primaria en España en 2011 fue de 129339 Ktep (cuadro 2.2 y gráfico 2.2), con descenso del 0,6% sobre el de 2010. 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 refinерías de petróleo) y las pérdidas.

En el descenso registrado en 2011, inferior al de la energía final, ha tenido relevancia el cambio de estructura de la generación eléctrica. En concreto en 2011, la recuperación de la generación con carbón, que había caído excepcionalmente en 2010, además del descenso de las producciones eléctricas eólica e hidroeléctrica. Debido a esto, en conjunto, la generación en 2011 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 2011:

- El consumo total de carbón fue de 12456 Ktep, con un aumento del 74,1% sobre el de 2010, 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 58317 Ktep, con descenso del 4,4% respecto al del año anterior, similar al descenso de los consumos finales totales, 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 28930 Ktep con un descenso del 7,2% respecto a 2010, alcanzando su peso en el consumo total de energía un 22,3%. Esta evolución se debe tanto al descenso en usos finales como al de su uso en generación eléctrica debido al cambio indicado en la estructura de la misma.
- Las energías renovables, sin incluir la hidráulica, han registrado un crecimiento significativo en el año, continuando la tendencia de los anteriores. Este consumo corresponde a usos directos finales, en especial la biomasa y biocarburantes, así como al consumo en generación eléctrica a partir de eólica, biomasa, solar, etc.
- La energía hidroeléctrica fue un 27,6% inferior a la de 2010, tras la recuperación que se había registrado en los dos años anteriores.
- La producción de energía eléctrica de origen nuclear bajó un 7% en 2011, debido a la menor disponibilidad de algunos grupos por 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 hidráulidad y eolicidad del año.

CUADRO 2.5. INTENSIDAD ENERGETICA PRIMARIA

	Energía Primaria/PIB tep/millón €2000	Energía Primaria/PIB % variación anual
2000	198,5	
2001	195,5	-1,5%
2002	196,9	0,7%
2003	196,8	0,0%
2004	198,8	1,0%
2005	196,0	-1,4%
2006	188,2	-4,0%
2007	184,9	-1,8%
2008	176,8	-4,4%
2009	167,7	-5,1%
2010	168,4	0,4%
2011	166,2	-1,3%

FUENTE: SEE.



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



GRÁFICO 2.5. INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL

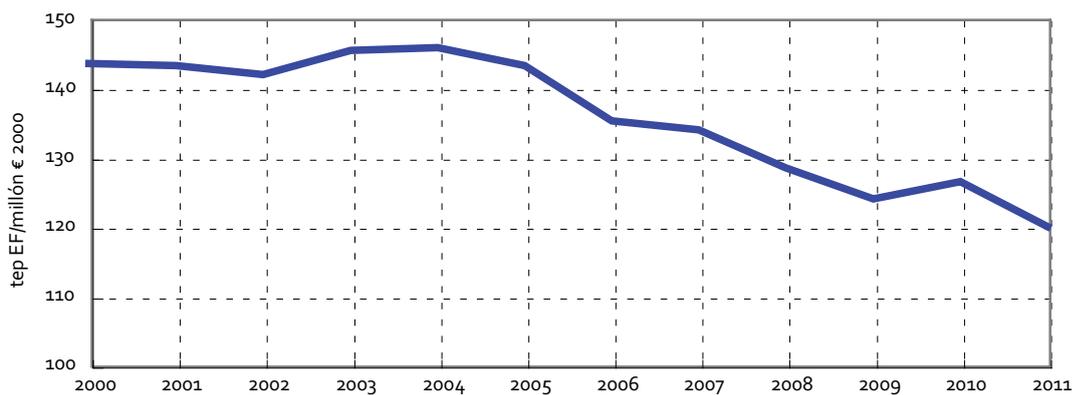


GRÁFICO 2.6. INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA





En 2011 bajó un 1,3%, pero desde 2004 se observa una tendencia de descenso de este ratio. La mejora de la intensidad primaria en 2011 fue menor 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.

2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA Y GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO

Como se indica en el cuadro 2.3 y gráfico 2.3, la producción interior de energía primaria en 2011 fue de 30929 Ktep, un 9,9% inferior a la del año anterior, debido a los descensos en todas las fuentes excepto en algunas energías renovables.

La producción de carbón, expresada en miles de toneladas equivalentes de petróleo, bajó un 24,6%. La producción de petróleo y gas, que en conjunto supone el 0,4% de la producción nacional de energía, se mantiene en niveles muy bajos con respecto al consumo. Como se ha indicado, la producción de energía hidroeléctrica bajó un 27,6%, la de energía nuclear un 7%, y la de otras energías renovables bajó en conjunto, excepto el 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 75,6% en 2011.

3. SECTOR ELÉCTRICO



3.1 DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda final de energía eléctrica en 2011 fue de 252848 GWh, que supone un descenso del 3% respecto a la del año anterior (Cuadro 3.1).

En el sistema peninsular, la demanda final fue de 238886, un 2,8% inferior a la del año anterior, correspondiendo a las centrales del sistema de Red Eléctrica de España (REE) un descenso del 2,2%, y al autoconsumo del Régimen Especial un descenso del 33,3%. En los sistemas extrapeninsulares, la demanda final fue un 5,5% inferior a la del año anterior, desglosándose en menores consumos en Baleares, 10,3%, en Canarias, 2,1% y en Ceuta y Melilla, 8,4%. Estas tasas, son imputables

a la menor actividad económica, tras la recuperación de algunos sectores industriales en el año anterior, 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, es la demanda en barras de central (b.c.) que aparece desglosada en los cuadros 3.2 y siguientes. En el Cuadro 3.3 se recoge la evolución de la demanda por zonas en el sistema de REE, con aumentos en 2011 en las zonas aragonesa y noroeste y descensos en el resto. El comportamiento de la demanda en el sistema peninsular se encuentra recogido en el cuadro 3.4.

CUADRO 3.1. CONSUMO FINAL NACIONAL DE ELECTRICIDAD (Unidad: GWh)

	2010	2011	Tasa de variación
1.-Sistema peninsular	245.806	238.886	-2,8%
-Consumo final sistema de R.E.E.	241.203	235.815	-2,2%
-Autoconsumo régimen especial	4.603	3.070	-33,3%
2.-Sistemas extrapeninsulares	14.772	13.962	-5,5%
-Consumo final en Baleares	5.788	5.190	-10,3%
-Consumo final en Canarias	8.559	8.383	-2,1%
-Consumo final en Ceuta y Melilla	425	389	-8,4%
CONSUMO FINAL TOTAL NACIONAL	260.578	252.848	-3,0%

EMISIONES DE CO₂ SOBRE CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN 2011 (KtCO₂/GWh) = 0,33
FUENTE: SEE, REE.

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.2. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN LOS SISTEMAS EXTRAPENINSULARES (Unidad: GWh)

	2010	2011	Tasa de variación
-Baleares	5.788	5.190	-10,3%
Demanda (GWh bc)	6.185	5.560	-10,1%
Sist. Público	5.846	5.317	-9,0%
Régimen especial	339	242	-28,6%
Pérdidas en transporte, distribución y consumos en el sector energético	397	369	-7,0%
-Canarias	8.559	8.383	-2,1%
Demanda (GWh bc)	9.144	8.979	-1,8%
Sist. Público	8.434	8.164	-3,2%
Régimen especial	710	815	14,7%
Pérdidas en transporte, distribución y consumos en el sector energético	585	596	1,8%
-Ceuta y Melilla	425	389	-8,4%
Demanda (GWh bc)	454	417	-8,2%
Sist. Público	439	411	-6,4%
Régimen especial	15	6	-59,3%
Pérdidas en transporte, distribución y consumos en el sector energético	29	28	-4,9%
Consumo del sector energético (1)	-2	1	
Consumo final total extrapeninsular	14.772	13.962	-5,5%

(1) Valores estimados.
FUENTE: SEE, REE.

CUADRO 3.3. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN EL SISTEMA DE R.E.E. (Unidad: GWh)

	2010	2011	Tasa de variación
Catalana	37.618	34.733	-7,7%
Centro-Levante	55.842	50.459	-9,6%
Centro-Norte	25.065	24.448	-2,5%
Noroeste	21.790	24.290	11,5%
Aragonesa	5.661	8.037	42,0%
Andaluza	22.625	20.655	-8,7%
TOTAL	168.601	162.622	-3,5%
Compras al régimen especial	90.307	90.827	0,6%
Total sistema de R.E.E. (GWh bc)	258.909	253.450	-2,1%
Pérdidas en transporte y distribución (1)	17.705	17.634	-0,4%
Consumo final sistema de R.E.E.	241.203	235.815	-2,2%

(1) Valores estimados.
FUENTE: SEE, REE.

CUADRO 3.4. CONSUMO FINAL DE ELECTRICIDAD EN LA PENINSULA (Unidad: GWh)

	2010	2011	Tasa de variación
-Consumo final sistema R.E.E.	241.203	235.815	-2,2%
-Autoconsumo Régimen Especial	4.603	3.070	-33,3%
CONSUMO FINAL TOTAL PENINSULAR	245.806	238.886	-2,8%

FUENTE: SEE, REE.

3.2. OFERTA ELÉCTRICA

La producción eléctrica bruta en el conjunto nacional ascendió en 2011 a 292051 GWh, un 3,6% inferior a la del año anterior. La estructura de generación, como puede observarse en el Cuadro 3.5,

muestra un aumento significativo de la producción con algunas energías renovables, como solar fotovoltaica, solar termoeléctrica y biomasa, y un fuerte descenso de la generación hidroeléctrica. Aunque la generación eólica ha bajado el 4,1%, su aportación ha supuesto el 14,5% del total.

CUADRO 3.5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (por combustibles) (Unidad: GWh)

	2010	2011	Tasa de variación
I.-SISTEMA PENINSULAR	286.373	276.186	-3,6%
I.1.-RÉGIMEN ORDINARIO	188.593	179.618	-4,8%
Hidroeléctrica:	38.631	27.575	-28,6%
- Convencional	35.421	25.260	-28,7%
- bombeo	3.210	2.315	-27,9%
Térmica:	149.961	152.043	1,4%
Nuclear	61.990	57.649	-7,0%
Antracita	291	7.782	2574,3%
Lignito negro	1.282	3.973	209,9%
Hulla	19.510	28.583	46,5%
Gas siderúrgico	841	985	17,1%
Gas natural	64.969	51.357	-21,0%
Prod. petrolíferos	1.078	1.714	59,0%
I.2.-RÉGIMEN ESPECIAL	97.780	96.569	-1,2%
Hidroeléctrica	6.857	5.332	-22,2%
Eólica	43.821	42.007	-4,1%
Fotovoltaica	6.133	7.019	14,4%
Termosolar	692	1.777	156,9%
Carbón	643	511	-20,5%
Gas siderúrgico	148	183	23,5%
Gas natural	31.649	31.806	0,5%
Prod. petrolíferos	3.176	2.691	-15,3%
Biomasa	2.459	2.936	19,4%

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.5. PRODUCCIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (por combustibles) (Unidad: GWh) (Continuación)

	2010	2011	Tasa de variación
Biogas	653	875	34,0%
R.S.U. renovable	693	631	-8,9%
R.S.U. no renovable	693	631	-8,9%
Otras fuentes	165	171	3,9%
II.-SISTEMAS EXTRAPENINSULARES	16.718	15.865	-5,1%
II.1.-BALEARES	6.579	5.943	-9,7%
-RÉGIMEN ORDINARIO	6.232	5.697	-8,6%
Carbón	3.608	2.910	-19,3%
Prod. petrolíferos	2.624	1.433	-45,4%
Gas natural	-	1.353	
-RÉGIMEN ESPECIAL	346	246	-29,1%
Prod. petrolíferos	94	4	-95,6%
R.S.U. renovable	82	69	-15,4%
R.S.U. no renovable	82	69	-15,4%
Eólica	6	6	12,0%
Solar	84	97	16,0%
II.2.-CANARIAS	9.652	9.470	-1,9%
-RÉGIMEN ORDINARIO	8.928	8.644	-3,2%
Prod. petrolíferos	8.928	8.644	-3,2%
-RÉGIMEN ESPECIAL	724	826	14,1%
Prod. petrolíferos	191	239	25,2%
Eólica	338	360	6,5%
Solar	195	227	16,3%
II.3.-CEUTA y MELILLA	488	451	-7,4%
-RÉGIMEN ORDINARIO	472	445	-5,7%
Prod. petrolíferos	472	445	-5,7%
-RÉGIMEN ESPECIAL	16	6	-59,1%
R.S.U. renovable	8	3	-59,1%
R.S.U. no renovable	8	3	-59,1%
Total producción nacional	303.091	292.051	-3,6%
Consumos propios	11.006	11.279	2,5%
Consumo en bombeo	4.458	3.215	-27,9%
Importación -exportación	-8.332	-6.091	-26,9%
Demanda nacional	279.295	271.466	-2,8%

Emissiones de CO₂ sobre producción bruta en 2011 (KtCO₂/GWh) = 0,28
FUENTE: SEE. REE.

La producción en centrales nucleares bajó un 7%, debido a que en el año ha sido menor la disponibilidad de los grupos, al coincidir paradas para

trabajos planificados en los mismos. La producción con carbón registró una importante recuperación, 70,7%, tras el fuerte descenso del año

anterior, con lo que la participación de dicha producción dentro del conjunto total nacional subió hasta el 15,4%.

La producción con productos petrolíferos en el Régimen Ordinario, incluyendo su uso como combustible de apoyo en centrales que utilizan principalmente otras energías, ha subido un 59%, aunque su peso en la estructura de generación es bajo. Ha bajado la generación en centrales de ciclo combinado con gas, 21%, pero se ha mantenido la cogeneración con gas, que mantiene 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, 2,5%, por la mayor participación de las centrales de carbón y menor de la generación hidroeléctrica. Finalmente, la energía eléctrica

ca disponible para el mercado nacional bajó un 2,8% en relación con la de 2010, debido al descenso del saldo exportador de intercambios internacionales y del consumo en bombeo.

El consumo de combustibles para generación eléctrica, en unidades físicas y energéticas, se indica en los cuadros 3.6 y 3.7. En unidades físicas, subió el consumo de carbón y gases derivados y bajó el de gas natural y productos petrolíferos.

Debido a esta estructura de generación, con mayor recurso a los combustibles fósiles en centrales convencionales, y a pesar del descenso de la generación total, el consumo de combustibles para generación, medido en tep, subió globalmente un 3,3%. Esta tasa es distinta de la variación de la producción, debido a los diferentes rendimientos de las distintas fuentes de generación.

CUADRO 3.6. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Miles de toneladas)

	2010	2011	Tasa de variación
I.-SISTEMA PENINSULAR			
I.1.-RÉGIMEN ORDINARIO			
Antracita	195	3.936	1918,5%
Lignito negro	931	2.918	213,4%
Hulla	8.085	12.459	54,1%
Gas siderúrgico (1)	1.946	2.290	17,7%
Gas natural (1)	101.079	86.227	-14,7%
Prod. petrolíferos	252	486	92,8%
I.2.-RÉGIMEN ESPECIAL			
Carbón	97	103	6,2%
Hulla	97	103	6,2%
Gas siderúrgico (1)	234	314	34,3%
Gas natural (1)	46.782	51.869	10,9%
Prod. petrolíferos	501	396	-21,0%
Biomasa	2.535	1.850	-27,0%
Biogas (1)	1.500	2.100	40,0%

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.6. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Miles de toneladas)
(Continuación)

	2010	2011	Tasa de variación
R.S.U. renovable	954	829	-13,1%
R.S.U. no renovable	954	829	-13,1%
II.-SISTEMAS EXTRAPENINSULARES			
II.1.-BALEARES			
-RÉGIMEN ORDINARIO			
Carbón	1.495	1.184	-20,8%
Hulla	1.495	1.184	-20,8%
Prod. petrolíferos	613	350	-42,9%
Gas natural	-	299	100,0%
-RÉGIMEN ESPECIAL			
Prod. petrolíferos	15	1	-95,3%
R.S.U. renovable	112	41	-63,2%
R.S.U. no renovable	112	41	-63,2%
II.2.-CANARIAS			
-RÉGIMEN ORDINARIO			
Prod. petrolíferos	2.084	2.062	-1,1%
-RÉGIMEN ESPECIAL			
Prod. petrolíferos	30	37	23,5%
II.3.-CEUTA y MELILLA			
-RÉGIMEN ORDINARIO			
Prod. petrolíferos	110	92	-16,2%
-RÉGIMEN ESPECIAL			
R.S.U. renovable	11	2	-82,3%
R.S.U. no renovable	11	2	-82,3%
TOTAL NACIONAL			
Carbón	10.803	20.600	90,7%
Gas siderúrgico (1)	2.180	2.604	19,5%
Gas natural (1)	147.861	138.395	-6,4%
Prod. petrolíferos	3.605	3.423	-5,1%
Biomasa	2.535	1.850	-27,0%
Biogas	1.500	2.100	40,0%
R.S.U. renovable	1.077	872	-19,0%
R.S.U. no renovable	1.077	872	-19,0%

(1) Millones de termias.
FUENTE: SEE.

CUADRO 3.7. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Unidad: Ktep)

	2010	2011	Tasa de variación
I.-SISTEMA PENINSULAR	47.860	48.423	1,2%
I.1.-RÉGIMEN ORDINARIO	36.233	36.091	-0,4%
Hidroeléctrica	3.046	2.172	-28,7%
Térmica	33.186	33.918	2,2%
Nuclear	16.155	15.024	-7,0%
Antracita	93	1.936	1973,5%
Lignito neto	282	927	229,0%
Hulla	4.548	6.808	49,7%
Gas siderúrgico	195	229	17,7%
Gas natural	10.108	8.623	-14,7%
Prod. petrolíferos	1.806	373	-79,4%
I.2.-RÉGIMEN ESPECIAL	11.627	12.333	6,1%
Hidroeléctrica	590	459	-22,2%
Eólica	3.769	3.613	-4,1%
Fotovoltaica	527	604	14,4%
Termosolar	285	698	144,6%
Carbón	97	103	6,2%
Hulla	97	103	6,2%
Gas siderúrgico	23	31	34,3%
Gas natural	4.678	5.187	10,9%
Prod. petrolíferos	482	332	-31,1%
Biomasa	633	765	20,9%
Biogas	160	210	31,3%
R.S.U. renovable	191	166	-13,3%
R.S.U. no renovable	191	166	-13,3%
II.-SISTEMAS EXTRAPENINSULARES	2.007	3.106	54,8%
II.1.-BALEARES	1.130	1.046	-7,4%
-RÉGIMEN ORDINARIO	1.063	1.020	-4,0%
Carbón	841	700	-16,7%
Hulla	841	700	-16,7%
Prod. petrolíferos	222	320	44,0%
Gas natural	-	299	100,0%
-RÉGIMEN ESPECIAL	67	26	-61,1%
Prod. petrolíferos	14	1	-95,9%
R.S.U. renovable	22	8	-63,2%
R.S.U. no renovable	22	8	-63,2%
Eólica	0	1	12,0%
Solar	7	8	16,0%

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.7. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Unidad: Ktep)
(Continuación)

	2010	2011	Tasa de variación
II.2.-CANARIAS	832	1.970	136,8%
-RÉGIMEN ORDINARIO	757	1.874	147,4%
Prod. petrolíferos	757	1.874	147,4%
-RÉGIMEN ESPECIAL	75	97	29,4%
Prod. petrolíferos	29	46	59,9%
Eólica	29	31	6,5%
Solar	17	20	16,3%
II.3.-CEUTA y MELILLA	44	89	101,2%
-RÉGIMEN ORDINARIO	40	88	121,1%
Prod. petrolíferos	40	88	121,1%
-RÉGIMEN ESPECIAL	4	1	-82,3%
R.S.U. renovable	2	0	-82,3%
R.S.U. no renovable	2	0	-82,3%
CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA	49.867	51.529	3,3%
Hidroeléctrica	3.636	2.631	-27,6%
Eólica	3.798	3.644	-4,1%
Solar	837	1.329	58,9%
Nuclear	16.155	15.024	-7,0%
Carbón	5.861	10.474	78,7%
Gas siderúrgico	218	260	19,5%
Gas natural	14.786	14.109	-4,6%
Prod. petrolíferos	3.351	3.034	-9,5%
Biomasa	633	765	20,9%
Biogas	160	210	31,3%
R.S.U. renovable	216	174	-19,2%
R.S.U. no renovable	216	174	-19,2%

FUENTE: SEE.

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

Aspectos más destacados

- La Resolución de 8 de febrero de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, fijó las canti-

dades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2011 a aplicar en el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido por el 134/2010, de 12 de febrero. Esta Resolución establecía un máximo de 23,3 TWh que podrían generar las centrales adscritas al procedimiento de resolución de res-



tricciones por garantía de suministro, y del cual se generó finalmente un 79,1%.

- El Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. La nueva figura del gestor de cargas, que ya se incluyó en el RDL 6/2010, tiene como objeto la prestación de servicios de recarga de electricidad necesarios para un rápido desarrollo del vehículo eléctrico. La reventa de energía no estaba contemplada en la Ley del Sector Eléctrico, por lo que era necesaria esta nueva figura del gestor de cargas que es, por un lado, consumidor y, por otro, revendedor de electricidad (suministrador). El RD establece las obligaciones y derechos de los gestores de carga, a la vez que crea una nueva modalidad de peajes de acceso aplicables a consumidores de baja tensión hasta 15 kW mediante la creación de una discriminación horaria que diferencia tres periodos tarifarios: periodo 1, periodo 2 y periodo 3 (supervalle).
- El Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, establece los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo de lo establecido en el Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. En concreto, se regulan los distintos aspectos que deben recoger los contratos que, conforme a lo establecido en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, deben formalizar los generadores con el transportista o distribuidor al que están conectados, así como las condiciones generales del procedimiento de facturación, medida y cobro de los peajes de acceso, y los peajes de acceso para instalaciones hidráulicas de bombeo.
- El Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear. El RD establece las condiciones para operar el enlace eléctrico entre la península y el sistema balear en el sentido Península-Baleares. Además, el RD contiene otras disposiciones tales como un cargo fijo para las importaciones/exportaciones con origen/destino fuera de la UE o diversas medidas para mejorar el funcionamiento y aplicación del Real Decreto de restricciones por garantía de suministro.
- El Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia tiene por objeto simplificar y acelerar el procedimiento de conexión a la red de las instalaciones renovables de reducido tamaño y a las plantas de cogeneración a pequeña escala, están en línea con lo propugnado por las directivas europeas de fomento de las energías renovables y de la cogeneración, respondiendo además al intento de homogeneizar la tramitación para las diferentes tecnologías en un único procedimiento común a todas ellas.
- La 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 máxi-



mo 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 establece un volumen para este mecanismo de 24,7 TWh.

- Finalmente, en el Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público, se establece que el porcentaje correspondiente al ejercicio 2011 del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular» del Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de 2012 será del 17%.

Normativa sobre peajes y precios aplicables en 2011

En 2011, ha sido publicada la siguiente normativa en relación con las tarifas:

- Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.
- Resolución de 28 de diciembre de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas,

por la que se establece el coste de producción de energía eléctrica y las tarifas de último recurso a aplicar en el primer trimestre de 2011.

- Resolución de 30 de marzo 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 segundo trimestre de 2011.
- Resolución de 30 de junio 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 tercer trimestre de 2011.
- Resolución de 29 de septiembre 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 cuarto trimestre de 2011.

Actualización de los peajes de acceso y tarifas de último recurso en 2011

Las variaciones registradas en estas tarifas en 2011 se recogen en los cuadros 3.8 y 3.9.

CUADRO 3.8.- PEAJES DE ACCESO

Peajes	abr-11	oct-11
Baja Tensión (con derecho a TUR)	10,27%	-11,75% (**)
Baja Tensión (sin derecho a TUR)	7%	0%
Alta tensión	2%	0%

(*) Excepto peajes 6.4 y 6.5.
(**) Subida TUR cero
FUENTE: SEE.

CUADRO 3.9.- TARIFA DE ÚLTIMO RECURSO

Trimestre	Variación TUR %
I	9,80
II	0,00
III	1,52
IV	0,00

FUENTE: SEE.

Comparación con otros países

En los cuadros 3.10 a 3.12, se detallan los precios de energía eléctrica en países europeos, facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo domésticos e industriales.

CUADRO 3.10. PRECIOS EN EURO/KWh, SIN TASAS, 1.º SEMESTRE 2011

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
BELGICA	0,163	0,163	0,098	0,086	0,074	0,067	-
BULGARIA	0,078	0,078	0,064	0,057	0,050	0,049	0,046
REP. CHECA	0,184	0,184	0,110	0,098	0,101	0,096	-
DINAMARCA	0,108	0,108	0,088	0,087	0,079	0,079	-
ALEMANIA	0,162	0,162	0,090	0,079	0,071	0,072	-
ESTONIA	0,069	0,069	0,062	0,062	0,059	0,056	-
IRLANDA	0,165	0,165	0,112	0,086	0,076	0,068	-
GRECIA	0,134	0,134	0,094	0,077	0,069	0,057	0,057
ESPAÑA	0,164	0,164	0,108	0,087	0,075	0,068	0,050
FRANCIA	0,105	0,105	0,072	0,065	0,064	0,056	-
ITALIA	0,240	0,240	0,117	0,103	0,102	-	0,081
CHIPRE	0,192	0,192	0,161	0,145	0,138	0,139	-
LETONIA	0,126	0,126	0,098	0,091	0,089	0,081	-
LITUANIA	0,132	0,132	0,105	0,102	0,100	-	-
LUXEMBURGO	0,158	0,158	0,096	0,071	0,061	0,000	-
HUNGRIA	0,120	0,120	0,093	0,085	0,087	0,074	0,069
MALTA	0,290	0,290	0,180	0,160	0,150	0,000	-
HOLANDA	0,148	0,148	0,084	0,075	0,070	0,070	0,067
AUSTRIA	-	-	-	-	-	-	-
POLONIA	0,154	0,154	0,096	0,081	0,076	0,074	0,078
PORTUGAL	0,106	0,106	0,090	0,084	0,066	0,061	-
RUMANIA	0,106	0,106	0,080	0,070	0,063	0,059	-
ESLOVENIA	0,127	0,127	0,089	0,076	0,067	0,068	-
ESLOVAQUIA	0,196	0,196	0,123	0,111	0,102	0,090	0,090
FINLANDIA	0,088	0,088	0,069	0,066	0,058	0,056	-
SUECIA	0,160	0,160	0,089	0,078	0,071	0,067	-

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.10. PRECIOS EN EURO/KWh, SIN TASAS, 1.º SEMESTRE 2011 (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
REINO UNIDO	0,129	0,129	0,094	0,086	0,082	0,081	0,078
NORUEGA	0,105	0,105	0,096	0,082	0,071	0,045	-
CROACIA	0,115	0,115	0,090	0,077	0,060	0,057	-
TURQUÍA	0,088	0,088	0,076	0,068	0,061	0,058	0,060

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.11. PRECIOS EN EURO/KWh, CON TASAS, 1.º SEMESTRE 2011

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
BELGICA	0,220	0,172	0,133	0,117	0,102	0,091	-
BULGARIA	0,094	0,086	0,078	0,070	0,062	0,060	0,056
REP. CHECA	0,222	0,175	0,133	0,120	0,122	0,116	-
DINAMARCA	0,254	0,213	0,206	0,203	0,195	0,194	-
ALEMANIA	0,265	0,191	0,167	0,152	0,138	0,137	-
ESTONIA	0,093	0,089	0,086	0,086	0,079	0,078	-
IRLANDA	0,209	0,149	0,128	0,097	0,085	0,078	-
GRECIA	0,160	0,133	0,114	0,095	0,085	0,068	0,068
ESPAÑA	0,199	0,160	0,132	0,106	0,092	0,083	0,061
FRANCIA	0,145	0,120	0,101	0,089	0,085	0,075	-
ITALIA	0,337	0,204	0,175	0,145	0,132	0,112	0,096
CHIPRE	0,228	0,220	0,192	0,174	0,166	0,167	-
LETONIA	0,154	0,129	0,120	0,110	0,109	0,098	-
LITUANIA	0,160	0,138	0,127	0,124	0,122	-	-
LUXEMBURGO	0,181	0,120	0,106	0,077	0,066	-	-
HUNGRIA	0,155	0,130	0,121	0,111	0,113	0,098	0,091
MALTA	0,305	0,210	0,189	0,168	0,158	-	-
HOLANDA	0,224	0,171	0,122	0,106	0,093	0,094	0,084
AUSTRIA	-	-	-	-	-	-	-
POLONIA	0,196	0,148	0,125	0,106	0,100	0,097	0,102
PORTUGAL	0,180	0,132	0,105	0,096	0,078	0,074	-
RUMANIA	0,134	0,125	0,102	0,090	0,081	0,076	-
ESLOVENIA	0,173	0,138	0,119	0,102	0,090	0,092	-
ESLOVAQUIA	0,240	0,180	0,153	0,139	0,128	0,113	0,114
FINLANDIA	0,117	0,108	0,093	0,090	0,080	0,078	-

SECTOR ELÉCTRICO



CUADRO 3.11. PRECIOS EN EURO/KWh, CON TASAS, 1.º SEMESTRE 2011 (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	0,201	0,126	0,112	0,099	0,090	0,084	–
REINO UNIDO	0,159	0,138	0,118	0,107	0,101	0,100	0,095
NORUEGA	0,149	0,142	0,138	0,120	0,107	0,074	–
CROACIA	0,142	0,128	0,112	0,095	0,075	0,071	–
TURQUÍA	0,107	0,101	0,093	0,082	0,074	0,071	0,072
Media (UE27)	0,192	0,150	0,129	0,115	0,106	0,098	0,085
ESPAÑA-MEDIA	0,192	0,150	0,129	0,115	0,106	0,098	0,085
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	0,007	0,010	0,003	-0,008	-0,014	-0,016	-0,024
% DIFERENCIA SOBRE MEDIA	3,56	6,45	2,20	-7,18	-13,40	-16,02	-28,53

FUENTE: Eurostat.

CUADRO 3.12.- PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMESTICOS

Precios en Euro /kWh, SIN IVA (1º semestre 2011)

Países	Consumidores tipo				
	DA <1.000 kWh	DB: 1.000 a 2.500 kWh	DC: 2.500 a 5.000 kWh	DD: 5.000 a 15.000 kWh	DE: >15.000 kWh
BELGICA	0,251	0,196	0,177	0,159	0,138
BULGARIA	0,070	0,069	0,069	0,069	0,069
REP. CHECA	0,262	0,194	0,124	0,104	0,090
DINAMARCA	0,257	0,257	0,233	0,203	0,203
ALEMANIA	0,322	0,233	0,212	0,202	0,195
ESTONIA	0,084	0,083	0,081	0,078	0,071
IRLANDA	0,376	0,207	0,168	0,139	0,116
GRECIA	0,134	0,095	0,111	0,135	0,137
ESPAÑA	0,304	0,186	0,168	0,150	0,132
FRANCIA	0,217	0,135	0,118	0,108	0,105
ITALIA	0,253	0,151	0,184	0,224	0,246
CHIPRE	0,205	0,179	0,179	0,174	0,156
LETONIA	0,096	0,096	0,096	0,097	0,099
LITUANIA	0,106	0,103	0,100	0,097	0,092
LUXEMBURGO	0,235	0,176	0,158	0,147	0,132
HUNGRIA	0,151	0,138	0,135	0,127	0,132
MALTA	0,371	0,190	0,162	0,171	0,314
HOLANDA	:	0,086	0,147	0,176	0,143
AUSTRIA	0,246	0,184	0,166	0,150	0,136
POLONIA	0,154	0,129	0,120	0,113	0,113

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.12.- PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMESTICOS (Continuación)

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
PORTUGAL	0,315	0,176	0,156	0,142	0,136
RUMANIA	0,085	0,086	0,085	0,084	0,079
ESLOVENIA	0,192	0,139	0,120	0,111	0,105
ESLOVAQUIA	0,193	0,158	0,140	0,125	0,110
FINLANDIA	0,227	0,157	0,125	0,110	0,094
SUECIA	0,291	0,182	0,168	0,144	0,130
REINO UNIDO	0,145	0,146	0,137	0,121	0,110
NORUEGA	0,379	0,246	0,171	0,130	0,117
CROACIA	0,148	0,091	0,093	0,089	0,085
TURQUÍA	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103

FUENTE: Eurostat.

3.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2011 cabe señalar las siguientes:

Entre las principales disposiciones publicadas durante el año 2011 cabe señalar las siguientes:

Real Decreto 302/2011, de 4 de marzo, por el que se regula la venta de productos a liquidar por diferencia de precios por determinadas instalaciones de régimen especial y la adquisición por los comercializadores de último recurso del sector eléctrico. (B.O.E. n.º 55 de 4 de marzo de 2011).

Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética. (B.O.E. n.º 122 de 23 de mayo de 2011).

Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes

de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 276 de 16 de noviembre de 2011).

Real Decreto 1623/2011, de 14 de noviembre, por el que se regulan los efectos de la entrada en funcionamiento del enlace entre el sistema eléctrico peninsular y el balear, y se modifican otras disposiciones del sector eléctrico. (B.O.E. n.º 294 de 7 de diciembre de 2011).

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. (B.O.E. n.º 295 de 8 de diciembre de 2011).

Orden ITC/66/2011, de 20 de enero, por la que se amplía el plazo de presentación de solicitudes de instalaciones fotovoltaicas, para la convocatoria del segundo trimestre de 2011, al registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real

Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. (B.O.E n.º 21 de 25 de enero de 2011).

Orden ITC/67/2011, de 24 de enero, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante la convocatoria de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Foral de Navarra y de la Comunidad Autónoma del País Vasco para el día 27 de enero de 2011. (B.O.E n.º 21 de 25 de enero de 2011).

Orden ITC/72/2011, de 24 de enero, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante la convocatoria de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Autónoma de Galicia para el día 27 de enero de 2011. (B.O.E. n.º 22 de 26 de enero de 2011).

Orden ITC/73/2011, de 24 de enero, por la que se establece la disponibilidad y los servicios mínimos del sector energético ante la convocatoria de huelga general en el ámbito geográfico de la Comunidad Autónoma de Cataluña para el día 27 de enero de 2011. (B.O.E. n.º 22 de 26 de enero de 2011).

Orden ITC/368/2011, de 21 de febrero, por la que se aprueban los valores unitarios de referencia para los costes de inversión y de operación y mantenimiento para las instalaciones de transporte, por elemento de inmovilizado, que serán aplicables a las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. (B.O.E. n.º 48 de 25 de febrero de 2011).

Orden ITC/371/2011, de 24 de febrero, por la que se delegan competencias y se aprueban las dele-

gaciones de competencias de otros órganos superiores y directivos del departamento. (B.O.E. n.º 49 de 26 de febrero de 2011).

Orden ITC/606/2011, de 16 de marzo, por la que se determina el contenido y la forma de remisión de la información sobre los precios aplicables a los consumidores finales de electricidad al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. (B.O.E. n.º 69 de 22 de marzo de 2011).

Orden ITC/619/2011, de 18 de marzo, por la que se corrigen errores de la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (B.O.E. n.º 71 de 24 de marzo de 2011).

Orden ITC/527/2011, de 11 de marzo, por la que se modifica el calendario de la convocatoria correspondiente al segundo trimestre de 2011 del registro de pre-asignación de retribución, regulado en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre. (B.O.E. n.º 62 de 14 de marzo de 2011).

Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de abril de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (B.O.E. n.º 77 de 31 de marzo de 2011).

Orden ITC/1068/2011, de 28 de abril, por la que se modifica la Orden ITC/3353/2010, de 28 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (B.O.E. n.º 102 de 29 de abril de 2011).

Orden ITC/2452/2011, de 13 de septiembre, por la que se revisan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. (B.O.E. n.º 223 de 16 de septiembre de 2011).

Orden ITC/2585/2011, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011. (B.O.E. n.º 236 de 30 de septiembre de 2011).

Orden ITC/2844/2011, de 19 de octubre, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2011, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan. (B.O.E. n.º 254 de 21 de octubre de 2011).

Orden ITC/2914/2011, de 27 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía del origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. (B.O.E. n.º 262 de 31 de octubre de 2011).

Orden ITC/2955/2011, de 29 de octubre, por la que se modifica la Orden ITC/371/2011, de 24 de febre-

ro, por la que se delegan competencias del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y por la que se aprueban las delegaciones de competencias de otros órganos superiores y directivos del departamento. (B.O.E. n.º 263 de 1 de noviembre de 2011).

Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre, por la que se regula el servicio de disponibilidad de potencia de los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007. (B.O.E. n.º 278 de 18 de noviembre de 2011).

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. (B.O.E. n.º 315 de 31 de diciembre de 2011).

Resolución de 20 de enero de 2011, 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 2010, de los derechos de cobro que pueden ser cedidos al fondo de titulación del déficit del sistema eléctrico. (B.O.E. n.º 22 de 26 de enero de 2011).

Resolución de 26 de enero de 2011, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de convalidación del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. (B.O.E. n.º 29 de 3 de febrero de 2011).



Resolución de 31 de enero de 2011, 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 2011. (B.O.E. n.º 29 de 3 de febrero de 2011).

Resolución de 8 de febrero 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 2011 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro. (B.O.E. n.º 35 de 10 de febrero de 2011).

Resolución de 21 de enero de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina la anualidad correspondiente a 2010 y el importe pendiente de compensación, a 31 de diciembre de 2010, 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. (B.O.E. n.º 38 de 14 de febrero de 2011).

Resolución de 23 de febrero de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la decimocuarta subasta CESUR. (B.O.E. n.º 48 de 25 de febrero de 2011).

Resolución de 16 de febrero de 2011, de la Comisión Interministerial, creada por el artículo 16 del

Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por la que se publica el Acuerdo sobre delegación de competencias en el Comité de Seguimiento. (B.O.E. n.º 54 de 4 de marzo de 2011).

Resolución de 10 de febrero de 2011, 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 2010, 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. (B.O.E. n.º 56 de 7 de marzo de 2011).

Resolución de 10 de febrero de 2011, 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 2010, del derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005. (B.O.E. n.º 56 de 7 de marzo de 2011).

Resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualizan los parámetros de los diferentes componentes del coste variable de generación de las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extra-peninsulares para el año 2011. (B.O.E. n.º 64 de 16 de marzo de 2011).

Resolución de 7 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia

anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para el año 2011. . (B.O.E. n.º 64 de 16 de marzo de 2011).

Resolución de 30 de marzo 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 segundo trimestre de 2011. (B.O.E. n.º 77 de 31 de marzo de 2011).

Resolución de 28 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del primer trimestre de 2011, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes, se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria y se comunica el cómputo de plazo para el cierre del plazo de presentación de solicitudes de la siguiente convocatoria. (B.O.E. n.º 77 de 31 de marzo de 2011).

Resolución de 10 de febrero de 2011, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos. (B.O.E. n.º 100 de 27 de abril de 2011).

Resolución de 10 de febrero de 2011, 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 en los sectores energéticos. (B.O.E. n.º 100 de 27 de abril de 2011).

Resolución de 6 de mayo de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica la Resolución del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, de 8 de marzo de 2011, por la que se establecen las bases reguladoras y convocatoria 2011 del Programa de ayudas IDAE a proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética dentro del Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4). (B.O.E. n.º 112 de 11 de mayo de 2011)

Resolución de 10 de mayo de 2011, 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 2011. (B.O.E. n.º 117 de 17 de mayo de 2011).

Resolución de 9 de mayo de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 14.3. «Garantías de Pago». (B.O.E. n.º 120 de 20 de mayo de 2011).

Resolución de 24 de mayo de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las características de la decimoquinta subasta CESUR. (B.O.E. n.º 125 de 26 de mayo de 2011).

Resolución de 13 de mayo de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el horizonte temporal y el número de contratos de cada tipo ofrecidos por el Sistema Eléctrico Español en las subastas de contratos financieros relativos a la interconexión entre España y Portugal, a celebrar en junio de 2011, según se definen en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 126 de 27 de mayo de 2011).

Resolución de 24 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica la de 14 de mayo de 2009, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales. (B.O.E. n.º 128 de 30 de mayo de 2011).

Resolución de 27 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2010 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para el año 2011 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2011 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 134 de 6 de junio de 2011).

Resolución de 3 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 «Programación de la generación de origen renovable no gestiona-

ble» de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 140 de 13 de junio de 2011).

Resolución de 14 de junio de 2011, 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 segundo trimestre de 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. n.º 21 de junio de 2011).

Resolución de 24 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se resuelve el procedimiento de concurrencia competitiva para la obtención del derecho a la percepción de un régimen económico adicional a la retribución del mercado de producción de energía eléctrica, para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador, en el tramo de gran instalación. (B.O.E. n.º 151 de 25 de junio de 2011).

Resolución de 20 de junio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el importe definitivo pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2010, del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003. (B.O.E. n.º 154 de 29 de junio de 2011).

Resolución de 30 de junio 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 tercer trimestre de 2011. (B.O.E. n.º 156 de 1 de julio de 2011).

Resolución de 29 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la redacción de los apartados quinto, sexto y décimo, para su aplicación en el tramo de pequeñas instalaciones, de la de 24 de noviembre de 2010, por la que se aprueba la convocatoria de un procedimiento de concurrencia competitiva para la obtención del derecho a la percepción de un régimen económico adicional a la retribución del mercado de producción de energía eléctrica, para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoelectrica de carácter innovador. (B.O.E. n.º 160 de 6 de julio de 2011).

Resolución de 15 de julio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se autorizan trasvases de carbón entre las centrales térmicas de La Robla 2 y Narcea 3. (B.O.E. n.º 172 de 19 de julio de 2011).

Resolución de 20 de julio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del segundo trimestre de 2011 los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria. (B.O.E. n.º 178 de 26 de julio de 2011).

Resolución de 27 de julio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del primer semestre de 2011, a aplicar en el cálculo

de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios de los combustibles provisionales del segundo semestre de 2011, a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares. (B.O.E. n.º 185 de 3 de agosto de 2011).

Resolución de 27 de julio de 2011, 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 2011. (B.O.E. n.º 185 de 3 de agosto de 2011).

Resolución de 5 de septiembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que establecen las características de la decimosexta subasta CESUR. (B.O.E. n.º 215 de 7 de septiembre de 2011).

Resolución de 20 de septiembre de 2011, 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 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. n.º 234 de 28 de septiembre de 2011)

Resolución de 29 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas,



por la que se aprueba el perfil de consumo asociado a los peajes de acceso con discriminación horaria supervalle y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía, aplicables para aquellos consumidores tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo, para el año 2011. (B.O.E. n.º 236 de 30 de septiembre de 2011).

Resolución de 29 de septiembre 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 cuarto trimestre de 2011. (B.O.E. n.º 236 de 30 de septiembre de 2011).

Resolución de 17 de octubre de 2011, 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 2011. (B.O.E. n.º 259 de 27 de octubre de 2011).

Resolución de 4 de noviembre de 2011, de la Comisión Interministerial creada por el artículo 16 del Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por la que se desarrolla la regulación del proceso sobre titulación del déficit del sistema eléctrico, sobre delegación de competencias en el Comité de Seguimiento. (B.O.E. n.º 271 de 10 de noviembre de 2011).

Resolución de 7 de noviembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del tercer

trimestre de 2011 los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria. (B.O.E. n.º 271 de 10 de noviembre de 2011).

Resolución de 7 de noviembre de 2011, 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 de cada tipo 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 2011, según se definen en la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica. (B.O.E. n.º 276 de 16 de noviembre de 2011).

Resolución de 14 de noviembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que establecen las características de la decimoséptima subasta CESUR. (B.O.E. n.º 276 de 16 de noviembre de 2011).

Resolución de 16 de noviembre de 2011, 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 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (B.O.E. n.º 279 de 19 de noviembre de 2011).

Resolución de 18 de noviembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de preasignación de retribución, asociadas a la convocatoria del cuarto trimestre de 2011, los proyectos incluidos en los cupos correspondientes y se publica el resultado del procedimiento de preasignación de retribución de dicha convocatoria. (B.O.E. n.º 281 de 22 de noviembre de 2011).

Resolución de 5 de octubre de 2011, de la Dirección General de Industria, por la que se aprueban las especificaciones particulares de la empresa Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, SAU para las instalaciones privadas en baja tensión que se conecten a su sistema. (B.O.E. n.º 292 de 5 de diciembre de 2011).

Resolución de 1 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación del sistema 4.0 «Gestión de las Conexiones Internacionales». (B.O.E. n.º 309 de 24 de diciembre de 2011).

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. (B.O.E. n.º 315 de 31 de diciembre de 2011).

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. (B.O.E. n.º 315 de 31 de diciembre de 2011).

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. (B.O.E. n.º 315 de 31 de diciembre de 2011).

Adicionalmente, el citado Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público. (B.O.E. n.º 315 de 31 de diciembre de 2011).

3.5. 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 2011, ha ascendido a 182.290 GWh, lo que supone un descenso del 5,7% respecto al año 2010, con precio medio de 49,93 €/MWh, un aumento del 34,9%.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el



mismo periodo se ha situado en 45.694 GWh, con aumento del 29,2% respecto al año 2010, con precio medio de 49,64 €/MWh, un aumento del 33,9%.

El precio horario final medio del sistema en 2011 fue de 60,11 €/MWh, con aumento del 31,2% respecto del año anterior. El 84,68% de este precio en 2011, 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 2011 registraron precios base entre 49,07 €/MWh de la subasta del primer trimestre y 57,99 €/MWh del cuarto

trimestre. Los precios punta oscilaron entre 53,99 y 63 €/MWh en los mismos periodos.

3.6. EVOLUCIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DEL SECTOR ELÉCTRICO

Estados financieros

Se presentan los Balances consolidados de las actividades eléctricas desarrolladas en España, correspondientes a las empresas integradas en UNESA, para los años 2010 y 2011. Asimismo se recogen las Cuentas consolidadas de Pérdidas y Ganancias.

CUADRO 3.13. BALANCE CONSOLIDADO DE LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA NACIONAL TOTAL UNESA. 2011-2010 (Mill. €)

ACTIVO	Actividad Eléctrica Nacional		PASIVO	Actividad Eléctrica Nacional	
	TOTAL UNESA			TOTAL UNESA	
	2011 (E)	2010		2011 (E)	2010
Inmovilizado	75.509	73.781	Fondos propios	33.126	30.066
Inmovilizaciones inmateriales	61.635	62.077	Ingresos diferidos	8.336	7.835
Inmovilizaciones materiales	7.960	6.163	Provisiones para riesgos y gastos	5.277	5.752
Inmovilizaciones financieras	5.915	5.541	Acreedores a largo plazo	30.503	29.246
Activo circulante	16.911	21.519	Acreedores a corto plazo	15.080	22.307
Existencias	2.257	2.043	Pasivos mantenidos p/venta	98	94
Clientes	8.877	13.865	TOTAL PASIVO	92.420	95.300
Otro activo circulante	5.386	4.925			
Pasivos mantenidos p/venta	391	686			
TOTAL ACTIVO	92.420	95.300			

SECTOR ELÉCTRICO

CUADRO 3.14.- CUENTA DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS CONSOLIDADA DE LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA NACIONAL SEGÚN NIIF. TOTAL UNESA (Mill. €)

CONCEPTOS	TOTAL UNESA	
	2011 (E)	2010
+Cifra de negocios	24.993	23.330
-Aprovisionamientos	-10.542	-8.818
Margen Bruto	14.452	14.512
+Ingresos accesorios	1.838	1.782
-Gtos.externos	-4.491	-4.447
-Gtos.de personal	-1.966	-2.201
Ebitda	9.833	9.646
-Amortizaciones	-4.879	-4.257
Ebit	4.954	5.389
+ -Rtdo financiero	-902	-969
+ -Rtdo. método participación	26	1
+ -Rtdo. activos no corrientes	-77	1.812
Rtdo. Antes de impuestos	4.001	6.233
-Impuesto sociedades	-938	-1.378
Rtdo. del ejercicio	3.063	4.855

RATIOS DE LA ACTIVIDAD ELÉCTRICA NACIONAL

Ratios Actividad Eléctrica Nacional	2011 (E)	2010
Rtdo. neto de explotación d/ imp.sobre ventas (%)	15,2	18,0
Ventas sobre activos netos (veces)	0,3	0,2
R.O.A.: Rentabilidad del activo neto (%)	4,1	4,4
Rentabilidad fondos propios (ROE: Rtado después imp./f. propios) (%)	7,4	17,0
Endeudamiento (%): Acreedores / Acreedores + F. Propios	52,4	65,0
Vida restante deuda (años): Deuda/ Cash flow Operativo (EBITDA)	4,6	5,5
Resultado financiero / Cifra de Negocios (%)	3,6	4,2
Bº neto + Imp. Socied.+ Resultado financiero / Resultado financiero (veces)	5,4	7,4

CUADRO 3.15.- BALANCE CONSOLIDADO DE LA ACTIVIDADES LIBERALIZADAS: GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN TOTAL UNESA. 2011-2010 (Mill. €)

ACTIVO	Generación + Comercialización	
	2011 (E)	2010
Inmovilizado	45.024	44.706
Activo intangible	5.832	4.717
Inmovilizaciones materiales	35.386	36.679
Inversiones financieras	3.805	3.310
Activo circulante	15.438	19.584
Existencias	2.197	1.945
Clientes	7.948	12.401
Otro activo circulante	4.902	4.602
Activos mantenidos p/venta	391	636
TOTAL ACTIVO	60.462	64.290

PASIVO	Generación + Comercialización	
	2011 (E)	2010
Fondos propios	20.846	19.754
Ingresos diferidos	301	320
Provisiones para riesgos y gastos	3.203	3.398
Acreedores a largo plazo	25.090	23.553
Acreedores a corto plazo	10.923	17.172
Pasivos mantenidos p/venta	98	93
TOTAL PASIVO	60.462	64.290

CUADRO 3.16.- ESTADO DE RESULTADO DE LAS ACTIVIDADES LIBERALIZADAS, GENERACIÓN Y COMERCIALIZACIÓN 2011-2010 (Mill. €)

	Generación + Comercialización	
	2011 (E)	2010
+Cifra de negocios	31.866	29.873
-Aprovisionamientos	-23.308	-20.956
Margen Bruto	8.559	8.914
+Otros ingresos de explotación	1.379	1.386
-Gtos.externos	-3.272	-3.309
-Gtos.de personal	-1.156	-1.297
Ebitda	5.509	5.694
-Amortizaciones y provisiones	-3.641	-3.075
Ebit	1.868	2.619
+ -Rtdo financiero	-782	-763
+ -Rtdo. venta activos	-8	1.052
Rtdo. Antes de impuestos	1.077	2.908
Rtdo. del ejercicio	860	2.329

CUADRO 3.17. BALANCE CONSOLIDADO DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN. TOTAL UNESA. 2011-2010 (Mill. €)

ACTIVO	Distribución	
	2011 (E)	2010
Inmovilizado	30.485	29.075
Activo intangible	2.127	1.446
Inmovilizaciones materiales	26.249	25.398
Inversiones financieras	2.109	2.231
Activo circulante	1.474	1.935
Existencias	60	98
Clientes	929	1.464
Otro activo circulante	484	323
Activos mantenidos p/venta	0	50
TOTAL ACTIVO	31.959	31.009

CUADRO 3.17. BALANCE CONSOLIDADO DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN. TOTAL UNESA. 2011-2010 (Mill. €) (Continuación)

PASIVO	Distribución	
	2011 (E)	2010
Fondos propios	12.280	10.312
Ingresos diferidos	8.035	7.515
Provisiones para riesgos y gastos	2.074	2.354
Acreeedores a largo plazo	5.413	5.693
Acreeedores a corto plazo	4.157	5.135
TOTAL PASIVO	31.959	31.009

CUADRO 3.18. ESTADO DE RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE DISTRIBUCIÓN 2011-2010 (Mill. €)

PASIVO	Distribución	
	2011 (E)	2010
+Cifra de Negocios	6.027	5.730
-Aprovisionamientos	-134	-132
Margen Bruto	5.893	5.598
+Otros ingresos de explotación	459	396
-Gtos.externos	-1.218	-1.138
-Gtos de personal	-809	-904
Ebitda	4.324	3.952
-Amortizaciones y provisiones	-1.237	-1.182
Ebit	3.087	2.770
+ -Rtdo financiero	-120	-206
+ -Rtdo venta activos	-43	761
Rtdo. antes de impuestos	2.923	3.325
-Impto.sociedades	-720	-800
Rtdo. del ejercicio	2.203	2.525

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 7.786 MW, lo que representa el 7,5% de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2011 fue de 57.649 GWh, lo que supuso una contribución del 19,7% al total de la producción nacional. En 2011 esta producción eléctrica nuclear ha disminuido un 7% respecto a la del año anterior.

El Factor de carga (relación entre la energía eléctrica producida en un período de tiempo y la que se hubiera podido producir en ese mismo período funcionando a la potencia nominal) del parque nuclear español durante 2011 ha sido del 83,86%, y el Factor de disponibilidad (relación entre el tiempo que la central ha estado acoplada a la red en el tiempo total considerado), del 86,46%. Estas cifras son algo inferiores al año anterior, como consecuencia de que en 2011 todos los reactores llevaron a cabo su parada de recarga.

Mediante las Ordenes Ministeriales ITC/3372/2011. e ITC/3373/2011, ambas de 22 de septiembre, se renovaron las autorizaciones de explotación de las centrales nucleares Ascó I y Ascó II. Ambas autorizaciones se concedieron por un periodo de 10 años, de acuerdo con el informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

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 de tal manera que los resultados de estas pruebas de resistencia puedan 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, ha participado 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 eran 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 ha revisado 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.

A finales del 2011 ya se habían realizado las dos primeras fases, llevando a cabo la tercera durante los primeros meses de 2012.

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, cabe destacar que no se ha identificado ningún aspecto que suponga 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 concluyen que actualmente se cumplen las bases de diseño y las bases de licencia establecidas para cada instalación, y los estudios realizados ponen 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 han propuesto 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 14-3-11, el CSN aprobó las Instrucciones Técnicas Complementarias (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 establece 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 establece que todo el proceso deberá 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 de los informes nacionales de las pruebas de resistencia realizadas a las centrales nucleares españolas.

Estas revisiones se han llevado a cabo por un equipo de expertos que componen tres grupos de trabajo y que se encargan de analizar los informes elaborados por los reguladores europeos, dividiéndolos en tres áreas transversales: sucesos ini-

ciadores externos, pérdida de funciones de seguridad y gestión de accidentes severos. Asimismo, se elaborarán «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 ha sido remitido al Grupo Europeo de Reguladores de Seguridad Nuclear (ENSREG) para su aprobación, lo que tuvo lugar el 26-4-12. Este informe se ha presentado en un seminario público que tuvo lugar en Bruselas el 8-5-2.

Ataques externos

Adicionalmente a lo anterior, cabe indicar que el 30-6-11 el CSN aprobó una Instrucción Técnica Complementaria (ITC) que va más allá a lo acordado hasta ahora a nivel comunitario, en la que se establecía las medidas que las centrales deberán adoptar para, ante un gran incendio de origen externo, garantizar la extinción del mismo, así como la refrigeración del núcleo y de la piscina de combustible gastado, la protección de la contención y la minimización de vertidos radiológicos al exterior.

Para definir las medidas que deben ser implantadas, independientemente del suceso iniciador, se deberá emplear una metodología que contemple los siguientes aspectos:

- Mitigación de sucesos más allá de la base de diseño como, por ejemplo, el impacto de un avión comercial.

- Mitigación de fuegos y explosiones de gran tamaño y larga duración (+48 h).
- Definir estrategia de mitigación individualizada.
- Garantizar respuestas coordinadas ante situaciones de emergencia.
- Todo lo descrito en terremotos e inundaciones relacionados con los test de stress y que desarrolla los procedimientos específicos para grandes incendios.

En esta ITC se establecía que el titular debería enviar al CSN, antes del 31-12-11, un estudio de las acciones que en ella se contemplan, así como una propuesta que detalle las medidas a implantar y la programación de aplicación, en la que se detallarían las medidas a implantar de forma inmediata, las que se implantarían en los siguientes 6 meses y las que restasen por implantar hasta el 31-12-12, fecha en la que el titular deberá haber implantado todas las medidas resultantes de la aplicación de esta ITC. Si, excepcionalmente, no fuera posible implantar alguna de las medidas necesarias en el plazo estipulado, el titular debería justificar convenientemente tal situación, así como proponer una fecha de implantación tan temprana como sea posible.

Por último, en relación con los ataques externos, cabe señalar que actualmente existe dentro de la UE un Grupo de trabajo en el que se está analizando la seguridad de las centrales nucleares desde el punto de vista de su protección contra posibles amenazas externas y la forma de prevenir

éstas. En este Grupo, por parte de España, están presentes representantes del CSN y del Ministerio del Interior.

4.3. PRIMERA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2011 la fábrica de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado 1.029 elementos combustibles, tanto para el mercado nacional (30%), como para la exportación (70%). Estos elementos contenían 348,4 toneladas de uranio y, de ellos, 532 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 497 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). De estos, para la exportación se han destinado 721 elementos combustibles, conteniendo 254,4 toneladas de uranio. Los destinos de los elementos fabricados han sido Bélgica, Francia, Finlandia y Suecia.

Por lo que respecta a las centrales nucleares españolas, ENUSA en 2011 ha gestionado y suministrado un total de 308 elementos combustibles, conteniendo 93,99 toneladas de uranio, para las centrales de Almaraz II, Ascó II, Vandellós II y Cofrentes.

Las cantidades compradas por ENUSA en el 2011 para las centrales nucleares españolas han sido: 1.287 toneladas de concentrados de uranio (U_3O_8), 1.082 toneladas en servicios de conversión y 861.000 UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.



4.4. SEGUNDA PARTE DEL CICLO DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR

Selección del emplazamiento del ATC y su centro tecnológico asociado

Al objeto de llevar a cabo el proceso de selección del emplazamiento que albergue el Almacén Temporal Centralizado (ATC) para la gestión del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos de alta actividad, así como su centro tecnológico asociado, el Gobierno aprobó, el 23-6-06, el Real Decreto 775/2006 (BOE 5-7-06), mediante el que se constituyó una Comisión Interministerial con el fin de establecer los criterios que debía cumplir dicho emplazamiento, desarrollar el procedimiento para que los municipios interesados pudieran optar a ser candidatos, y elaborar, para su elevación al Gobierno, una propuesta de emplazamientos candidatos, seleccionados entre los municipios interesados.

El 29-12-09, el BOE publicó la Resolución de 23-12-09, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se efectuaba la convocatoria pública para la selección de los municipios candidatos, estableciendo el Procedimiento y las Bases que regirían el proceso para la designación del emplazamiento por el Gobierno. A excepción de la decisión final, el proceso se llevó a cabo a lo largo del año 2010.

Presentaron su candidatura 14 municipios, de los cuales fueron admitidos 9 candidatos. Tras el examen de los términos municipales de los candidatos atendiendo a los criterios establecidos en la convocatoria, se sometió la aplicación de los crite-

rios de la citada convocatoria al trámite de alegaciones y de información y participación pública, recibándose más de 14.400 escritos de alegaciones. Como resultado de las alegaciones recibidas, se introdujeron algunas modificaciones en los informes de los términos municipales, y se confirmó la exclusión de un municipio, al encontrarse la totalidad de su término municipal en zona ZEPA, por lo que finalmente quedaron 8 municipios candidatos.

Una vez finalizado el trámite de alegaciones y de información y participación pública, y tras comunicar a los municipios candidatos las zonas excluidas, éstos aportaron información sobre alternativas de terrenos propuestos, para la elaboración de los correspondientes informes de los términos municipales. El informe de propuesta de los emplazamientos candidatos a albergar la instalación se aprobó en la última reunión de la Comisión Interministerial, de 16-9-10, acordándose la remisión de éste al Gobierno.

El informe concluía que, desde un punto de vista técnico, los terrenos propuestos por los 8 municipios candidatos se consideran viables para la realización del proyecto, desprendiéndose del análisis comparativo realizado que los terrenos presentados por los municipios de Zarra, Ascó, Yebra y Villar de Cañas son los que resultan más idóneos.

Finalmente, el Consejo de Ministros celebrado el 30-12-11 acordó designar al municipio de Villar de Cañas (Cuenca), como emplazamiento del ATC y su centro tecnológico. Esta decisión fue adoptada tras analizar en profundidad el informe de pro-

puesta, y teniendo en cuenta la consecución del mayor consenso social, territorial e institucional. El municipio reúne todas las características técnicas exigidas para este tipo de emplazamiento y el entorno tiene una tasa de paro elevada, por lo que el proyecto tendrá un impacto socioeconómico positivo. Dicho Acuerdo fue publicado por Resolución de 18-1-12, de la Secretaría de Estado de Energía (BOE 20-1-12).

Una vez decidido el emplazamiento, y después de la adquisición de terrenos por ENRESA, a realizar previsiblemente durante el primer semestre de 2012, se iniciarán los trámites para la obtención de las correspondientes autorizaciones nucleares y medioambientales, en concreto las autorizaciones previa y de construcción, a conceder simultáneamente por el MINETUR, previo informe preceptivo del Consejo de Seguridad Nuclear y previa audiencia de la Comunidad Autónoma y otras administraciones afectadas. Asimismo, se requerirá la emisión, por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, de la preceptiva Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

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— se acumula en un almacén de este tipo. En el cuadro 4.1 se muestra la cantidad total de combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares.

CUADRO 4.1. COMBUSTIBLE IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Unidad	Uranio (total) almacenado a 31-12-11 (Kg)
José Cabrera	95.750*
Sta. M ^a de Garoña	353.236
Almaraz I	552.699
Almaraz II	521.141
Ascó I	499.419
Ascó II	488.820
Cofrentes	636.871
Vandellós II	411.712
Trillo	239.211 + 196.893*

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

Residuos radiactivos de baja y media actividad

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

Entre las actividades llevadas a cabo durante el año 2011, destaca el inicio de la construcción de una nueva celda para el almacenamiento de residuos de muy baja actividad (denominada celda



30), la instalación de la cubierta de un módulo de almacenamiento ya completo mediante el vertido de hormigón estructural y posterior cierre con una cobertura de impermeabilización, así como otras actividades relativas a la remodelación de la Sala de Control principal de la instalación, el depósito de drenajes en el edificio tecnológico o la fabricación de contenedores.

Durante este año, se recibió un total de 1.957 m³ de residuos radiactivos. Con la cantidad recibida en 2011, El Cabril acumula un total de 32.017 m³ de residuos radiactivos, de los que 28.165 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, almacenados en celdas con un porcentaje de ocupación del 66% de su capacidad total. Los restantes 3.852 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, almacenados en una celda independiente, siendo la capacidad ocupada del 10%.

4.5. INDUSTRIA DE FABRICACIÓN DE EQUIPOS

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

Como actuaciones más relevantes de esta empresa en 2011/12, en el ámbito nacional, cabe destacar la continuación de la fabricación de contenedores del modelo ENSA-DPT para el almacén temporal individualizado de CN Trillo, haciendo entrega de un nuevo contenedor, que se cargó en

la central durante el verano. En 2012 está prevista la carga de tres nuevos contenedores DPT, dos de ellos del nuevo diseño.

En lo que se refiere a contenedores, esta empresa está desarrollando nuevos diseños para atender al mercado de contenedores del tipo BWR y PWR para todas las plantas españolas, incluyendo CN Garoña, que será la próxima en necesitar contenedores en España, y para otros mercados extranjeros.

Asimismo, esta empresa continuó con la fabricación de cabezales para los elementos combustibles suministrados por ENUSA a diversas centrales nucleares.

En el mercado internacional ENSA se mantuvo muy activa en 2011, obteniendo pedidos de grandes componentes nucleares para los distintos sistemistas (tecnólogos) líderes en este mercado, así como mediante alianzas con otras empresas del sector, aprovechando sinergias que le permiten una mayor penetración de sus productos.

En lo referente al área de las plantas nuevas, esta empresa permaneció activa en los principales mercados internacionales: China, Europa, EE.UU. e India. Concretamente, recibió un pedido de Westinghouse para generadores de vapor de plantas AP1000 y se encuentra bien posicionada con Westinghouse de cara a potenciales suministros a corto plazo a plantas del tipo AP1.000 en la República Checa, Reino Unido y Finlandia. Con GE-Hitachi, ENSA también tiene oportunidades para potenciales reactores del tipo ESBWR en, entre otros, Polonia, EE.UU e India.

En China recibió en 2010 un pedido para suministrar el diseño de un generador de vapor y partes de otros tres en 2012, para la nueva planta en la isla Hainan y en 2011 recibió otro pedido para generadores de vapor del tipo AP1000 de Westinghouse para el CN de Sanmen. Por otro lado, continuó con el diseño (22) y fabricación (8) de cambiadores de calor para las centrales EPR (European Pressurized Reactor) de Taishan.

También continuó con la fabricación de intercambiadores para la central EPR de Flammaville (Francia) y, en la central de Olkahuoto 3 (Finlandia), continúa con el suministro y montaje de diversos componentes en el edificio de contención.

Por lo que se refiere a la sustitución de componentes, ENSA sigue aumentando sus contratos para EE.UU. y Francia, habiendo conseguido nuevas pedidos para generadores de vapor para el programa de remplazo de reactores de 1.300 MW para EDF con AREVA y ha entregado generadores a Ringhals (Suecia); una tapa de reactor para Krsko (Eslovenia); suministro e instalación de racks (estructuras para la colocación de elementos de combustible gastado) para seis plantas en Francia de 1.300 MW, y dos tapas para las dos unidades de la planta de Beznau (Suiza).

Asimismo, se continúa con la fabricación de generadores de vapor y presurizadores para Waterford (EE.UU.) y Gravelines (Francia), serán entregados en el primer semestre de 2012.

En los mercados de nuevas tecnologías, durante 2011 ENSA siguió participando, en el marco del proyecto sobre fusión nuclear ITER (International

Termonuclear Experimental Reactor), con el objetivo de contratar el montaje del reactor de vacío (componente principal del ITER). Además, durante 2011 esta empresa ha continuado trabajando, con importantes progresos en el reactor experimental Jules Horowitz, en el consorcio formado por CIEMAT y en el que participan varias empresas españolas.

4.6. EVOLUCIÓN DEL EQUIPAMIENTO ENERGÉTICO Y DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS

Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en CN Ascó

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 previsto la construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) en el emplazamiento de esta central nuclear.

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 soldada conteniendo 32 elementos de combustible gastado.



En el BOE de 1-9-11 se publicó la Declaración de Impacto Ambiental de este proyecto, que fue aprobada por Resolución de la Secretaría de Estado de Cambio Climático el 1-9-11. Por Resolución de la DGPEM de 29-9-11 se autorizó la ejecución y montaje de este ATI: las obras comenzaron el 1-7-11 y finalizaron en diciembre de 2011.

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 31-12-11 el importe pendiente de compensación al «Fondo de Titulización de la Moratoria Nuclear» se elevaba a 366,866 M€; de los que 191,218 M€ correspondían a CN Lemóniz, 170,109 M€ a CN Valdecaballeros y 5,539 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 descargó 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.

Durante 2011 el Proyecto de Desmantelamiento y Clausura ha entrado en su fase de desmontajes radiológicos, con los trabajos ejecutados en diferentes áreas de los edificios de contención y auxiliar. Asimismo, los trabajos ejecutados han estado centrados en la adecuación de dos recintos principales: el antiguo edificio de turbinas, denominado en la actualidad edificio auxiliar de desmantelamiento, y el edificio de contención.

Estos trabajos han sido previos al inicio de la segmentación de los componentes internos del reactor, hito importante del proyecto de desmantelamiento y clausura de esta central nuclear.

Cabe indicar que, a 31-12-11, en este desmantelamiento se han generado 3.729 toneladas de materiales convencionales y 617 toneladas de materiales a gestionar como residuos radiactivos.

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

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

Durante el año 2011 las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en la ejecución de trabajos de restauración y descontaminación de terrenos y el acondicionamiento del Edificio 11. En paralelo han continuado las actividades de operación, mantenimiento y mejora de las instalaciones auxiliares.

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

En el 2011 se publicaron las conclusiones del trabajo realizado en el seno del proyecto Capacidades de la industria nuclear en el libro «Capacidades españolas para afrontar un nuevo proyecto nuclear». Este documento, junto con otros de interés relacionados con los proyectos de la Plataforma, puede ser consultado en la página web www.ceiden.com.

El 15-9-11 se celebró en la sede del Consejo de Seguridad Nuclear la Asamblea General de la Plataforma Tecnológica del CEIDEN, en la que se resaltaron los hechos más destacables ocurridos en el periodo entre asambleas relacionados con la I+D, y se informó sobre el desarrollo del VII Programa Marco de la UE, de la Plataforma tecnológica europea de energía nuclear sostenible y sobre las relaciones de la Plataforma con instituciones. Asimismo, se aprobó la nueva composición del Consejo Gestor para el periodo 2011-2013.



4.8. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

Normativa nacional aprobada

- Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos (BOE 28-05-11).

Antecedentes

El régimen jurídico internacional que regula la reparación de daños causados por accidente nuclear tiene su base en dos convenios, desarrollados respectivamente a instancias del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas (Convenio de Viena) y de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE (NEA-OCDE) (Convenio de París de 1960, complementado por el Convenio de Bruselas de 1963). España es Parte Contratante de los convenios de París y Bruselas, y ha ratificado sus Protocolos de enmienda, que se aprobaron en 2004, tras un largo proceso que se inició en 1997.

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

mediante otra garantía solvente que se considere válida.

Los aspectos más significativos de los mencionados Protocolos de enmienda son los siguientes:

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

Estos Convenios establecen tres tramos de responsabilidad:

Primero: Hasta, al menos, 700 M€, a cubrir por el titular de la instalación.

Segundo: Desde la cifra anterior que cubra el titular de la instalación, hasta 1.200 M€, a cubrir por el Estado, siempre que tal responsabilidad no le sea atribuida al titular de la instalación.

Tercero: Desde 1.200 a 1.500 M€, a cubrir con fondos públicos que se aportan entre



todos los Estados Parte de los Convenios.

Reforma del régimen vigente

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

de hasta 700 M€. Esta cobertura es establecida por los titulares de las instalaciones mediante la correspondiente póliza de seguros.

Al objeto de incorporar al ordenamiento jurídico español las nuevas obligaciones resultantes de las enmienda de 2004 de los Convenios de París y de Bruselas, se aprobó en 2011 la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, que remplazará a la regulación existente una vez entre en vigor. Dicha entrada en vigor está supeditada a la entrada en vigor en España de las citadas enmiendas (que no se prevé para antes de 2013).

Como novedades más relevantes de la Ley cabe señalar:

	Situación actual	Reforma Ley 12/2011
Cantidad máxima de la que responde el titular de una central nuclear	700 M€	1.200 M€
Definición de daño nuclear	Daños a personas y daños a propiedades	Incluye también daños medioambientales
Límite temporal para presentar reclamación	10 años	30 años para daños a personas, y 10 para otros daños

A pesar de no estar regulada en los citados Convenios, la Ley 12/2011 también regula la responsabilidad civil por daños producidos a bienes, personas y medioambiente provocados por materiales radiactivos que no sean sustancias nucleares.

- **Real Decreto 1308/2011, de 26 de septiembre, sobre protección física de las instalaciones y los materiales nucleares, y de las fuentes radiactivas (BOE 7-10-11).**

El concepto de «protección física» se refiere a las medidas que han de adoptar las instalaciones

nucleares y radiactivas, o los transportes de materiales nucleares o radiactivos, para evitar que estos materiales puedan ser objeto de robo o desvío, o las instalaciones puedan ser objeto de sabotaje.

Mediante el hasta ahora vigente RD 158/1995, de 3 de febrero, sobre protección física de los materiales nucleares, se llevó a cabo la aplicación a nuestro ordenamiento jurídico de la Convención sobre la protección física de los materiales nucleares, abierta a la firma en marzo de 1980, de la que el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) es depositario.



Asimismo, el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, aprobado por el RD 1836/1999, de 3 de diciembre y modificado por el RD 35/2008, de 18 de enero, establece en relación con esta materia que las instalaciones nucleares han de contar con un «Plan de protección física», en el que se describan las medidas organizativas, los equipos, sistemas y componentes, cuyo objetivo es alcanzar un nivel de seguridad física aceptable. Este documento, que es de carácter confidencial, está incluido entre los documentos oficiales de explotación en base a los cuales se conceden las autorizaciones a las centrales nucleares.

Desde el año 1995, en que fue publicado el RD 158/1995, y especialmente a partir de los actos terroristas que posteriormente han tenido lugar en el mundo, la sensibilidad social en relación con la posibilidad de que los materiales nucleares y radiactivos puedan ser utilizados para usos ilícitos o que las instalaciones nucleares puedan ser objeto de sabotaje se ha incrementado notablemente, lo que ha dado lugar a que, tanto en el ámbito nacional como en el internacional, las cuestiones relacionadas con la protección física de las instalaciones y los materiales nucleares, y las fuentes radiactivas, vengán siendo objeto de especial atención.

Por ello, este nuevo RD surge de la necesidad de dar cumplimiento a los compromisos asumidos por España en esta materia (tales como la Enmienda a la Convención sobre protección física de los materiales nucleares, aprobada en julio del 2005; la ratificación en enero del 2007 del Convenio Internacional para la represión de los actos de terrorismo nuclear; la Resolución 1540 de 2004, del Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas,

relativa a la no proliferación de armas de destrucción masiva; la Iniciativa Global para Combatir el Terrorismo Nuclear, puesta en marcha tras la Cumbre del G-8 celebrada en junio de 2006; o el Código de Conducta sobre la seguridad tecnológica y la seguridad física de las fuentes radiactivas, aprobado por el OIEA), así como la conveniencia de aprovechar la experiencia adquirida en la aplicación del referido RD 158/1995.

Los objetivos más relevantes de este nuevo RD son:

- El incremento de las medidas de protección física que se aplican a las instalaciones y a los materiales nucleares, y a las fuentes radiactivas más relevantes.
- La revisión del vigente régimen de autorizaciones relativo a las instalaciones y a los materiales nucleares, contemplando de forma separada las autorizaciones correspondientes a las instalaciones y las relativas a los transportes de material nuclear.
- El establecimiento de un régimen de protección física para las fuentes radiactivas más relevantes, concretando en qué casos es obligatorio disponer de un sistema específico de protección física para su transporte.
- La delimitación de forma más concreta de las obligaciones básicas de los titulares de las autorizaciones de protección física, tanto en lo que se refiere al control y la protección de los materiales, instalaciones y transportes sujetos a la reglamentación, como a los criterios de clasifi-



cación de seguridad del personal de las instalaciones y transportes.

- El reforzamiento de las medidas de control y supervisión de las empresas que participen en los transportes de materiales nucleares y radiactivos.

Las novedades principales de este nuevo RD son:

- Se establecen nuevas definiciones, como «sabotaje» o «amenaza base de diseño».
- Se crea un registro de entidades que lleven a cabo transportes que requieren medidas de protección física.
- Se establece la necesidad de disponer de un sistema de protección física para las fuentes radiactivas más relevantes.
- Se determina la forma de gestión de los sucesos de tráfico ilícito de materiales nucleares y radiactivos, definiendo el punto de contacto con el OIEA.

Normativa comunitaria aprobada

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 el año 2009, de la Directiva 2009/71/EURATOM del Consejo, sobre seguridad nuclear y, en el año 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.

- **Directiva 2011/70/EURATOM del Consejo, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.**

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

La Directiva, que deberá ser traspuesta por los EEMM a más tardar el 23 de agosto de 2013, centra su atención en los siguientes aspectos: Refuerzo del papel y la independencia de los reguladores nacionales, responsabilidad primordial del licenciario en relación con la seguridad nuclear bajo el control del regulador, transparencia en los aspectos relacionados con la seguridad en las instalaciones de gestión de residuos y combustible gastado y autoevaluaciones y revisiones periódicas.



cas inter-pares del marco nacional de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado cada 10 años.

Otro elemento importante de la Directiva son los Programas nacionales de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado. Cada Estado miembro se asegurará de la ejecución de su programa nacional para la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, que deberá cubrir todos los tipos de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos bajo su jurisdicción y todas las etapas de la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos, desde la generación hasta el almacenamiento definitivo.

Estos programas nacionales expondrán cómo los Estados miembros se proponen aplicar sus políticas nacionales para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos para salvaguardar los objetivos de la Directiva.

- **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**

A expensas de la adopción de un texto refundido, continúan vigentes los Reglamentos Euratom 3954/87 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; el Regla-

mento Euratom 944/89 de la Comisión, por el que se establecen tolerancias máximas de contaminación radiactiva de los productos alimenticios secundarios tras un accidente nuclear o cualquier otro caso de emergencia radiológica y el Reglamento Euratom 770/90 de la Comisión, por el que se establecen las tolerancias máximas de contaminación radiactiva de los piensos tras un accidente nuclear o cualquier otro caso de emergencia radiológica.

Tras el accidente nuclear ocurrido en la planta de Fukushima en marzo de 2011, y siguiendo el procedimiento establecido en los mencionados reglamentos, la Comisión adoptó sucesivos reglamentos de ejecución (297/2011, 961/2011, 284/2012) 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.

Normativa comunitaria en elaboración

- **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 y facilitar los intercambios comerciales en el ámbito nuclear contribuye a la política comunitaria en materia de seguridad del abastecimiento energético y de diversificación de las fuentes energéticas.

El Consejo de la UE adoptó el mandato en junio de 2010, momento en que la Comisión comenzó las negociaciones con el Gobierno australiano, que culminaron en un texto de Acuerdo firmado en septiembre que entró en vigor en enero de 2012.

El objetivo del Acuerdo suscrito es la cooperación entre Euratom y Australia en el ámbito de los usos pacíficos de la energía nuclear. 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 EURATOM y el Gobierno de la República de Sudáfrica sobre usos pacíficos de la energía nuclear.**

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

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

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

El Consejo de la UE adoptó el mandato de negociación a finales de 2010, por lo que las negociaciones entre EURATOM y el Gobierno de Sudáfrica dieron comienzo en 2011 y se espera concluyan en un Acuerdo durante el 2012.

- **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 nucleares 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 deberá 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. Se espera alcanzar un acuerdo durante el 2012.

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

Tras un anterior intento fallido de formalizar un Acuerdo con Rusia sobre el uso pacífico de la energía nuclear, para el cual se adoptaron formalmente directrices de negociación en el año 2003, la UE

decidió recientemente formalizar un nuevo mandato de negociación, dado que desde entonces se han producido cambios sustanciales en el contexto de la UE y de Rusia.

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

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

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

- **Propuesta de 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 aplicables 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 de 2012 o incluso 2013, dada la complejidad y el alcance de las materias reguladas.

- **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.

A finales de 2011, el Consejo acordó un texto de Consenso que fue adoptado por la Comisión en marzo, a falta de incorporar algunos aspectos técnicos que deberán ser ratificados por el Consejo y a falta de conocer la opinión del Parlamento Europeo, por lo que se espera que la Directiva entre en vigor durante la primera mitad de año.

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

Se trata de una propuesta legislativa que tiene por objeto la refundición de los tres reglamentos vigentes en la actualidad (Reglamentos EURATOM 3954/87, 944/89 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 de Consejo y Comisión, que podrían ser incluidas como un considerando, por lo que esta propuesta aún no ha sido adoptada por el Consejo de la UE.

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» el conjunto de medidas establecidas para detectar la desviación de los materiales nucleares para usos no declarados.

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

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

- Salvaguardias del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), de Naciones Unidas: derivan de los compromisos contraídos como parte contratante del Tratado sobre la no Proliferación de las Armas Nucleares (TNP). Este Tratado obliga a suscribir un acuerdo con el OIEA para la aplicación de su sistema de salvaguardias a todas las actividades en las que se manejan materiales nucleares. Los Estados miembros de la UE no poseedores de armas nucleares han suscrito con el OIEA un Acuerdo de Salvaguardias conjunto (INFCIRC/193), cuyas medidas las aplican los inspectores de este Organismo de manera coordinada con las derivadas del Tratado EURATOM. Este acuerdo se 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» (SI). Se trata del establecimiento en cada Estado de un conjunto integrado de medidas de salvaguardias óptimo, tomando en consideración todos los medios y fuentes de información

disponible, tales como inspecciones, declaraciones, imágenes por satélite, etc.

La transición a las salvaguardias integradas ha sido un proceso complejo y no exento de dificultades, ya que ha llevado aparejada una importante actualización de las prácticas en uso desde hace muchos años. El aspecto más relevante en este sentido 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 parte de las actividades de inspección, de las que, hasta ahora, se venían llevando a cabo de forma anunciada para EURATOM, los Estados y los operadores.

Desde el 1 de enero de 2010, en España y en todos los Estados de la Unión Europea 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 ha lanzado 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.

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 2011.

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 2011 han estado marcadas por el accidente de la central nuclear de Fukushima-Daichii en Japón, como consecuencia del terremoto y posterior tsunami que sufrió el país en marzo. Tras el accidente, y cumpliendo el mandato del Consejo Europeo de ese mes, ENSREG participó en la elaboración de una propuesta que desarrollaba el contenido técnico de las pruebas de resistencia («stress tests») a que debían someterse las centrales nucleares europeas, así como la forma en que debían aplicarse. ENSREG también ha colaborado en la definición del proceso de revisión inter pares al que se deben someter las centrales como parte del proceso durante el primer semestre de 2012.

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 venido trabajando en la elaboración de un Formato común y unas Guías para los informes que los EEMM deben presentar cada tres años referidos a la aplicación de la Directiva 2009/71/EURATOM, por la que se establece un marco comunitario en seguridad nuclear. En 2011 se aprobó la estructura y contenido de los informes. Asimismo, ha desarrollado una Guía de las autoevaluaciones que, cada 10 años, deben realizar los EEMM respecto de su marco nacional y organismo regulador en materia de seguridad nuclear. En relación a las misiones de revisión inter-pares que han de solicitar los EEMM con la misma periodicidad (misiones IRRS), se ha elaborado un programa indicativo que cubre el periodo 2011-2021.

– 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. Asimismo, ha organizado el seminario

«Mejor uso de la Convención Conjunta en la UE» que tuvo lugar en noviembre de 2011 en Viena.

– En el campo de la transparencia:

ENSREG ha desarrollado una guía para reguladores que identifica principios generales para asegurar la transparencia en sus comunicaciones, y continúa trabajando en la mejora de su página web (<http://www.ensreg.eu>), donde se ha habilitado un espacio dedicado a los «stress tests».

Por último, ENSREG organizó, en junio de 2011 en Bruselas, la 1ª Conferencia de Información Reguladora Europea, que subrayó los logros conseguidos en los últimos años en la mejora de la seguridad nuclear en Europa, y fue presidida por la Presidenta del Consejo de Seguridad Nuclear español. Se pretende que este tipo de conferencias se organicen con carácter periódico.

- 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 seis reuniones plenas,



la última de las cuales tuvo lugar en Praga, los días 19 y 20 de mayo de 2011.

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

- Por lo que se refiere a Oportunidades, cabe resaltar los siguientes: el traslado de los costes de la energía nuclear a los precios de la electricidad, el trazado de un posible «roadmap» sobre un desarrollo responsable de la energía nuclear, cubriendo en particular aspectos legales y financieros, o la exploración de nuevas aplicaciones para la energía nuclear, como la desalinización de agua o la producción de hidrógeno para automoción.
- Referente a Riesgos, cabe destacar los análisis realizados por ENEF sobre legislación comunitaria en materia de energía nuclear (Directiva sobre seguridad nuclear y Directiva sobre gestión de residuos radiactivos), el contenido de los planes nacionales de gestión de residuos radiactivos a la luz de la nueva Directiva, la situación de distintos países en materia de almacenamientos geológicos para residuos radiactivos y combustible gastado o la formación de los recursos humanos en las plantas nucleares.
- Por último, en el ámbito de la Transparencia, cabe señalar las recomendaciones realizadas a

todos los agentes de la energía nuclear en materia de participación del público (marco institucional de participación pública, recursos financieros efectivos que la permitan, cooperación con las comunidades vecinas), información (centros de información, rol que deben jugar las comunidades locales, calidad de la información suministrada), comunicación (comités de información local, pronta integración del público en los procesos) y toma de decisiones (procedimientos, tiempos, derechos y responsabilidades). Asimismo, el grupo identifica buenas prácticas en materia de transparencia.

- 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 2010 (aún no se encuentra disponible el correspondiente a 2011), en el que se resumen las actividades de la Agencia, su programa de trabajo, así como la situación del mercado mundial y europeo de combustible nuclear, se encuentra disponible en:

<http://ec.europa.eu/euratom/ar/ar2010.pdf>.

- Cooperación exterior en materia de seguridad nuclear.

Desde el año 2007, prácticamente toda la asistencia de la UE a terceros países en materia de energía nuclear se realiza con cargo al Instrumento de Cooperación en materia de Seguridad Nuclear (INSC) establecido por medio del Reglamento del Consejo 300/2007/EURATOM, con objeto de prestar asistencia en los ámbitos de la seguridad nuclear, la protección radiológica o la aplicación efectiva de salvaguardias.

Este instrumento es el heredero de otros programas anteriores que concedían ayudas en el campo nuclear, como TACIS (entre otros), distinguiéndose de su predecesor en dos aspectos: el Instrumento se crea como una iniciativa restringida al ámbito nuclear (TACIS tenía un alcance más amplio) y el alcance geográfico se extiende no sólo a los países CIS, sino que se posibilita el apoyo a cualquier tercer país.

El Instrumento prevé una asistencia de 524 M€ para el periodo 2007-2013, y las líneas de actuación se rigen por una Estrategia y unos Programas Indicativos 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 duración estimada de unos 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 e Iberdrola Ingeniería y Construcción (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.



- Comité sobre Fondos de Desmantelamiento (DFG).

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

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

En paralelo, el DFG asesoró a la Comisión en el desarrollo de un cuestionario orientado a los Estados miembros, con objeto de recabar la información necesaria para la elaboración del tercer Informe de la Comisión sobre la utilización de los recursos financieros destinados al desmantelamiento de instalaciones nucleares, cuyo borrador fue elaborado durante el año 2011 y su publicación definitiva se espera para 2012.

Agencia de Energía Nuclear (NEA-OCDE)

La NEA (Nuclear Energy Agency) es un organismo de la OCDE con sede en París, del que actualmente forman parte casi todos los Estados de la OCDE (a excepción de Nueva Zelanda), y 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 o Reino Unido). La Comisión Europea también interviene en los trabajos de la Agencia (aunque no es miembro).

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

Las prioridades de trabajo de los diferentes Comités de la NEA se han visto alterados por los acontecimientos de Fukushima (Japón) del año 2011. Así, la NEA ha dedicado grandes esfuerzos de apoyo técnico directo a las autoridades niponas, con especial atención a la recuperación de tierras y descontaminación, y a la mejora de la infraestructura reguladora del país. Asimismo, ha colaborado en el desarrollo e implementación de

las pruebas de resistencia nacionales a realizar por los Estados miembros a raíz del suceso. Para llevar a cabo estas actividades, los Comités técnicos de la NEA relacionados con la materia (Comité sobre actividades reguladoras-CNRA, Comité de protección radiológica y salud pública-CRPPH y Comité de seguridad de instalaciones nucleares-CSNI) han creado grupos de trabajo específicos, se han organizado reuniones y seminarios, así como visitas a Japón de expertos internacionales.

- Comité de Dirección.

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

En 2011, el Comité abordó, entre otros temas, la incorporación de Eslovenia como Miembro de la NEA y los pasos a seguir para evaluar la posible incorporación de Rusia, la realización de ciertos ajustes en las principales líneas del Programa de Trabajo de la NEA y su banco de datos para 2011-2012 (especialmente tras el accidente de Fukushima), la presentación de los resultados de los distintos grupos de trabajo, o la presentación de una declaración sobre la seguridad de suministro de radioisótopos para uso médico.

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

Entre las funciones de este Comité se incluyen la evaluación de la potencial contribución futura de la energía nuclear al abastecimiento energético mundial; de las demandas y necesidades de suministro en las diferentes fases del ciclo del combustible nuclear; el análisis de las características técnicas y económicas del desarrollo de la energía nuclear y del ciclo del combustible; y la evaluación de las diferentes consecuencias técnicas y económicas de las distintas estrategias para el ciclo del combustible nuclear.

El Comité centró su trabajo en 2011 en la elaboración de distintas publicaciones, entre las que destaca el «Brown Book» (Datos de la Energía Nuclear 2011), así como estudios sobre aspectos económicos y técnicos del seguimiento de carga en centrales nucleares, estado y viabilidad técnica de pequeños reactores, tendencias de sostenibilidad del ciclo de combustible nuclear, competitividad de la energía nuclear en mercados liberalizados con distintos sistemas de tarificación del carbono en comparación con otras fuentes energéticas, o varios informes sobre la seguridad de suministro de radioisótopos con fines médicos.

- 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 Bru-



selas y sus revisiones, celebrados bajo los auspicios por la OCDE.

Dentro del programa regular del Comité, el principal asunto tratado fue el relativo a los Convenios de París y Bruselas sobre responsabilidad civil por daños nucleares, y concretamente el estado de ratificación e implementación de los Protocolos de 2004 de enmienda de dichos Convenios. Si bien los Estados miembros realizan avances en la adaptación de sus legislaciones nacionales a dichos Protocolos, aún siguen poniéndose de manifiesto algunas dificultades existentes en relación con la cobertura por parte del mercado de seguros de determinados riesgos contemplados en el Protocolo de París de 2004, especialmente el aumento del periodo de reclamación de los daños personales de 10 a 30 años y, en algunos casos, los daños medioambientales. No se espera que estos Protocolos entren en vigor antes de 2013.

Asimismo, el Comité ha venido analizando los aspectos legales e impactos del accidente de Fukushima, especialmente en relación a la responsabilidad civil por daños nucleares, y, a finales de año, se publicó en la noticias de la NEA un artículo donde se explicaba el régimen de responsabilidad civil nuclear en Japón, así como las acciones que han llevado a cabo tanto la autoridad nipona como el operador de la central (TEPCO) para asegurar las indemnizaciones a las víctimas. Se está preparando un completo informe sobre la materia, que estará disponible a lo largo de 2012. La responsabilidad civil asociada a Fukushima también fue objeto de varios artículos publicados en el Boletín de Derecho Nuclear (NLB) que semestralmente publica la NEA con el apoyo de los miembros del NLC.

La NEA también ha participado, a través de este Comité, en un nuevo Grupo de expertos de responsabilidad civil por daños nucleares creado por la Comisión Europea al objeto de analizar una potencial armonización de las legislaciones nacionales en dicha materia.

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, en su caso, puede decidir la suspensión de un Estado miembro en caso de violación persistente del Estatuto. Elige nuevos miembros de la Junta de Gobernadores para reemplazar 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 55ª y tuvo lugar del 19 al 23 de septiembre de 2011. En ella participaron, aproximadamente, 1.300 delegados de los 151 Estados miembros.

En el inicio de esta reunión, el Director General del OIEA, Sr. Yukiya Amano, declaró que el punto más importante del programa del Organismo des-

de la última Conferencia General había sido el accidente ocurrido en la central nuclear de Fukushima Daiichi (Japón). Describió brevemente las medidas adoptadas por el Organismo, que comprende, entre otras, la elaboración de un «Plan de Acción sobre Seguridad Nuclear», que tiene como objetivo definir un programa de trabajo para reforzar el marco global de la seguridad nuclear y maximizar los beneficios resultantes de las lecciones que se puedan aprender de este accidente.

El accidente de Fukushima también fue el tema central de la mayoría de las intervenciones de las distintas Delegaciones.

Entre los temas tratados en ella se incluyeron:

- Elección de Miembros de la Junta de Gobernadores. Se eligieron a los 11 de los 22 que, de los 35 Estados miembros que forman parte de la Junta de Gobernadores, responden al criterio de representación geográfica y que tienen un mandato de dos años (período 2011-2013). Éstos fueron: Cuba y México (América Latina), Italia y Suecia (Europa Occidental), Bulgaria y Hungría (Europa Oriental), Tanzania y Egipto (África), Arabia Saudí (Sur de Asia y Oriente Medio) y República de Corea (Lejano Oriente).
- Medidas para fortalecer la cooperación internacional en materia de seguridad nuclear, radiológica y del transporte y de gestión de desechos.
- Otros temas debatidos, cuyas resoluciones pueden ser encontradas en la página web del OIEA fueron:

- Seguridad física nuclear–medidas de protección contra el terrorismo nuclear.
- Fortalecimiento de las actividades de cooperación técnica del Organismo.
- Fortalecimiento de las actividades del Organismo relacionadas con la ciencia, la tecnología y las aplicaciones nucleares.
- Fortalecimiento de la eficacia y aumento de la eficiencia del sistema de salvaguardias.
- Aplicación del acuerdo de salvaguardias entre el Organismo y la República Popular Democrática de Corea en relación con el TNP.
- Aplicación de las salvaguardias del OIEA en el Oriente Medio.
- Capacidades nucleares de Israel.

Asimismo, se presentó el Informe anual de 2010, se aprobó un Presupuesto ordinario del Organismo para 2012 de 333.297.799 €, en el que a España le corresponde un 3,135 % (8.595.207 €, mas 1.986.238 \$ y se estableció para el Fondo de Cooperación Técnica una cifra de 88.750.000 €, de los que a España le corresponde contribuir con la suma de 1.907.703€.

- 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 destacar 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.

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 990 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.

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 auditoría en Chernobyl, por valor de unos 100.000 €, que desarrollará a comienzos de 2012, y que tendrá 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 725 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002. Se estima, aunque no sin gran incertidumbre, que el fondo deberá alcanzar los 1.000 M€ para completar los trabajos.

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

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

Fondo de Bohunice

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

En la actualidad, el Fondo cuenta con contribuciones de hasta 380 M€, de los cuales España aportó 1,5 M€ en 2002.

Dicho Fondo tiene por objeto asistir a Eslovaquia en el desmantelamiento de dichas unida-



des, financiar el desarrollo de una estrategia de desmantelamiento, sistemas de protección física y sistemas para compensar la reducción en la producción de electricidad y calor que el cierre de la planta ha ocasionado en la República Eslovaca.

Respecto de la participación española, es reseñable la asignación en el 2004 de la Unidad de Gestión del Proyecto para la central de Bohunice a un consorcio formado por las empresas españolas Iberdrola Ingeniería y Consultoría, Empresarios Agrupados y Soluziona, junto con la empresa francesa EDF. En 2011, el consorcio, formado en la actualidad solo por empresas españolas, se adjudicó la cuarta fase de la Unidad de Gestión del Proyecto para el desmantelamiento de la Central Nuclear de Bohunice V1, que consiste en la continuación y ampliación de los trabajos iniciados en 2004. El importe total del proyecto asciende a unos 28 M€, y su alcance incluye proporcionar la ingeniería necesaria y los recursos de gestión del proyecto para la planificación, ejecución, gestión, coordinación y seguimiento de todas las labores de apoyo al desmantelamiento de la Central.

Fondo de Kozloduy

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

En la actualidad, las contribuciones de los donantes ascienden a unos 600 M€, de los cuales España ha aportado 1,5 M€ en 2002.

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.

Por otra parte, el consorcio español ENSASOCOÍN ha conseguido recientemente una prórroga de su contrato de caracterización de tanques de resinas iónicas en Kozloduy, en el que viene trabajando desde hace algunos años.

Empresarios Agrupados, líder de un consorcio formado con otras empresas europeas, se consiguió un contrato de consultoría a SERAW, la agencia búlgara de gestión de residuos radiactivos, por valor de unos 3 M€, con motivo del diseño y construcción de un almacenamiento de residuos radiactivos de baja y media actividad en el emplazamiento de Radiana.

Por último, el consorcio constituido por ENRESA, la empresa de ingeniería Westinghouse Electric España y la compañía alemana DBE Technology ha sido elegido 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. El total adjudicado a este Consorcio han sido 8.116.000 €.



Previsiblemente el BERD hará una solicitud de nuevas aportaciones de los Estados contribuyentes en un futuro próximo para completar la

financiación de los proyectos necesarios en la fase de pre-desmantelamiento de las citadas centrales.

5. SECTOR CARBÓN



5.1. SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1. Panorámica general del sector

Globalmente la producción de hulla más antracita (hard coal) en el año 2011, en toneladas, disminuyó un 28,7% con respecto al año 2010. Esta evolución se debió principalmente al elevado volumen de stocks existentes, derivados del menor consumo de carbón en generación eléctrica en 2010. Aunque hasta el mes de abril de 2010 se realizaron compras para el «Almacenamiento estratégico temporal de carbón», desde ese mes la producción quedó almacenada en las minas. Por tanto, en los últimos meses del año bajó la producción, tendencia que se mantuvo hasta la apli-

cación de la Resolución de 8 de febrero 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 2011. A partir de esta disposición, aumentó el consumo en generación eléctrica, disminuyendo significativamente los stocks existentes.

En los lignitos negros disminuyó la producción, en toneladas, un 5,2% en 2011 respecto del año anterior. La reducción fue menor que en la hulla y antracita, porque la venta de los lignitos fue más fluida, debido a su mejor precio lo que permite que sea más competitiva la oferta de electricidad de las centrales que lo consumen (Cuadro 5.1.1).

CUADRO 5.1.1.- BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION INTERIOR:					
miles de toneladas	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación
2008	3.152	4.162	2.873	10.187	-40,7%
2009	4.061	2.891	2.493	9.445	-7,3%
2010	3.209	2.777	2.444	8.430	-10,7%
2011	2.489	1.781	2.317	6.586	-21,9%
miles de tep					
2008	1.388	1.910	896	4.193	-23,1%
2009	1.767	1.263	597	3.627	-13,5%
2010	1.396	1.134	503	3.033	-16,4%
2011	1.083	727	477	2.287	-24,6%
Variación de stocks (1):					
miles de tep	Hulla y Antracita	Lignito Negro	Coque	TOTAL	Tasa de variación
2010	-2222	-342	-32		
2011	1497	119	-165		
Importaciones:					
miles de tep	Hulla coquizable	Antracita y hulla no coquizable	Coque	TOTAL	Tasa de variación
2010	1.923	5.784	147	7.854	
2011	1.826	7.779	119	9.723	23,8%

SECTOR CARBÓN

BALANCE DE CARBÓN (Continuación)

Exportaciones:				
miles de tep	Hulla y Antracita	Coque		
2010	870	266	1.136	
2011	699	269	969	-14,7%
Consumo interior bruto (2):				
miles de tep			TOTAL	Tasa de variación
2010			7.156	
2011			12.456	74,1%

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 74,1% en 2011 sobre el del año anterior, en el que fue excepcionalmente bajo. En el sector eléctrico subió un 76,6%, recuperándose tras la fuerte caída de 2010, correspondiendo al consumo de hulla y antracita, tanto de producción nacional como de importación, un aumento del 71,1%, un 229% al de lignito negro y un 19,5% al de gases siderúrgicos.

En el año 2011 una parte importante de la demanda se cubrió mediante la disminución de almacenamientos en las propias minas además de la reducción del Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón.

El consumo final de carbones, medido en tep, bajó un 4,5% en 2011 respecto del año anterior. El consumo en siderurgia aumentó un 4,6%, debido a la recuperación 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 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	Antracita (miles de toneladas)	Hulla	Lignito negro	Gas siderúrgico (millones de termias)	TOTAL	Tasa de variación 2011/10
2010	195	9.677	931	2.180		
2011	3.936	13.746	2.918	2.604		
Miles de tep						
2010	93	5.486	282	218	6.079	
2011	1.936	7.611	927	260	10.734	76,6%

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
2008	1.338	-6,0%	159	-39,0%	267	-4,3%	302	10,9%	2066	-7,6%
2009	962	-28,1%	17	-89,1%	180	-32,5%	284	-5,9%	1444	-30,1%
2010	1.197	24,4%	23	30,0%	211	17,4%	259	-8,7%	1690	17,1%
2011	1.252	4,6%	10	-54,1%	72	-66,1%	280	7,8%	1614	-4,5%

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Desde el año 2009 las empresas eléctricas bajaron su demanda de carbón nacional, al perder éste competitividad en generación eléctrica, frente a las producciones mediante gas natural o carbón importado. El almacenamiento de carbón nacional en los parques de centrales se elevó desde 7,4 Mt a finales de 2008 hasta 9,8 Mt a finales de 2009. También se incrementó el almacenamiento de carbón importado desde 2 Mt a 2,9 Mt en dicho período. Ante esta situación, el Gobierno encomendó a finales de julio de 2009 a HUNOSA la compra y almacenamiento de la producción de carbón nacional, creando un «Almacenamiento estratégico temporal de carbón». Desde agosto de 2009 hasta finales de abril de 2010 el «Almacenamiento Estratégico Temporal» recibió 3 millones de toneladas y entregó a centrales térmicas 0,1 millón, quedando a finales del año 2010 unas existencias de 2,9 millones de toneladas. La media estimada de PCS de este carbón es de 4.753 kcal/kg y se ha pagado a 1,36 céntimos de euro por termia, o 65,08 euro/tonelada. A lo largo del año 2011 al aplicarse 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 con las modificaciones establecidas en el Real Decreto 1221/2010, de 1 de octubre, la cantidad de carbón a 31 de diciembre de 2011 en el AETC se redujo a 2,2 millones de toneladas. El valor total del carbón almacenado es de 145,2 millones de euros. Estos valores sufrirán modificaciones, dentro de límites razonables, cuando se liquide el citado Almacenamiento, tal como se ha comprobado en la facturación del AETC a las centrales eléctricas, al ser algo diferentes las calidades del suministro real frente al análisis teórico del carbón adquirido en 2009 y 2010, que han modificado los precios unitarios.

La aplicación del anteriormente citado Real Decreto 134/2010 de 12 de febrero, ha originado una disminución del almacenamiento del carbón en las minas, pasando de 4,332 millones de toneladas a finales de 2010 a los 2,259 millones de toneladas a finales del año 2011.

En el cuadro 5.1.4 se indica la evolución media de los ingresos para las empresas mineras, como suma de los precios cobrados por ventas a centrales y de las ayudas, aplicadas a toda la producción.



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
INGRESO P+A															
c€/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
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
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

FUENTE: SEE

En el año 2011 el precio medio del carbón que percibe ayudas abonado por las centrales eléctricas fue de 56,58 euros/t con un PCS medio de 4.228 kcal/kg, lo que supone un incremento del 31,69% respecto al del año anterior. Expresado el precio en céntimos de euro por termia de poder calorífico superior fue de 1,3381, lo que supone un incremento del 18,93%. Una razón para este aumento es que el PCS medio mejoró desde 3.998 kcal/kg a 4.228 kcal/kg, con crecimiento del 5,75%, debido al cambio de estructura del mercado, se vendieron 6,5 millones de toneladas de hulla y antracita frente a 2,8 millones de lignito. En 2010 se vendieron 4,6 millones de toneladas de hulla y antracita frente a 2,4 millones de toneladas de lignito. El incremento del precio por termia se explica, además de la razón ya citada, por el incremento del precio internacional del carbón.

Por tanto, el valor de la producción de carbón por el que se pagaron ayudas, adquirido por centrales eléctricas fue de 533,03 millones de euros. En el año anterior, fue 476,88 millones de euros el valor de los suministros vendidos a centrales y al Almacenamiento Estratégico de Carbón.

Si a los 533,03 millones de euros facturados se suman los 229,06 millones de euros percibidos por las empresas mineras para cubrir la diferencia

entre costes e ingresos más los 72,45 millones que percibe HUNOSA desde los Presupuestos Generales del Estado, los ingresos totales que percibe el sector serían de 834,61 millones de euros. Estos ingresos pueden compararse con 796 millones € de 2010 y 817 millones € de 2009. Es necesario estimar en otros 50 millones de euros los ingresos por ventas de carbón a las calefacciones y otros usos domésticos. El sector, concretamente HUNOSA, ha percibido además desde S.E.P.I. otros 81,5 millones de euros destinados a cubrir pérdidas de explotación de la empresa. Por tanto el ingreso total puede cuantificarse en 916,05 millones de euros.

Empleo en el sector

La plantilla propia estimada en el subsector de carbones que percibe ayudas, al final del año 2011 era de 3.963 trabajadores, frente a los 4.594 del año 2010, una disminución de empleo del 13,74%. Este incremento en las disminuciones de plantillas se debe al mantenimiento de la política de prejubilaciones (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 2009 esas plantillas eran de 2.432



trabajadores, frente a los 2.383 trabajadores de 2008. En diciembre de 2010 los trabajadores contratados a 31 de diciembre eran de 979, debido a la aplicación de expedientes de regula-

ción de empleo en 2010 por el descenso de producción indicado. A finales de diciembre de 2011 las plantillas de contratados sumaban 1.862 trabajadores.

CUADRO 5.1.5. MANO DE OBRA EMPLEADA EN MINERÍA 2009-2011

MINERALES	2009	2010	2011	%10/09	%11/10
HULLA	3.079	2.723	2329	-23,64%	-14,47%
ANTRACITA	1.821	1.542	1325	26,90%	-14,07%
LIGNITO NEGRO	351	329	309	-4,88%	-6,08%
LIGNITO PARDO	0	0	0		
TOTAL	5.251	4.594	3963	-10,02%	-13,74%

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 5.1.5).

En 2011, medido en toneladas, la importación neta de hulla y de antracita se incrementó en un 31,6%, pasando de 11,32 millones de toneladas a 14,91 millones de toneladas. La razón principal es el incremento de generación eléctrica con carbón, ya citado, recibiendo las empresas eléctricas 11,8 millones de toneladas frente a 7,8 millones en 2010. La reexportación alcanzó en 2010, 1,48 millones de toneladas y en 2011, 1,25 millones de toneladas. La mayor parte de las exportaciones se deben al aprovechamiento de fletes de buques.

También varía la distribución de la importación entre hulla y antracita, debido a criterios de clasificación. Ciñéndose al criterio empleado en la

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

En unidades monetarias la importación evolucionó desde 2.062,16 millones de euros en 2008 a 1.474,84 millones € en 2009, a 1.142,75 millones € en 2010 y a 1.724,68 millones € en 2011. El valor del carbón neto importado en 2008 fue de 1.889,53 millones €, en 2009 fue 1.352,42 millones €, en 2010 fue 1.039,54 millones € y en 2011 alcanzó los 1.550,28 millones €. El precio unitario medio de compra CIF del carbón térmico se incrementó desde un promedio de 60,58 euros/t en 2007, a 87,47 euros/t en 2008, disminuyó a 63,03 euros/t en el año 2009, en el año 2010 fue de 67,95 euros/t y

en 2011 subió de nuevo hasta 86,57 euros por tonelada.

El precio medio estimado de adquisición de carbones térmicos en el año 2011 por las empresas eléctricas fue de 77,15 euros/tonelada en situación CIF, para un carbón con PCS medio de 5.792 kcal/kg, frente a 68,52 euros/tonelada para un carbón de 5.981 kcal/kg del año 2010. El precio medio estimado de hulla coquizable en el mismo período, CIF puerto español

en el mismo año, fue de 216,16 euros/t frente a 165,04 euros/t del año 2010, reflejando el incremento de la demanda mundial de hulla coquizable.

El coste del carbón importado en el año 2011 puede estimarse en 1.724,38 millones de euros frente a 1.142,75 millones € del año 2010. El coste de la importación neta de carbón en 2011 fue de 1.550,28 millones €, frente a 1.039,54 millones € del año 2010.

CUADRO 5.1.6. SALDO DEL COMERCIO EXTERIOR 2009- 2011 (Miles T.)

MINERALES	2009	2010	2011	%10/09	%11/10
HULLA importada	16.271	11.971	15.316	-26,43%	27,94%
HULLA exportada	1.253	1.150	852	-8,21%	-25,94%
HULLA neta	15.018	10.821	14.464	-27,95%	33,67%
ANTRACITA importada	767	846	853	10,30%	0,81%
ANTRACITA exportada	123	338	407	174,74%	20,50%
ANTRACITA neta	644	508	446	-21,10%	-12,30%
TOTAL neto importado	15.662	11.329	14.910	-27,66%	31,61%

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

Tras los cierres de empresas y fusiones que han tenido lugar desde diciembre de 2007 quedan en actividad 15 empresas a finales de 2011. De estas 15 empresas que extraían carbón que percibe ayudas, 4 empresas tienen menos de 25 trabajadores, 3 empresas tienen entre 25 y 50 empleados, 1 empresa tiene entre 50 y 100 trabajadores, 5 empresas tienen entre 100 y 500 empleados y 2 empresas tienen más de 500 trabajadores.

Desde el punto de vista de producción, 3 empresas con menos de 25 kt de capacidad anual produjeron el 0,5% de la producción total (33,21 kt). Una empresa con capacidad anual entre 25 y 50 kt produjo el 0,66% de la producción total (43,956 kt). Una empresa con capacidades anuales entre 50 y 100 kt produjo el 1,41% de la producción (94,00 kt). 5 empresas con capacidades anuales entre 100 y 500 kt produjeron el 20,88 % de la producción (1.383,04 kt) y 5 empresas con capacidad superior a 500 kt anuales produjeron el 76,25% de la producción (5.066,87 kt).



5.3. LA POLÍTICA CARBONERA EN EL AÑO 2011

El Reglamento (CE) 1407/2002 del Consejo de 23 de junio de 2002, que regulaba las ayudas estatales a la industria del carbón, caducó en diciembre de 2010. Desde 2011 rige la **Decisión del Consejo de 10 de diciembre de 2010 relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas (2010/787/UE)**.

En esa disposición se definen dos tipos de ayudas: ayudas al cierre destinadas a cubrir la diferencia entre costes e ingresos de empresas que cerrarán lo más tardar en diciembre de 2018 (artículo 3 de la Decisión) y ayudas para financiar costes excepcionales de cierres de unidades de producción (artículo 4 de la Decisión).

Las ayudas se otorgan a empresas pero se aplican a cada unidad de producción de estas empresas. Los Estados deberán presentar la información habitual sobre costes, ventas etc. de cada unidad de producción. Además deberán presentar un plan de mitigación del impacto medioambiental de la producción de carbón. El total de ayudas otorgadas deberá reducirse al menos en un 25% para finales de 2013, un 40% a finales de 2015, a finales de 2016 será del 60%, del 75% a finales de 2017 y total a finales de 2018. Toda unidad de producción que hubiese cobrado ayudas si desea producir más allá de esa fecha deberá devolver las ayudas cobradas. Deberán presentar un plan de cierre que caduque en 2018.

España presentó un plan de cierre y la solicitud de autorización de ayudas para los años 2011 y 2012.

Se está a la espera de los comentarios de la Comisión Europea (D.G. de la Competencia).

Las disposiciones normativas nacionales que regularon la actividad de la minería del Carbón en el año 2011 fueron las siguientes:

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

- Orden ITC/3298/2010, de 15 de diciembre, por la que se prorroga para 2011 la aplicación de la Orden ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010, correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón.. (B.O.E. 21.12.2010).
- Resolución de 29 de diciembre de 2010, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas a la industria minera del carbón para el ejercicio de 2011, destinadas a cubrir las pérdidas de la producción corriente de las unidades de producción. (B.O.E. 30.12.2010).
- Orden ITC/501/2011, de 8 de marzo, por la que se modifica la Orden ITC/3298/2010, de 15 de diciembre, por la que se prorroga para 2011 la aplicación de la Orden ITC/3666/2007, de 14 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas a la industria minera del carbón para los ejercicios de 2008, 2009 y 2010,



correspondientes a las previstas en el artículo 5.3 del Reglamento (CE) n.º 1407/2002 del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre las ayudas estatales a la industria del carbón. (B.O.E. 11.3.2011).

- Orden ITC/3007/2011, de 3 de noviembre, 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 210/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas. (B.O.E. 8.11.2011).
- 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).

Disposición básica relativa a prejubilaciones para el período 2006-2012

- 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. (B.O.E. 4.11.2011).

Disposiciones que regulan la reactivación económica de las comarcas mineras para el año 2011

- ORDEN ITC/1347/2009, de 22 de mayo, por la que se modifica la Orden ITC/1044/2007, de 12

de abril, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2007-2012.

- ORDEN ITC/2237/2009, de 31 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el período 2009-2012.
- Resolución de 14 de marzo de 2011, del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, por la que se convocan las ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2011. (B.O.E. 14.4.2011).

Disposiciones que regulan 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

- 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 8 de febrero 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 2011 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.
- 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.

Actividad complementaria del Instituto a la ejecutada sobre la política del carbón

Complementariamente a la actividad minera se ejecutaron por el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, actividades de desarrollo económico de las comarcas mineras. Entre 1998 y el año 2011 se han firmado con las Comunidades Autónomas, convenios para la ejecución de 1.735 proyectos de infraestructura con un coste de 3.706,47 millones de euros, de los que 288 proyectos se destinan a transportes y comunicaciones con un coste de 1.875,79 millones de euros (50,6% del total de gasto) y el resto se distribuye en proyectos de creación de suelo industrial, urbanismo, abastecimiento de aguas, mejora de medio ambiente y creación de centros de formación.

Entre 1998 y 2010 inclusive, se aprobaron 2.971 proyectos empresariales, de los que hoy están en vigor 1.811. La inversión comprometida es de 5.520 millones de euros. El empleo comprometido de 21.863 puestos de trabajo, de los que ya están en activo 19.156. La cuantía de la subvención comprometida a final de 2010 era de 917,30 millones de euros y la pagada hasta agosto de 2011 era de 594,5 millones de euros. En 2010 se aprobaron 123 proyectos con 231 empleos, con una subvención comprometida de 8,4 millones de euros. En 2011 se han aprobado 120 proyectos con una inversión de 64,3 millones de euros, un empleo comprometido de 311 puestos de trabajo y una ayuda de 6,1 millones de euros.

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

- Ayudas al funcionamiento y a la reducción de actividad: se pagaron en 2011 226,14 millones de euros a las quince empresas con actividad extractiva de carbón desde P.G.E., quedando 75,38 millones de euros pendientes de pago.
- Ayudas a costes sociales de reestructuración: Se han pagado 320,79 millones de euros a trabajadores prejubilados, con baja incentivada y vales de carbón.
- Ayudas para la financiación de costes técnicos de reducción de capacidad: en 2011 se han

pagado 1,59 millones de euros correspondientes a cierres de capacidad efectuados el 31 de diciembre de 2010.

Además S.E.P.I. ha pagado en el año 2011, 81,50 millones de euros para cubrir pérdidas de explotación de HUNOSA, otros 283,11 millones de euros para financiar costes sociales y 23,76 millones de euros para financiar costes técnicos de cierres de capacidad.

Por otra parte el Instituto ha pagado en 2011 por diversos proyectos de Infraestructuras, 110,93 millones de euros. Además se han pagado por ayudas a diversos proyectos de industrias alternativas al carbón 29,64 millones de euros.

6. SECTOR GAS

6.1. DEMANDA

El consumo de gas natural en 2011, excluyendo consumos propios y pérdidas, fueron 336461 GWh, con descenso del 7,2% respecto al año 2010 (cuadro 6.1). Las demandas finales en la industria y en el sector doméstico-comercial han bajado

significativamente, tras la fuerte subida del año anterior. También ha bajado el consumo en centrales eléctricas de ciclo combinado, por lo que en conjunto, la demanda primaria de gas natural ha bajado un 7,2% en 2011. La participación de esta energía en el balance de energía primaria fue del 22,4% en 2011, inferior al peso del año anterior.

CUADRO 6.1. DEMANDA DE GAS (GWH) (1)

	2010	2011	Estructura %	%2011/10
Doméstico-comercial	64.328	5.2433	15,6	-18,5
– Gas natural	64.279	52.387	15,6	-18,5
– Gas manufacturado (2)	49	46	0,0	-6,9
Industrial	126.055	123.558	36,7	1,6
Materia prima	6.131	6.319	1,9	3,1
Cogeneración (3)	48.575	53.870	16,0	0,0
Generación eléctrica convencional	117.555	100.281	29,8	-14,7
Total gas natural	362.644	336.461	100	-7,2
Total gas natural y manufacturado	362.694	336.507	100	-7,2
Demanda final de GLP (butano y propano) (4)	1.826	1641		-10,1

(1) No incluye consumos propios ni pérdidas.

(2) Gas procedente de fuentes distintas del gas natural

(3) Estimación del gas empleado en generación eléctrica.

(4) Miles de toneladas

FUENTE: SEE y Sedigas.

El consumo de gas manufacturado de fuentes distintas del gas natural está a extinguir, sustituido por gas natural. Incluyendo este tipo de gas, la demanda total de gas se estima que se ha distribuido en un 15,6% en el mercado doméstico-comercial y un 36,7% 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 2011 un 18,5%, en parte por menor actividad económica y también

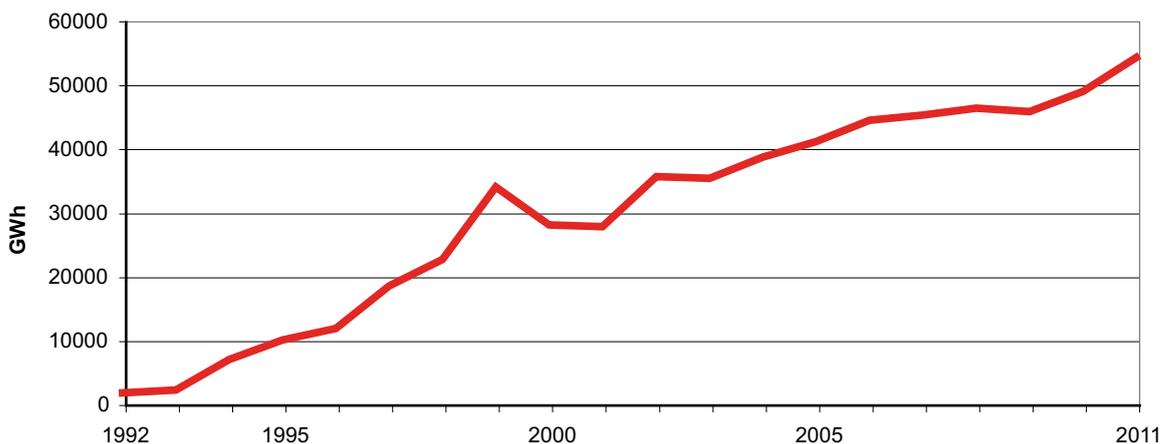
debido a las variaciones de laboralidad y temperatura respecto del año anterior.

El consumo de gas natural para generación eléctrica en 2011 se estima en 154151 GWh, un 45,8% del total, de los que el 34,9% es el consumo atribuido a generación eléctrica en la cogeneración (gráfico 6.1) y el resto corresponde al consumo en centrales del Régimen Ordinario del sistema eléctrico. En el último año, el mercado de gas para generación en éstas centrales ha bajado un 14,7%, 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 2011 continúa

aumentando, 10,9%, el consumo de gas atribuido a la generación eléctrica por cogeneración.

GRÁFICO 6.1. DEMANDA DE GAS (GWh) (1)



FUENTE: SEE.

6.2. OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Gas Natural en España

Empresas Transportistas

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural. Las empresas titulares de instalaciones de transporte, en el año 2011, son las siguientes:

- Enagas, S.A.: principal empresa transportista en España (con una cuota del 90%).
- Naturgas Energía Transporte, S.A.U.
- Transportista Regional del Gas, S.L.

- Endesa Gas Transportista, S.L.
- Bahía de Bizkaia Gas, S.L. (BBG): empresa titular de la planta de regasificación localizada en el puerto exterior de Bilbao (Zierbana).
- Gas natural transporte, SDG, S.L.
- Planta de Regasificación de Sagunto, S.A. (SAGGAS).
- Regasificadora del Noreste, S.A.
- Gas Extremadura Transportista, S.L.
- CEGAS
- Gas Aragón, S.A.
- Gas Natural Andalucía SDG, S.A.



– Gas Natural Castilla -La Mancha, S.L.

– Gasoducto Escombreras, S.L.U.

Empresas distribuidoras

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

– Tolosa Gasa, S.A.

– Gas Natural Distribución, SDG, S.A.

– Gas Natural Castilla 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.

– Iberdrola Distribución de Gas, S.A.U.

– Gas Directo, S.A.

– Gasificadora Regional Canaria, S.A.

– Madrileña Red de Gas, S.A.

– Madrileña Red de Gas II, S.A.

Empresas comercializadoras

Son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros, en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, posteriormente desarrollados en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto adquieren el gas natural para su venta a los consumidores o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

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

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

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

Las empresas comercializadoras que figuran en el listado de empresas comercializadoras publicado en la web de la Comisión Nacional de Energía a 11 de abril de 2012, son las siguientes:

- Iberdrola, S.A.
- Naturgas Energía Comercializadora, S.A.U.
- Cepsa Gas Comercializadora S.A.
- BP Gas Europe, S.A.U.
- Shell España, S.A.
- Unión Fenosa Comercial, S.L.
- Carboex, S.A.
- Gas Natural Comercializadora, S.A.
- Gas Natural Servicios SDG, S.A.
- GDF Suez Comercializadora, S.A.
- Endesa Energía, S.A.
- Unión Fenosa Gas Comercializadora, S.A.
- Repsol Comercializadora de Gas, S.A.
- GDF Suez Energía España, S.A.U.
- Ingeniería y Comercialización de Gas, S.A.
- Hidrocantábrico Energía S.A.U.
- Bahía de Bizkaia Electricidad, S.L.
- Molgas Energía, S.A.
- Nexus Energía, S.A.
- Liquid Natural Gaz, S.L.
- Investigación Criogenia y Gas, S.A.
- ENERGYA VM Gestión de Energía S.L.
- Multiservicios Tecnológicos, S.A.
- Comercializadora Ibérica de Gas y Energía Eléctrica, S.A.U.
- E.ON Energía, S.L.
- Sonatrach Gas Comercializadora, S.A.U.
- E.ON Generación, S.L.

- EDF Trading Limited
- Galp Energía España, S.A.U.
- EGL Energía Iberia, S.L.
- Sampol Ingeniería y Obras, S.A.
- RWE Supply & Trading Iberia, S.L.U.
- Gas Natural SUR, SDG, S.A.
- Iberdrola Generación, S.A.U.
- Iberdrola Comercializadora de Último Recurso, S.A.U.
- Madrileña Suministro de Gas, S.L.
- Madrileña Suministro de Gas SUR, S.L.
- HC Naturgas Comercializadora de Último Recurso, S.A.
- Endesa Energía XXI, S.L.U.
- ENOI SPA
- Servigas S.XXI, S.A.
- Villar Mir Energía, S.L.U.
- E.ON Energy Trading S.E.
- Morgan Stanley Capital Group España, S.L.
- Fertiberia, S.A.
- RWE Supply & Trading GmbH
- Fortia Energía, S.L.
- HC Energía Gas, S.L.
- 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 Group Inc.
- Morgan Stanley & Co International PIC
- Statoil ASA
- Factor Energía, S.A.
- Switch Energy, S,L,
- Rhodia Energy, SAS
- Capital Energy Read, S.L.
- Methane Logistics, S.L.
- Cepsa Gas Licuado, S.A.

- Climdom Energy, S.L.
- Primagaz Energía, S.A.U.
- Vitogas España, S.A.U.

El Gestor Técnico del Sistema Gasista

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

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

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

Adicionalmente la Ley 12/2011, de 27 de mayo de 2011, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, vuelve a modificar la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableciendo que la obligación para la empresa ENAGAS, S.A. de constituir dos sociedades filiales a las que les correspondan las funciones de Gestor Técnico del Sistema y Transportista respectivamente.

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 2011 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.



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 2011 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.

Procedencia de los abastecimientos

En el año 2011 el total de los abastecimientos de gas natural para el consumo interior se produce a través de importaciones e intercambios comunitarios al ser poco significativa la producción nacional. Las importaciones durante el año 2011 ascendieron a 399.359 GWh lo que supone un descenso del 3,2% % respecto al año 2010.

En 2011 el Sistema gasista español recibió gas natural procedente de 12 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.

Argelia, con un incremento del 21% se mantiene como primer proveedor con un 37% del total de las importaciones. Las importaciones procedentes de Nigeria suponen el 19%, las de Qatar el 13% y las de Trinidad y Tobago un 7%.

Un 67 % de dichos aprovisionamientos llega en forma de gas natural licuado (GNL) a las plantas de regasificación disponibles en el sistema, lo que permite una gran diversificación de aprovisionamientos. El 33% restante se importa en forma de gas natural (GN) a través de las conexiones internacionales. Destaca el importante incremento de las importaciones a través de gasoducto, debido principalmente a la entrada en operación de la nueva conexión internacional de Almería.

El GNL descargado ha disminuido alrededor del 15%, como consecuencia de la entrada en opera-

ción de la nueva conexión internacional indicada. Se han recepcionado 349 buques, 86 menos que en 2010, 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.

CUADRO 6.2. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL

	2010	%	2011	%	variación 2011/2010
Unidad: GWh					
Argelia GN	79.398		104.019		31,0%
Argelia GNL	42.649	29,6%	43.359	36,9%	1,7%
Italia GNL (*)	10.291	2,5%	-	-	-100,0%
Qatar GNL	65.533	15,9%	51.540	12,9%	-21,4%
Omán GNL	1.931	0,5%	1.918	0,5%	-0,7%
Nigeria GNL	87.865	21,3%	74.180	18,6%	-15,6%
Egipto GNL	32.728	7,9%	25.933	6,5%	-20,8%
Noruega GNL	20.680	5,0%	13.916	3,5%	-32,7%
Francia GN	18.637	4,5%	25.523	6,4%	36,9%
Libia GNL	4.128	1,0%	967	0,2%	-76,6%
Trinidad y Tobago GNL	34.789	8,4%	27.618	6,9%	-20,6%
EEUU GNL (*)	1.311	0,3%	1.850	0,5%	41,1%
Perú GNL	7.164	1,7%	21.086	5,3%	194,3%
Bélgica GNL(*)	876	0,2%	2.965	0,7%	238,5%
Yemen GNL	2.968	0,7%	-	-	-100,0%
Portugal GN	1.816	0,4%	4.485	1,1%	147,0%
TOTAL	412.764	100%	399.359	100%	-3,2%

(*) Origen comercial
FUENTE: ENAGAS (GTS)

Exploración y producción interior de hidrocarburos

Investigación de de hidrocarburos

La investigación y exploración de hidrocarburos en España durante el año 2011 ha acentuado la tendencia creciente de los últimos años, debido a varias causas, en primer lugar, el propio agota-

miento 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, favorecida además por una atractiva fiscalidad.

La prospección de recursos no convencionales de gas explica buena parte de esta tendencia. El gas no convencional, principalmente «shale gas» y «cbm», ha supuesto una revolución en este sector en algunas zonas del mundo, disminuyendo significativamente los precios y contribuyendo a la capacidad de autoabastecimiento. 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 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.

Finalmente, también es previsible el incremento de la actividad de exploración en medio marino, en línea con diversas previsiones, que apuntan a un mayor peso de la producción en el mar en los próximos años.

En cuanto a la evolución del dominio minero cabe destacar el otorgamiento de 1.554.861 Ha de nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, según se desglosa en el cuadro 6.3.

CUADRO 6.3. NUEVOS PERMISOS OTORGADOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

AMBITO	DENOMINACIÓN	SOLICITANTES	UBICACIÓN	SUPERFICIE (Ha)
AGE	ALBUFERA			79.380,00
	BENIFAYÓ	CAPRICORN SPAIN	OFFSHORE GOLFO VALENCIA	79.380,00
	GANDÍA			79.380,00
	ALTAMAR 1	CAPRICORN SPAIN	OFFSHORE GOLFO VALENCIA	79.380,00
	ALTAMAR 2			79.380,00
	CHINOOK A	CNWL OIL ESPAÑA	OFFSHORE MAR ALBORÁN	82.704,00
	CHINOOK B			82.704,00
	CHINOOK C			82.704,00
	CHINOOK D			82.704,00
	EBRO B	UNIÓN FENOSA GAS OIL&GAS SKILLSY SHESA	BURGOS, LA RIOJA, NAVARRA Y ÁLAVA	94.815,00
	EBRO C			63.210,00
	EBRO D			94.815,00
	EBRO E			101.136,00
	URRACA	TROFAGAS HIDROCARBUROS	ÁLAVA Y BURGOS	94.815,00
	TESORILLO	SCHUEPBACH ENERGY	CÁDIZ Y OFFSHORE	62.028,00
	RUEDALABOLA	VANCAST EXPLORACIÓN		20.676,00
	GÉMINIS	FRONTERA ENERGY	VIZCAYA Y OFFSHORE	47.940,00
	LIBRA	FRONTERA ENERGY	BURGOS Y ÁLAVA	37.893,00

SECTOR GAS

ÁMBITO	DENOMINACIÓN	SOLICITANTES	UBICACIÓN	SUPERFICIE (Ha)
AGE	LUENA	RIPSA	BURGOS Y CANTABRIA	74.628,00
CCAA	ARQUETU	TROFAGAS HIDROCARBUROS	CCAA CANTABRIA	24.876,00
	BERDÚN	RIPSA	CCAA ARAGÓN	56.891,00
	GRANDA	PETROLEUM	CCAA. PRINCIPADO ASTURIAS	18.657,00
		HUNOSA		
		VANCAST EXPLORACIÓN		
	SEDANO	TROFAGAS HIDROCARBUROS	CCAA. CASTILLA LEÓN	34.765,50

FUENTE: SEE

Se solicitaron 28 nuevos permisos de investigación de hidrocarburos durante el año 2011, cifra

significativamente superior a la de años anteriores, como se indica en el cuadro 6.4.

CUADRO 6.4. NUEVOS PERMISOS SOLICITADOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

ÁMBITO	DENOMINACIÓN	SOLICITANTES	UBICACIÓN	SUPERFICIE (Ha)
AGE	AQUILES	FRONTERA ENERGY	NAVARRA Y ÁLAVA	102.356,00
	ATLAS	FRONTERA ENERGY	HUESCA, ZARAGOZA, LLEIDA Y TARRAGONA	103.336,00
	BURGOS 4	TROFAGAS HIDROCARBUROS	SORIA, BURGOS Y LA RIOJA	96.015,00
	CRONOS	FRONTERA ENERGY	GUADALAJARA Y SORIA	96.961,00
	HELIOS	FRONTERA ENERGY	ZARAGOZA, LLEIDA Y TARRAGONA	103.609,00
	PEGASO	FRONTERA ENERGY	GUIPÚZCOA, ÁLAVA Y NAVARRA	102.884,00
	PERSEO	FRONTERA ENERGY	HUESCA Y LLEIDA	102.755,00
	POLIFEMO	OIL&GAS CAPITAL	VALENCIA Y OFFSHORE	19.845,00
	PROMETEO	FRONTERA ENERGY	HUESCA Y LLEIDA	103.019,00
	QUIMERA	FRONTERA ENERGY	HUESCA, ZARAGOZA Y NAVARRA	101.032,00
CCAA	ALMORADA	OIL&GAS CAPITAL	CCAA. CASTILLA LA MANCHA	26.840,00
	ESCORPIO	OIL&GAS CAPITAL	CCAA. MURCIA	20.130,00
	ESTEROS	OIL&GAS CAPITAL	CCAA CASTILLA LA MANCHA	26.460,00
	LA PEDRERA	ENAGAS	CCAA CATALUÑA	ND
	LANDARRE	SHESA PETRICHOR EUSKADI	CCAA PAIS VASCO	37.314,00
	LENI	CPS	CCAA CASTILLA LEON	90.947,00
	LOLA 1	OIL&GAS CAPITAL	CCAA. ANDALUCÍA	54.416,00
	LOLA 2	OIL&GAS CAPITAL	CCAA. ANDALUCÍA	20.406,00
LORE	SHESA PETRICHOR EUSKADI	CCAA. PAIS VASCO	37.314,00	



ÁMBITO	DENOMINACIÓN	SOLICITANTES	UBICACIÓN	SUPERFICIE (Ha)
CCAA	LURRA	SHESA PETRICHOR EUSKADI	CCAA. PAIS VASCO	12.438,00
	NAVA	OIL&GAS CAPITAL	CCAA. CASTILLA LA MANCHA	20.130,00
	OSORNO	CPS	CCAA. CASTILLA LEON	ND
	PALENCIA 1	TROFAGAS HIDROCARBUROS	CCAA CASTILLA LEON	ND
	PALENCIA 3	TROFAGAS HIDROCARBUROS	CCAA CASTILLA LEON	ND
	RIPOLL	TEREDO OILS	CCAA. CATALUÑA	ND
	ROJAS	TROFAGAS HIDROCARBUROS	CCAA. CASTILLA LEON	98.896,00
	SAIA	SHESA PETRICHOR EUSKADI	CCAA. PAIS VASCO	49.752,00
	SUSTRAIA	SHESA PETRICHOR EUSKADI	CCAA. PAIS VASCO	55.971,00

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.

Explotación de hidrocarburos

El cuadro 6.5 refleja las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a 31 de diciembre de 2011. 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 y Rodaballo).

SECTOR GAS

CUADRO 6.5. CONCESIONES DE EXPLOTACION DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

EMPRESAS	CONCESIONES	B.O.E.	VIGENCIA/	SUPERFICIE (ha)	OBSERVACIONES
COMPAÑÍA PETROLÍFERA DE SEDANO	LORA	31/01/67	31/01/67 30/01/17	10619,28	
		(27/11/2006)			
		25/11/08			Cesión participación
RIPSA PETROLEUM CNWL CIEPSA	CASABLANCA	27/12/78	28/12/78 27/12/08	7036	4786 Ha. a Unitización con MONTANAZO D y 266,76 Ha. a Unitización con ANGULA. 1.ª Prórroga
		17/03/09	27/12/18		
PETROLEUM RIPSA CIEPSA CNWL CNWL	MONTANAZO D	04/01/80	05/01/80 04/01/10	3259,5	1110 Ha. a Unitización con CASABLANCA 1º Prórroga
		02/12/09	04/01/20		
RIPSA MURPHY	GAVIOTA I	14/07/83	15/07/83 14/07/13	6965 2736	Superficie original Gav I y II Superficie - almacenamiento Parte c. almacenamiento
		29/12/07			
RIPSA CNWL	ANGULA	03/12/85	04/12/85 03/12/15	3129	177,84 Ha. a Unitización con CASABLANCA
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	14/09/88	15/09/88 14/09/18	6257,84	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-1	14/09/88	15/09/88 14/09/18	8434,5	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	14/07/89	15/07/89 14/07/19	3128,92	
NUELGAS	LAS BARRERAS	23/09/93	24/09/93 23/09/23	13604	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	23/09/93	24/09/93 23/09/23	3264,96	
NUELGAS	EL RUEDO-1	23/09/93	24/09/93 23/09/23	14877	
NUELGAS	EL RUEDO-2	23/09/93	24/09/93 23/09/23	14050,5	
NUELGAS	EL RUEDO-3	23/09/93	24/09/93 23/09/23	13224	
RIPSA MURPHY	ALBATROS	23/09/93	24/09/93 23/09/23	3233,88	
		30/01/03			Renuncia parcial y cesión participación

CUADRO 6.5. CONCESIONES DE EXPLOTACION DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS (Continuación)

EMPRESAS	CONCESIONES	B.O.E.	VIGENCIA/	SUPERFICIE (ha)	OBSERVACIONES
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	28/07/94	29/07/94	8162,4	
			28/07/24		
		26/05/05			Cesión participación
		15/01/08			Cesión participación
	(10/03/08)				Corrección errores
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	28/07/94	29/07/94	14964,4	
			28/07/24		
		26/05/05			Cesión participación
		15/01/08			Cesión participación
	(10/03/08)				Corrección errores
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	28/07/94	29/07/94	7890,32	
			28/07/24		
		26/05/05			Cesión participación
		15/01/08			Cesión participación
	(10/03/08)				Corrección errores
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	30/05/95	31/05/95	8842,6	
			30/05/25		
RIPSA	POSEIDON NORTE	07/12/95	08/12/95	10751,52	
			07/12/25		
		13/08/05			Renuncia parcial
RIPSA	POSEIDON SUR	07/12/95	08/12/95	3583,84	
			07/12/25		
		13/08/05			Renuncia parcial
RIPSA	RODABALLO	19/09/96	20/09/96	4954,44	
CNWL			03/12/15		
CIEPSA					
PETROLEUM					

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 6.6 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo existentes en la actualidad, 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.

SECTOR GAS

CUADRO 6.6. CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

TITULAR	CONCESIÓN	BOE	VIGENCIA	UBICACIÓN	OBSERVACIONES
Enagas	Serrablo	03/07/07	04/07/2007 a 03/07/2037	Huesca	En operación
Enagas	Gaviota	29/12/07	30/12/2007 a 29/12/2037	Frente costas Vizcaya	En operación
Enagas	Yela	11/09/07	12/09/2007 a 11/09/2037	Guadalajara	En construcción
Escal UGS	Castor	05/06/08	06/06/2008 a 05/06/2038	Frente costas Castellón	En construcción
Gas Natural Almacenamientos Andalucía	Marismas	03/08/11	04/08/2011 a 03/08/2041	Sevilla y Huelva	En operación

FUENTE: SEE.

Producción interior de Gas

Durante el año 2011 se produjeron 588 GWh de gas natural, equivalentes a 600 millones de m³(n),

cifra un 11,4% inferior a la del ejercicio anterior, como se refleja en el Cuadro 6.7. Esta producción supone tan solo el 0,16% del consumo nacional de gas natural.

CUADRO 6.7. PRODUCCIÓN INTERIOR DE GAS NATURAL

	2010		2011		Var 11/10
	Gwh	Mm3(n)	GWh	Mm3(n)	
El Romeral	109	12	103	11	-5,5%
El Ruedo	19	2	5	545	-73,7%
Marismas	2	0	26	2	1200,0%
Poseidón	534	48	454	41	-15,0%
Total	664	63	588	600	-11,4%

FUENTE: SEE.

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

6.3. RÉGIMEN ECONÓMICO DE GASES Y PRODUCTOS ASIMILADOS

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

ciones 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

La Ley 34/1998, en la redacción dada por la Ley 12/2007, de 2 de julio, estableció los principios del sistema de precios máximos del gas natural, gases manufacturados y gases licuados del petróleo por canalización para todo el territorio nacional. En el caso del gas natural se establece en el artículo 93.3 que «El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.»

En el apartado 4 del mismo artículo se determina que «El sistema de cálculo de la citada tarifa incluirá de forma aditiva el coste de la materia prima, los peajes de acceso que correspondan, los costes de comercialización y los costes derivados de la seguridad de suministro», habilitando al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a establecer un mecanismo de subasta que «permita fijar el coste de la materia prima para el cálculo de las tarifas de último recurso, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos».

Los principios de la Ley fueron desarrollados posteriormente a través del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece

un sistema económico integrado para el sector del gas natural. Este Real Decreto terminó con la diferenciación por usos de las tarifas (industriales y doméstico-comerciales) que fue remplazada por una clasificación por presión de suministro y volumen de consumo. Se eliminó la fórmula de cálculo de las tarifas industriales en función del coste de las energías alternativas, sustituyéndose por un procedimiento basado en estimaciones de ventas y retribuciones reguladas, aplicándose una fórmula para calcular el coste de la materia prima (Cmp) que anteriormente se empleaba exclusivamente en la revisión de las tarifas del mercado doméstico-comercial. Asimismo, se remplazó la unidad de medida que habitualmente empleada hasta la fecha, la termia, por el kWh y se estableció con carácter general el trimestre como período de revisión del coste del gas incluido en la tarifa.

En el Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural, se nombraron las empresas comercializadoras responsables de este suministro, especificando el régimen jurídico a aplicar a los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa de último recurso.

El Consejo de Ministros, en su reunión de 3 de abril de 2009 y a propuesta del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, adoptó el Acuerdo que modificó el calendario de aplicación de la tarifa de último recurso incluido en la disposición transitoria quinta de la Ley 12/2007, limitando a partir del 1 de julio de 2009 el derecho a acogerse a la tarifa de último recurso a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 50.000 kWh/año, lo que de hecho significó suprimir las tarifas TUR.3 y TUR.4.

Posteriormente, el 8 de abril de 2009 se publicó la Orden ITC/863/2009, de 2 de abril, por la que se regulan las subastas para la adquisición de gas natural que se utilizarán como referencia para la fijación de la tarifa de último recurso. La Orden definió tres tipos productos a subastar: gas de base, definido como una cantidad preestablecida de gas a entregar mensualmente, con una determinada flexibilidad a determinar, gas de invierno, definido como cantidades fijas de gas a entregar en determinados meses, y por último, gas modulado, que son las cantidades de gas a entregar a petición de los comercializadores de último recurso dentro de unos umbrales predefinidos. Para los tres productos, el punto de entrega es el «AOC», punto virtual de la red de transporte.

La Orden determinó los derechos y obligaciones de los participantes en la subasta, tanto compradores como vendedores y delegó en una resolución de la Secretaría de Estado de Energía el procedimiento de desarrollo de la subasta, otorgando a la Comisión Nacional de Energía la función de supervisión del procedimiento, y al Operador del Mercado Ibérico de Energía-Polo Español, S.A. (OMEL), a través de su filial OMEL Diversificación, S.A.U., la función de organización de las diversas subastas del sistema gasista: para la adquisición de gas para la fijación de la tarifa de último recurso, para la adquisición del gas de operación y por último, para la asignación de la capacidad de almacenamiento subterráneo.

El 23 de junio de 2009 se publicó la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de últi-

mo recurso de gas natural que definió las fórmulas para la imputación en la tarifa de último recurso del coste de los peajes de acceso y del gas natural. Este último calculado como promedio (al 50%) del precio resultante de las subastas de gas y de referencias internacionales. Para el gas de base se tomó una fórmula referenciada al crudo Brent, mientras que para el gas de invierno se consideraron las cotizaciones de los «Hub» internacionales «Henry Hub» y NBP. La fórmula incluía también una prima para cubrir el riesgo de cantidad.

La fórmula del coste del gas natural se evalúa trimestralmente y sus variaciones, siempre estas sean superiores (alza o a la baja) al 2%, se trasladan al término variable de la tarifa.

El 5 de febrero de 2010 se publicó el Real Decreto 104/2010, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural. En su artículo primero se establece que a todos los efectos los consumidores acogidos a la tarifa de último recurso se considerarán consumidores en el mercado liberalizado y mientras que a todos que tengan derecho a acogerse le serán de aplicación los preceptos relativos al suministro a tarifa establecidos en el Título III del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre. El artículo 2 definió los derechos y obligaciones de los suministradores de último recurso: obligación de suministro para todos los consumidores con derecho a acogerse a esta tarifa, aplicando el precio que fije el Ministerio y que tendrá carácter de máximo y mínimo sin posibilidad de descuentos. Adicionalmente este comercializador tiene la obligación de suministrar durante un mes a los consumidores sin contrato de suministro.



El artículo 3 y la disposición adicional única incluyeron medidas para el fomento de la competencia, como son:

- Obligación de que los distribuidores publiquen en su página web el listado de empresas distribuidoras.
- Obligación de que los comercializadores publiquen en su página web los precios aplicables a los consumidores suministrados a presiones iguales o inferiores a 4 bar.
- Mandato a la Oficina de Cambio de Suministrador para que en el plazo de tres meses elabore un procedimiento de contratación electrónica.

Por último, en la disposición final primera se modificó el Real Decreto 1434/2002 recogiendo la posibilidad de que el consumidor pueda dar la confirmación a la contratación mediante medios electrónicos o telefónicos. Por último, en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3520/2009, se dispuso que la tarifa a aplicar durante el primer mes por el comercializador de

último recurso a los consumidores que no dispongan de contrato de suministro sea la TUR.1, facturándoles el peaje 3.1 con independencia de su volumen de consumo.

Mediante la resolución de 12 de abril de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, se aprobó el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado de gas natural, en cumplimiento del mandato incluido en el Real Decreto 104/2009.

En el año 2011 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 al 30 de marzo tuvo lugar el 14 de junio, mientras que la subasta del gas de base del 1 de enero al 30 de junio de 2012 se celebró el 25 de octubre.

En el cuadro 6.8 se muestran los precios del gas de base y del gas de invierno en cada una de las subastas celebradas.

CUADRO 6.8 PRECIOS DEL GAS EN SUBASTAS PARA TUR

Fecha celebración subasta	Período de suministro de la subasta	Precio gas de base (Pb) (€/MWh)	Precio gas de invierno (Pi) (€/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	

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.

La estructura básica de los peajes de acceso de terceros actualmente en vigor se estableció 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 previ-



siones de mercado. Desde la publicación de la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, se admite la posibilidad de revisiones adicionales a lo largo del año en el caso de que se prevean desajustes en las previsiones de facturación.

Asimismo se han incorporado peajes nuevos 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 infrutilización, 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 en tránsito por un único coeficiente, con un valor de 0,7, a aplicar al término de conducción del peaje de transporte y distribución. Un año más tarde la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, publicó una fórmula para calcular este descuento, dando cumplimiento a una sentencia del Tribunal Supremo.

Los peajes en vigor en el año 2012 se publicaron en la Orden IET/3587/2011, 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 carácter general un 5%, manteniendo la excepción del canon de almacenamiento subterráneo que continuó constante.

Esta Orden también cambió 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».



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 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 insta-

laciones se calculase utilizando el valor neto de los activos en lugar del valor bruto, restando cada año al valor del activo la amortización acumulada. Al mismo tiempo se incrementó el tipo de interés aplicado a la retribución financiera, hasta un diferencial de 350 puntos básicos sobre el tipo de interés de las Obligaciones del Estado a 10 años en lugar del diferencial de 150 usado hasta la fecha.

Otra importante novedad de la Orden la constituyó el procedimiento de valoración de los activos 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 suprimió la diferenciación entre retribución fija y variable, que suponía importantes pérdidas de ingresos a las plantas que no alcanzaban un grado de utilización del 75% y se reemplazó por los conceptos de coste fijo y variable de explotación, que son más acordes con la realidad de las plantas, estableciendo el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que en un plazo de seis meses propusiera unos costes unitarios de explotación estándar.

La nueva Orden incorporó unos nuevos valores estándar de inversión unitarios, empleándose para ello la propuesta realizada a tal efecto por la Comisión Nacional de Energía. El procedimiento de actualización anual también ha sido modificado, aplicándose diferentes coeficientes para los valores unitarios de explotación y para los de inversión, en lugar del antiguo factor $IPH * fi$. En el caso de los valores unitarios de explotación fijos,

la actualización 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 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, calculados por la Comisión Nacional de Energía en cumplimiento del mandato de la disposición adicional del Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero. Estos nuevos valores tienen un 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.

En el Anexo II de la misma Orden se acompaña un listado detallado de los componentes incluidos en cada elemento a los efectos de facilitar la realización de las auditorías. Por último el Anexo III publica las vidas útiles de cada elemento y en el Anexo IV una tabla resumen para la realización de la auditoría.

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 retribución reconocida al titular del almacenamiento incluye la de las instalaciones puestas en servicio con anterioridad a la concesión de la explotación del almacenamiento y se podrá solicitar la retribución de las inversiones en investigación llevadas a cabo durante los cinco años antes al otorgamiento de la concesión de explotación, con un tope del 50% del valor de la inversión dedicada a las instalaciones de explotación.

En relación a los valores de explotación unitarios fijos y variables, éstos, a diferencia de las plantas de regasificación, serán establecidos de forma particular para cada almacenamiento mediante



una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

La Orden en su artículo 9.º, garantiza una rentabilidad mínima a las inversiones que en ningún caso podrá ser inferior a 300 puntos básicos sobre su coste medio de financiación referencial (WACC), esta rentabilidad se garantiza incluso en el caso de extinción por caducidad de los títulos habilitantes de utilización y explotación del dominio público. Asimismo, la Orden contiene un Anejo I donde se enumeran las instalaciones que son susceptibles de reconocerse como elementos de un almacenamiento subterráneo, un Anexo II que contiene una plantilla para el cálculo de los costes de explotación y, por último, un Anexo III con las valoraciones y retribuciones de las instalaciones actualmente en servicio.

Mediante el Real Decreto 1804/2007, de 28 de diciembre, se convirtió parte de las concesiones de explotación de hidrocarburos Gaviota I y Gaviota II, situadas frente a las costas de la provincia de Vizcaya, en una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo de hidrocarburos, estableciendo que la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos se determinará mediante Orden Ministerial previo acuerdo de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos. Con carácter provisional se fijó una retribución en concepto de costes fijos y variables a aplicar desde la entrada en vigor de la Ley 12/2007 y hasta la aplicación de la Orden correspondiente.

En el año 2008, la Orden ITC/3802/2008, de 26 de diciembre, en su disposición adicional séptima, reconoció con carácter definitivo determinadas

inversiones afectas a la actividad de almacenamiento subterráneo. Asimismo, se incluyó como ingreso liquidable el procedente de la venta de los productos condensados producidos en el almacenamiento subterráneo «Gaviota», menos un 10% que pasa a manos de los titulares como un incentivo a la operación eficiente.

La Orden contenía un mandato a la Comisión Nacional de Energía para que realizar una propuesta de costes de explotación fijos y variables de los almacenamientos de «Serrablo» y «Gaviota», y por último se determinó la cantidad a aportar por los titulares de los almacenamientos en concepto de dotación para la desmantelación de las instalaciones.

Por otra parte y como refuerzo de la seguridad del sistema gasista, el artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, aumentó de 10 a 20 días de consumo (ventas firmes) la obligación de mantenimiento los comercializadores de reservas estratégicas y que se deben mantener obligatoriamente en almacenamientos subterráneos básicos, pudiéndose computar en dicha cuantía la parte del gas colchón de los almacenamientos subterráneos extraíble por medios mecánicos. Este aumento de las reservas estratégicas compensó el mandato establecido en la disposición transitoria decimonovena de la Ley 12/2007, de 2 de julio, que determinaba que a partir del 1 de enero de 2012, las existencias mínimas de seguridad no podrán incluir reservas de carácter operativo.

Por último, 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.

Mediante la Resolución de 17 de abril de 2012, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que 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» y 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.

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

La Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, estableció un procedimiento general de retribución de las nuevas instalaciones de transporte basado en la aplicación de valores estándar para la valoración de la inversión.

La retribución se devenga a partir de la firma del acta de puesta en servicio. El responsable de su determinación es la Dirección General de Política Energética y Minas previo informe preceptivo de la Comisión Nacional de Energía.

La retribución de cada instalación es la suma de amortización, retribución financiera y costes de explotación. Para calcular las dos primeras se utiliza como valor de la inversión el que resulta de la aplicación de los valores estándar publicados en la orden a los datos técnicos de la instalación. A partir de dicho valor se calcula una retribución financiera aplicando el valor medio de las obligaciones del estado a 10 años más un diferencial de 1,5% y una amortización usando unas vidas útiles predefinidas (por ejemplo, 30 años para los gasoductos). Los gastos de operación y mantenimiento se calculaban mediante valores estándar, también publicados en la Orden.

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.



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.

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

El 4 de marzo de 2008 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Tal como se menciona en el propio preámbulo su objetivo es «proceder a la adaptación de la retribución del transporte al modelo que se comenzó a definir a finales de 2006, reforzando además la convergencia con el sistema retributivo del transporte eléctrico y con los sistemas retributivos existentes, para estas actividades reguladas, en los Estados europeos de nuestro entorno».

Las innovaciones planteadas siguen la línea de las modificaciones a la retribución de la actividad de regasificación de la Orden ITC/3994/2006, aunque con algunas diferencias:

- Valoración de los activos de acuerdo al valor real auditado más el 50% de la diferencia entre dicho valor y el valor que resulta de la aplicación

de los valores unitarios, diferencia que puede ser tanto negativa como positiva.

- La retribución anual se compone de amortización, retribución financiera y costes de explotación.
- Retribución financiera al valor neto anual, aplicando como tipo de interés la media de las Obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 3,75%.
- Actualización de la amortización anual y del valor neto para el cálculo de la retribución financiera por aplicación del coeficiente $(1+TA)$, siendo «TA» la tasa de actualización igual a 2,5%.
- Cuando un activo alcanza el final de su vida útil regulatoria pero permanece en servicio se le elimina la retribución financiera y la amortización y se le reconoce un *coste de extensión de vida útil (COEV)*, igual al 50% de la suma de la amortización más el 50% de la última retribución financiera.
- Se admite la posibilidad de reconocimiento de *retribuciones singulares*, definidas como aquellas *cuya presión de diseño, configuración, condiciones operativas o técnicas constructivas difieran y superen los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como ocurre con los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas.*

La retribución por amortización y retribución financiera se devenga desde el 1 de enero del año siguiente a la fecha de puesta en servicio, mien-

tras que el coste de explotación se retribuye desde la propia fecha de puesta en servicio. Se reconoce el derecho a recibir una retribución a cuenta calculada mediante la aplicación de los valores unitarios en vigor.

En la disposición adicional primera de la Orden ITC/3863/2007 se determinó el procedimiento de retribución del gas destinado a la operación del sistema (para alimentar las estaciones de compresión o las de regulación y medida) y a nivel mínimo de llenado de instalaciones (gasoductos de transporte, tanques de plantas de regasificación y almacenamientos subterráneos). Dicho gas se adquiere mediante un procedimiento de subasta. En el caso del gas de operación su coste se considera gasto liquidable mientras que el gas destinado a nivel mínimo de llenado se considera inversión con derecho a retribución financiera.

El 19 de mayo de 2008, el Secretario General de Energía dictó la resolución estableciendo las normas que ha de seguir la subasta para la adquisición de este gas, nombrando a al Operador del Mercado Eléctrico como entidad responsable de su organización y a la Comisión Nacional de Energía como supervisor y habilitando al Director General de Política Energética y Minas a dictar las resoluciones necesarias para su desarrollo y en virtud de la cual, anualmente se publican las reglas de la subasta y la cantidad de gas a adquirir, entre otros aspectos de detalle.

La Orden ITC/3520/2009, de 28 de diciembre, publicó en su Anexo V unos nuevos valores unitarios de inversión y mantenimiento de las instalaciones de transporte, que separaban el coste de la

obra lineal de los gasoductos de las «posiciones», posteriormente en la Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre se clarificó la aplicación de los valores unitarios de posiciones y centros de mantenimiento, así como el procedimiento a aplicar en la retribución de las ampliaciones de instalaciones existentes.

Retribución a la actividad de distribución

La Orden ECO/301/2002 estableció una fórmula para el cálculo de la retribución a la actividad de distribución que con muy pocas modificaciones permanece en aplicación hasta la fecha.

La retribución de las empresas distribuidoras se determina en función del volumen de gas circulado por su red y el número de clientes suministrados.

La retribución inicial de las empresas que se encontraban ya operando en el año 2002 fue calculada inicialmente en función del volumen de inversiones realizadas por las compañías. Esta retribución se actualiza anualmente de acuerdo a una fórmula preestablecida que aplica a la retribución del año anterior el factor $(1+fi*IPH)$, teniendo fi e IPH el significado mencionado anteriormente (factor de eficiencia igual a 0,85 e IPH la semisuma de IPC e $IPRI$). Además de la actualización anterior se aplica una fórmula que multiplica los clientes captados y el incremento de las ventas realizadas por unas retribuciones marginales.

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 retri-

bución inicial la calculada por aplicación de las retribuciones marginales a las previsiones de ventas y clientes, esta 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.

Para las nuevas distribuciones, la retribución inicial se determina mediante la aplicación de las retribuciones unitarias por cliente y kWh de gas suministrado a la previsión de clientes y ventas durante el primer año, con una posterior revisión en el caso de que las cifras reales difieran de las previsiones.

En el cuadro 6.9 se indica la retribución de las actividades reguladas.

CUADRO 6.9. RETRIBUCIONES REGULADAS 2010-2012 (€)

Año	2010	2011	2012	%
Orden	ITC/3520/2009	ITC/3354/2010	IET/3587/2011	
Distribución	1.322.704.684	1.481.257.170	1.519.541.278	2,58%
Transporte	754.026.728	736.607.709	844.261.757	14,61%
Plantas de Regasificación	388.558.211	381.652.545	422.926.463	10,81%
Almacenamiento subterráneo	23.989.245	22.960.795	21.932.347	-4,48%
Retribucion a cuenta instalaciones transporte	129.247.221	31.746.398	88.554.236	178,94%
TOTAL	2.618.526.089	2.654.224.617	2.897.216.081	9,15%

FUENTE: SEE

Gases licuados del petróleo

Gases licuados del petróleo envasados

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece, en su disposición transitoria cuarta, que el Gobierno podrá establecer los precios máximos de venta al público de gases licuados del petróleo envasado, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes.

El Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre, por el que se aprueban medidas de liberalización, reforma estructural e incremento de la competen-

cia en el sector de hidrocarburos, estableció en su artículo 5.2 que el Ministro de Industria y Energía, mediante Orden ministerial y previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establecerá un sistema de fijación de precios máximos de los gases licuados del petróleo envasados que atienda a las condiciones de estacionalidad en los mercados.

El procedimiento de determinación del precio máximo de venta del GLP envasado parte del cálculo del coste de la materia prima a partir de la media de la cotización internacional de la mezcla propano/butano más el flete en el periodo de cálculo, ambos valores expresados en \$/Tm por

lo que se han de convertir a €/kg mediante la aplicación del correspondiente cambio \$/€, posteriormente se adiciona el «coste de comercialización», que recoge los gastos necesarios para la distribución del producto hasta el consumidor final, incluyendo el reparto domiciliario, obteniéndose el precio máximo de venta en €/kg antes de impuestos.

La Orden de 6 de octubre de 2000, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo en su modalidad de envasado, introdujo la utilización de un promedio anual para el cálculo de los precios del GLP envasado, que se pasaron a actualizarse semestralmente.

Este sistema se mantuvo en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo.

En el año 2005 se publicó la Orden ITC/2475/2005, de 28 de julio, por la que se establece el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, que incrementó en un 11,3% los costes de comercialización, pasando de los 0,317624 €/kg establecidos en la Orden ECO/640/2002, de 22 de marzo, a 0,353643 €/kg. En la misma Orden se redujo el plazo de revisión de los precios, pasando de ser semestral (en abril y octubre) a trimestral (el primer día del mes de enero, abril, julio y octubre) y

se disminuyó el número de meses que intervienen en la fórmula del cálculo del coste de adquisición internacional de la materia prima, que pasó de 12 a 6 meses.

El punto tercero de la Orden citada determina que los costes de comercialización se podrán actualizar anualmente mediante Orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de junio de 2006 se publicó la Orden ITC/2065/2006, de 29 de junio, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, en su modalidad de envasado, que incrementó dichos costes un 3,70% respecto de los vigentes.

La Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, modifica los costes de comercialización que intervienen en la fórmula de fijación de precios, que pasan de 0,366728 a 0,376630 €/kg. Asimismo, modifica la fórmula de cálculo, que pasa a emplear para el cálculo de las cotizaciones de los productos una media de tres meses en lugar de la de seis y se modifican las referencias de las cotizaciones del Mar del Norte que pasan de tomarse del Platts LPGASWIRE a tomarse del ARGUS NORTH SEA INDEX.



La Orden también liberaliza el precio de los envases cuya carga sea superior a 20 Kg. Hay que recordar que los envases de capacidad inferior a 8 Kg estaban ya liberalizados desde la publicación de la Orden de 16 de julio de 1998. Igualmente, liberaliza el suministro de GLP envasado para su uso como carburante.

El 28 de junio de 2008, se publicó la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, que mantiene la fórmula establecida en la Orden de 2007, si bien actualiza los costes de comercialización vigentes, que aumentan un 4,20%.

La Orden ITC/2707/2008, de 26 de septiembre, por la que se determinan los precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados, suspende para el cuarto trimestre de 2008, la aplicación de la fórmula de determinación del precio máximo, establecida en la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, para proteger a los consumidores de la alta variabilidad de las cotizaciones internacionales de la materia prima y del flete.

Asimismo, dicha Orden iguala el precio del GLP envasado que se comercializa en establecimientos comerciales y estaciones de servicio (que desde la entrada en vigor del antes mencionado Real Decreto-Ley 15/1999, de 1 de octubre tenían un descuento mínimo de un 5 % sobre los precios fijados) al distribuido a domicilio.

La Orden ITC/776/2009, de 30 de marzo, modifica la Orden ITC/1858/2008, de 26 de junio, por la

que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados. Como novedad, en dicha orden, se incluye un procedimiento para la actualización anual de los costes de comercialización e incrementa dichos costes en un 6,12%.

Finalmente, la Orden ITC/2608/2009, de 28 de septiembre, modifica la fórmula para la determinación de los precios máximos de venta del GLP envasado, con el fin de proteger los intereses de los consumidores ante la volatilidad de las cotizaciones internacionales del flete y la materia prima.

Los costes de comercialización se revisaron en julio de 2010 (-0,79%) y en julio de 2011 (4,04%).

Gases licuados del petróleo por canalización

El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, dispone que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, podrá dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gases licuados de petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas.

El sistema de determinación de los precios máximos de venta del GLP por canalización vigente es

el establecido en la Orden de 16 de julio de 1998, por la que se actualizan los costes de comercialización del sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo, y se liberalizan determinados suministros.

El precio máximo del GLP suministrado por canalización se calcula mensualmente mediante una fórmula pública que tiene en cuenta el coste internacional del propano y butano calculado mediante la media de las cotizaciones de dichos productos y el flete en los mercados del Mar del Norte y de Arabia Saudita, a los que se adiciona un coste de comercialización.

La disposición adicional única de la Orden ITC/1968/2007, de 2 de julio, por la que se actualiza el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo envasados y se modifican determinadas disposiciones en materia de hidrocarburos, estableció la fórmula para el cálculo de los términos de la cotización internacional y del flete. Igualmente se actualizaron los costes de comercialización, tanto del suministro para usuarios finales como para el suministro a empresas distribuidoras, que pasaron a valer 0,292594 y 0,173905 €/kg respectivamente. Hay que recordar que estos parámetros permanecían invariables desde la publicación de la Orden de julio de 1998 (0,28728 €/kg y 0,1696056 €/kg respectivamente). El término fijo mensual de 128,6166 €/mes aplicado a los usuarios finales ha permanecido invariable.

El 17 de noviembre de 2008, se publicó la Orden ITC/3292/2008, de 14 de noviembre, por la que se

modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización. Mediante dicha Orden se modifica el peso final del flete en el precio regulado y se establece una fórmula para la revisión anual de los costes de comercialización. Asimismo, se actualiza el valor de dichos costes de comercialización, tanto el término fijo como el variable, aumentando un 16,75% respecto a los establecidos en la mencionada Orden de 2007. Los costes de comercialización se revisaron en julio de 2009 (revisión de -0,44%), de 2010 (1,38%) y de 2011 (2,72%).

Evolución de los precios de los hidrocarburos gaseosos

Gas natural

Evolución de la tarifa de gas natural de último recurso

Aunque la tarifa de último recurso formalmente empezó a ser de aplicación desde el 1 de enero 2008, hasta el 1 de julio de dicho año se aplicó un régimen provisional durante el cual el suministro continuó siendo realizado por parte de las empresas distribuidoras. Durante dicho período transitorio y después de él, hasta el 12 de octubre se aplicó la Orden ITC/3861/2007, de 28 de diciembre, mientras que a partir de dicha fecha fue de aplicación la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre.

Durante el año 2011 y hasta abril de 2012 el precio ha evolucionado al alza en todas las revisiones trimestrales De tal forma que el precio medio TUR.1



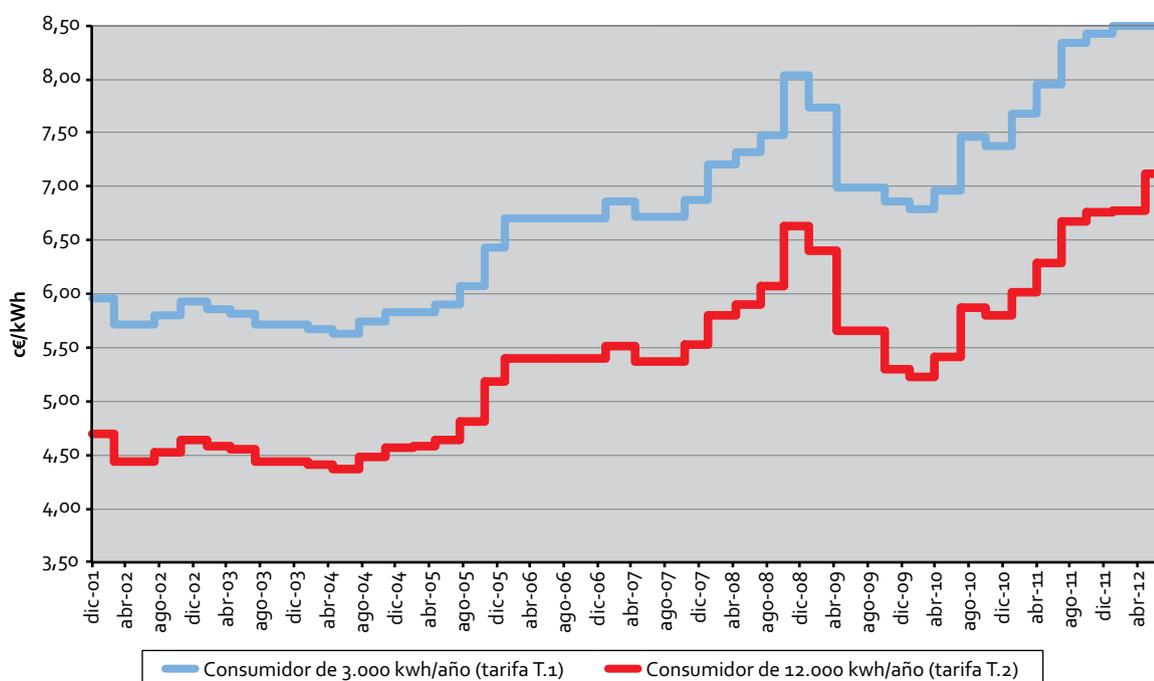
en abril de 2012 es un 11,8% superior al de abril de 2011, en el caso de la TUR.2, este incremento es del 13,1%.

En el cuadro 6.10 y gráfico 6.2, se indican los precios medios calculados para un consumidor tipo

de la tarifa T.1 de 3.000 kWh/año y de 12.000 kWh/año en la tarifa T.2

La evolución de tarifas para consumidores tipo domésticos-comerciales e industriales, se indican en los cuadros 6.11 y 6.12.

GRÁFICO 6.2. PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA
(Uso doméstico-comercial, presión suministro <= 4 bar, mercado regulado). El precio incluye IVA



FUENTE: SEE.

CUADRO 6.10. 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 %
01-ene-08	7,2116	5,8012	4,93%	4,83%
12-abr-08	7,3168	5,9064	1,46%	1,81%
12-jul-08	7,4767	6,0663	2,18%	2,71%
01-oct-08	8,0428	6,6323	7,57%	9,33%
01-ene-09	7,7359	6,3960	-3,82%	-3,56%
12-abr-09	6,9971	5,6573	-9,55%	-11,55%
01-jul-09	6,8565	5,3019	-2,01%	-6,28%

SECTOR GAS

CUADRO 6.10. REVISIONES DEL PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO TARIFAS T.1 Y T.2 (Continuación)

c€/kWh	Precio medio TUR.1	Precio medio TUR.2	Variación T.1 %	Variación T.2 %
01-oct-09	6,8565	5,3019	0,00%	0,00%
01-ene-10	6,7845	5,2299	-1,05%	-1,36%
01-abr-10	6,9649	5,4103	2,66%	3,45%
01-jul-10	7,4569	5,8755	7,06%	8,60%
01-oct-10	7,3808	5,7994	-1,02%	-1,29%
01-ene-11	7,6839	6,0200	4,11%	3,80%
01-abr-11	7,9548	6,2909	3,52%	4,50%
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%

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.11. PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICO-COMERCIALES A PRESIÓN MENOR O IGUAL A 4 BAR

Bandas de consumo anual	< 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	20 - 200 GJ/año (5.556 - 55.556 kWh/año)	> 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	4,6219

FUENTE: SEE.

CUADRO 6.12. PRECIO MEDIO REGULADO EN CTS/KWH (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR

Bandas de consumo anual	< 1.000 GJ/año (278 MWh/año)	1.000 -10.000 GJ/año (278-2.778 MWh/año)	10.000 -100.000 GJ/año (2,8-27,8 GWh/año)	100.000 -1.000.000 GJ/año (27,8-277,8 GWh/año)	1.000.000 -4.000.000 GJ/año (277,8-1.111,1 GWh/año)	> 4.000.000 GJ/año (> 1.111,1 GWh/año)
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

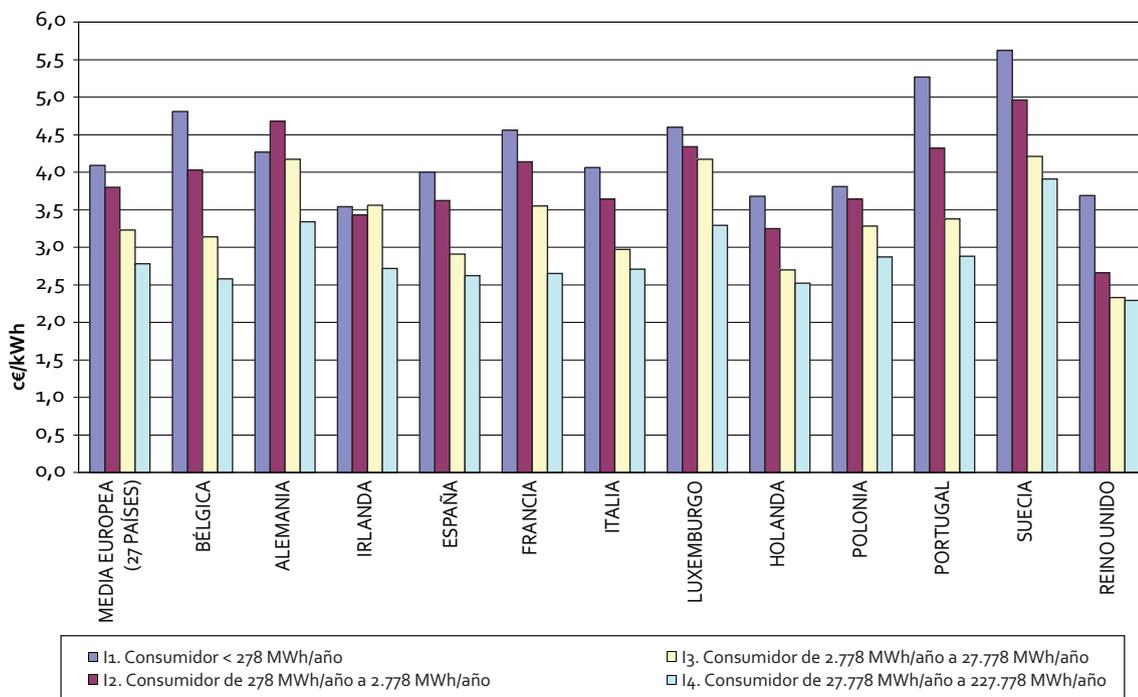
FUENTE: SEE.

En los gráficos 6.3 y 6.4 se comparan los precios medios de venta practicados en diferentes paí-

ses europeos para diferentes consumidores en 2011.

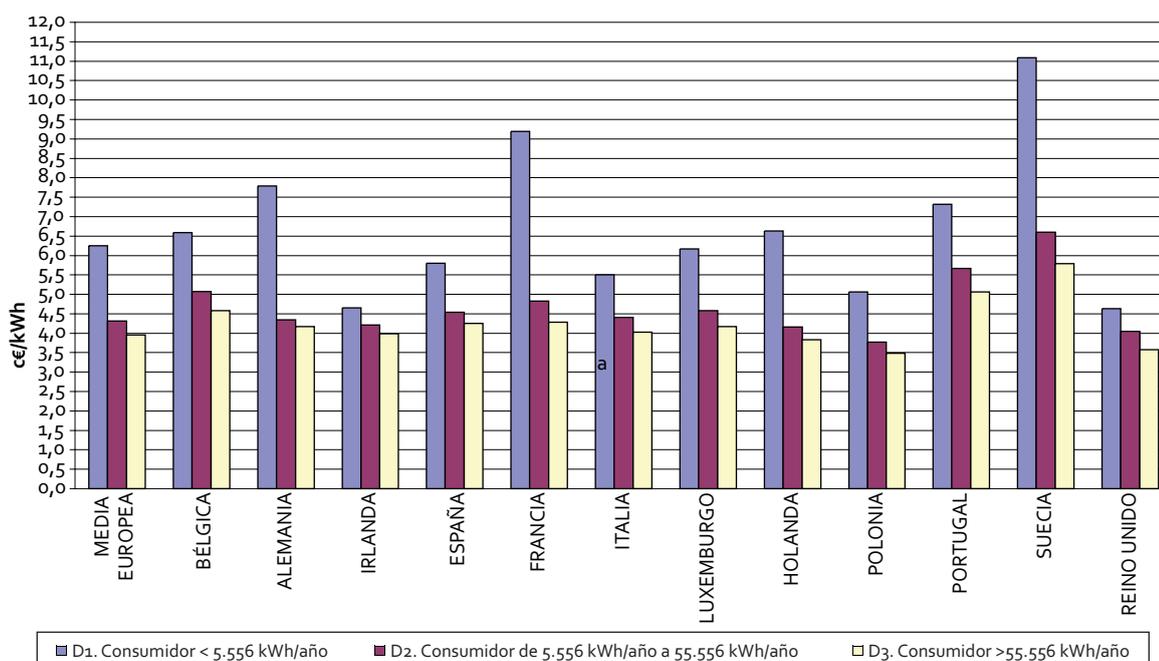


GRÁFICO 6.3. PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES 1.º semestre 2011



FUENTE: Eurostat.

GRÁFICO 6.4. PRECIO DE VENTA, ANTES DE IMPUESTOS, DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS 1.º semestre 2011



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 de 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 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).

2007 comienza 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/1858/2008.

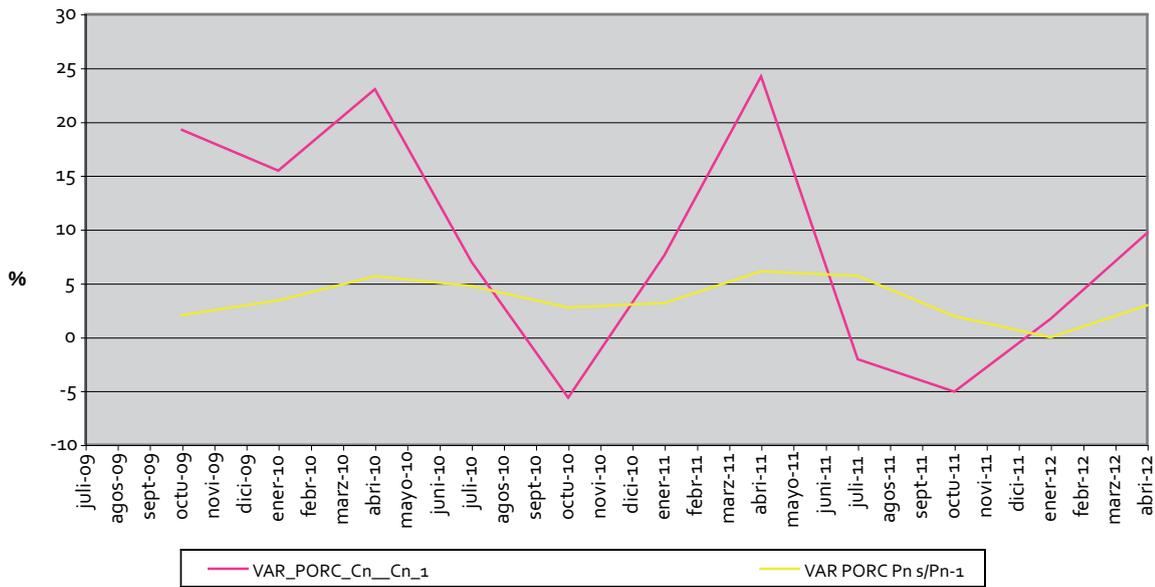
El gráfico 6.5 muestra la evolución creciente sin interrupción, del precio sin impuestos P_n en c€/Kg durante los últimos tres años, así como la de sus tres componentes: la del término $0,25 * C_n$ (costes trimestrales de materia prima y flete del trimestre), la de $0,75 * (P_{n-1} - CC_{n-1})$ (costes trimestrales de materia prima y flete reconocidos en el trimestre anterior), y la de los costes comerciales CC_n del trimestre de cálculo. Se puede apreciar que la componente $0,75 * (P_{n-1} - CC_{n-1})$ sobrepasa a la de los costes comerciales CC_n . El gráfico 6.6 muestra la evolución de las variaciones de C_n (materia prima y flete en c€/Kg) respecto C_{n-1} , y de P_n (precio sin impuestos aplicado cada trimestre) respecto P_{n-1} .



Se puede apreciar que las fuertes oscilaciones de Cn se han traducido por variaciones bastante más suaves de Pn, que según la fórmula vigente, se acumulan para posibles subidas futuras.

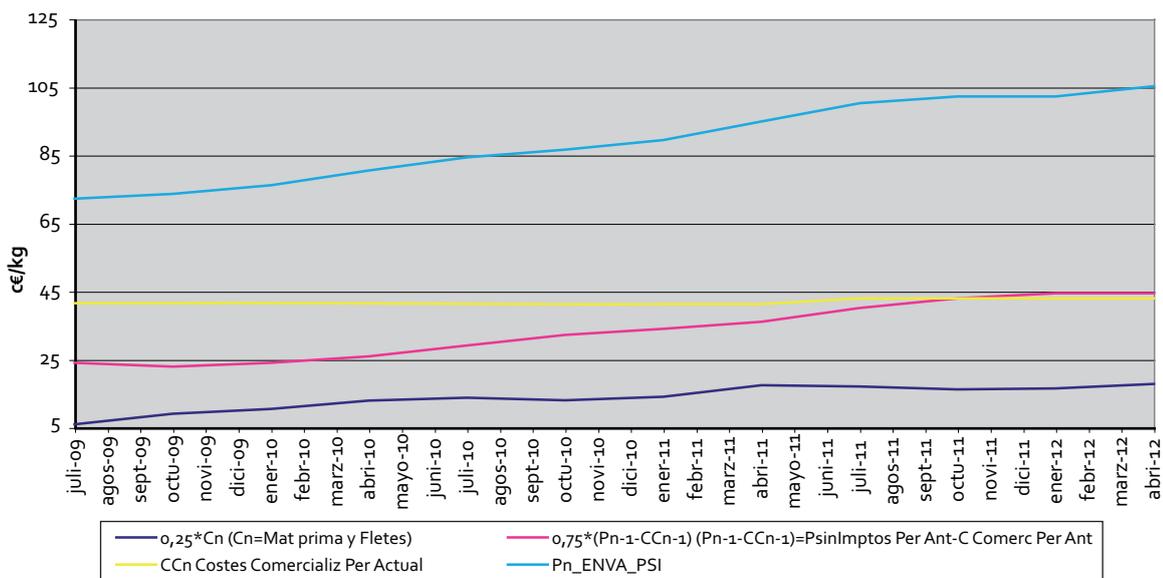
Cuando ha habido variaciones negativas de Cn como en octubre de 2010, julio y octubre de 2011, se han visto contrarrestadas por el incremento (Pn - Pn-1).

GRÁFICO 6.5. VARIACIONES % Pn s / Pn-1 y % Cn s Cn-1



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 6.6. VALORES HISTÓRICOS RECIENTES DE LOS COMPONENTES DEL PRECIO SIN IMPTOS. Pn DEL GLP ENVASADO (EL precio sin impuestos final Pn es la suma de los valores de cada una de las otras 3 curvas)



FUENTE: SEE.

SECTOR GAS

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra el cuadro 6.13.

CUADRO 6.13. EVOLUCION PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG (IMPUESTOS INCLUIDOS)

AÑO	€/BOTELLA	INDICE
1994	5,79	100,00
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12

AÑO	€/BOTELLA	INDICE
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16
2007	11,81	204,06
2008	13,64	235,66
2009	11,28	194,89
2010	12,00	207,33
2011	14,28	246,72

FUENTE: SEE.

En el cuadro 6.14 se muestra el precio de los GLP envasados en los países europeos más próximos. El precio en España es notablemente más bajo que los de nuestro entorno.

CUADRO 6.14. COMPARACIÓN PRECIOS EUROPEOS GLP ENVASADO. Datos España Julio 2011 y resto países junio 2011

	ENVASE KG		PVP		ÍNDICES PVP		IVA	«Prec €/Bot. sin IVA	«Prec €/Kg sin IVA	ÍNDICE Prec. sin IVA €/Kg
			EUROS BOTELLA	EUROS KG	BOTELLA	KG				
ESPAÑA (1)	12,5	0,8BUT/0,2PRO	14,80	1,18	100	100	18%	12,54	1,0034	100
PORTUGAL (1)	13,0		26,00	2,00	176	169	23%	21,14	1,6260	162
FRANCIA	13,0	BUTANO	27,95	2,15	189	182	19,60%	23,37	1,7977	179
BELGICA (2)	12,5		22,64	1,81	153	153	21%	18,71	1,4969	149
R. UNIDO (3)	15,0	BUTANO	40,56	2,70	274	228	5%	38,63	2,5755	257

Notas: (1) Incluido reparto domiciliario, como en España; (2) Precio Belgica: 5,7% de Descuento s/Máximo regulado (24,01 €/Botella), valido desde 1/6/2011 y (3) Precio medio para R.Unido por Kg obtenido media botellas 13 y 15 Kg.- Precio consignado RUnido = Botella de 13Kg (6/6/11).

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 primeros meses el término variable (sin impuestos) se mantuvo aproximadamente entre 85 y 90 c€/Kg. En el ultimo 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. Como resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público entre diferentes años se muestra el cuadro 6.15.



CUADRO 6.15. EVOLUCION DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES. (CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO)

AÑO	CONSUMIDOR TIPO 500 kg/año	
	c€/kWh	INDICE
1994	3,63	100,00
1995	3,93	108,14
1996	4,05	111,50
1997	4,27	117,53
1998	3,96	109,02
1999	4,31	118,75
2000	5,60	154,28
2001	5,37	147,84
2002	4,53	124,81
2003	5,05	139,07
2004	5,28	145,54
2005	5,83	160,72
2006	6,52	179,64
2007	6,62	182,48
2008	7,46	205,43
2009	5,88	162,01
2010	7,51	206,92
2011	8,58	236,40

FUENTE: SEE.

6.4. NORMATIVA

- La normativa publicada durante el año 2011 que afecte al sector del gas natural es la siguiente:
- Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 31/12/2011).
- Orden IET/3587/2011, de 30 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 31/12/2011)
- Corrección de errores de la Resolución de 23 de noviembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista (BOE 24/12/2011).
- Orden ITC/3486/2011, de 14 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2012 (BOE 24/12/2011).
- Real Decreto 1734/2011, de 18 de noviembre, por el que se designa a la empresa GEM Suministro de Gas Sur 3, S.L. como suministrador de último recurso de gas natural (BOE 09/12/2011).
- Resolución de 23 de noviembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista (BOE 02/12/2011).
- Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas (BOE 18/11/2011).
- Orden ITC/2844/2011, de 19 de octubre, por la que se regulan las transferencias de fondos, con cargo a las empresas productoras de energía eléctrica y a los peajes de acceso de terceros a



las instalaciones gasistas, de la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, en el año 2011, para la ejecución de las medidas del plan de acción 2008-2012 de la estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012 (E4), y los criterios para la ejecución de las medidas contempladas en dicho plan (BOE 21/10/2011).

- Resolución de 22 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el Protocolo de Detalle PD-01 «Medición» de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (BOE 03/10/2011).
- Resolución de 21 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/09/2011).
- Resolución de 29 de agosto de 2011, 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 08/09/2011).
- Resolución de 19 de julio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determinan los puntos pertinentes del sistema sobre los que deberá publicarse información.
- Resolución de 22 de junio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/06/2011).
- Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos (BOE 28/05/2011). La Disposición Final Sexta modifica la Ley 34/1998 (Constitución de sociedades filiales de ENAGÁS, S.A.).
- Resolución de 12 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los formatos oficiales para la presentación del análisis de inversión y de mercado en las solicitudes de retribución específica de instalaciones de distribución para el año 2011.
- Resolución de 29 de abril de 2011, de la Dirección General de Industria, por la que se actualiza el listado de normas de la instrucción técnica complementaria ITC-ICG 11 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos, aprobado por Real Decreto 919/2006, de 28 de julio (BOE 12/05/2011).
- Resolución de 10 de febrero de 2011, 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 en los sectores energéticos (BOE 27/04/2011).
- Resolución de 10 de febrero de 2011, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se



- establecen y publican, a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales en los sectores energéticos (BOE 27/04/2011).
- Resolución de 12 de abril de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el procedimiento marco de contratación telefónica, electrónica y telemática para el mercado de gas natural (BOE 20/04/2011).
 - Resolución de 22 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica el Protocolo de Detalle PD-05 «procedimiento de determinación de energía descargada por buques metaneros» (BOE 01/04/2011).
 - Resolución de 22 de marzo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 31/03/2011).
 - Orden ITC/247/2011, de 10 de febrero, por la que se establecen los servicios mínimos del sistema gasista en Enagás SA, ante la huelga convocada a partir de las 06:00 horas del día 15 de febrero de 2011 hasta las 06:00 horas del día 16 de febrero de 2011 (BOE 14/02/2011).
 - Resolución de 31 de enero de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad disponible en los almacenamientos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2011 y 31 de marzo de 2012 (BOE 08/02/2011).

7. SECTOR PETRÓLEO



7.1. DEMANDA

El consumo de productos petrolíferos, excluyendo los consumos propios de refinerías, pérdidas y bunkers de navegación marítima internacional, alcanzó 52,5 millones de toneladas en 2011, con un descenso del 5,5% respecto al del año anterior, como se indica en el cuadro 7.1.

CUADRO 7.1. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (1). (Unidad: miles de toneladas)

	2010	2011	%2011/10
GLP	1.826	1.641	-10,1
GASOLINAS	5.319	4.961	-6,7
QUEROSENOS	5.247	5.593	6,6
GASÓLEOS	29.204	27.249	-6,7
FUELÓLEOS	3.266	2.970	-9,1
COQUE DE PETRO-LEO	3.946	3.576	-9,4
NAFTAS	2.138	2.100	-1,8
OTROS PRODUCTOS	4.724	4.507	-4,8
TOTAL	55.669	52.596	-5,5

(1) No incluye consumos propios de refinerías, pérdidas y bunkers de navegación marítima internacional.

FUENTE: SEE.

Esta evolución se ha debido fundamentalmente al descenso de los consumos finales, tanto de carburantes del transporte como de algunas materias primas, aunque también 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 4,7%, mientras el consumo en usos finales de la industria ha bajado un 6%, especialmente en combustibles, aunque también en algunas materias primas petroquímicas. En el sector residencial y terciario, bajó también la demanda

de estos productos, el 8,1%, debido a la menor actividad económica y a las condiciones climáticas del año.

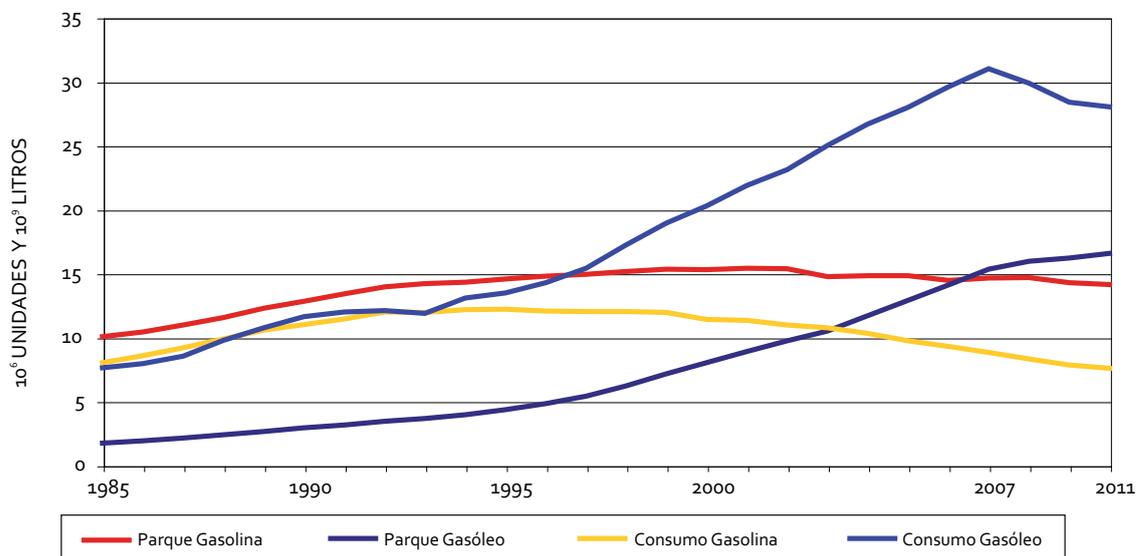
Por productos, destaca el descenso de la demanda de gasóleos, expresada en toneladas, 6,7% en 2011, derivado de la menor actividad del transporte de mercancías y del menor crecimiento del parque de turismos diesel. En querosenos se ha producido un aumento del 6,6% en el año, siendo el único carburante que ha registrado aumento de demanda.

En gasolinas, la demanda ha continuado bajando de forma acelerada, debido al descenso del parque de estos vehículos derivada de la dieselización de las nuevas matriculaciones, por lo que la demanda anual bajó un 6,7% en 2011. 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 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



FUENTE: SEE.

En cuanto a los sectores energéticos transformadores, bajó la demanda de fuelóleos para generación eléctrica en 2011 en los sistemas extrapeninsulares debido al descenso de la demanda y el comienzo de la generación con gas natural en Baleares, 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, 5,2%, en la estructura de generación total nacional.

El consumo estimado de fuelóleos, excluyendo combustibles de navegación marítima, consumos propios de refinerías y pérdidas, según se indica en el cuadro 7.1, alcanzó 2,9 millones de toneladas, con un descenso del 9,1%, debido al menor consumo en generación eléctrica, dado que en usos finales es ya poco significativo. El consumo de coque de

petróleo bajó un 9,4%, y el consumo de naftas para petroquímica ha bajado ligeramente, así como el agregado de otros productos.

7.2. OFERTA

Estructura Empresarial del Sector de Hidrocarburos Líquidos en España

Operadores al por mayor

De acuerdo con la normativa vigente, son operadores al por mayor aquellos sujetos que comercialicen productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos. Asimismo en dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de Energía publicará en su página web (www.cne.es) 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.

Comercio exterior

El total de importaciones en 2011, se elevaron a 52,15 millones de toneladas, un 0,6% menos que en el año 2010. Las importaciones procedentes de la OPEP disminuyeron en el año un 8,6% y alcanzaron un 55,1% del total. Las importaciones procedentes de Rusia se incrementaron en el año un 19,7%, recuperando su condición de principal proveedor.

CUADRO 7.2. PROCEDENCIA DEL PETRÓLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA. (Miles de toneladas)

	Oriente Medio					Tasa de variac.	África					Tasa de variac.
	Arabia Saudí	Irán	Irak	Otros	Total		Argelia	Libia	Nigeria	Otros	Total	
2006	6489	5189	3292	408	15378		1512	5534	6016	5692	18754	
2007	5468	4512	3254	214	13448	-12,6%	395	4898	4860	6422	16575	-11,6%
2008	6397	6803	1834	415	15449	14,9%	1627	5957	5045	6867	19496	17,6%
2009	5807	6270	2250	731	15058	-2,5%	1081	5041	5398	4731	16251	-16,6%
2010	6571	7671	1905	412	16559	10,0%	1010	6826	5579	5319	18734	15,3%
2011	7661	7493	3863	397	19414	17,2%	537	1159	6914	5567	14177	-24,3%

	Europa				Tasa de variac.	América				Resto	Total	Tasa de variac.	
	Reino	Rusia	Otros	Total		Méjico	Venezuela	Otros	Total				
2006	232	11772	2738	14742		7561	3267	329	11157	437	60468		
2007	694	12736	2677	16107	9,3%	7180	2124	192	9496	-14,9%	1882	57508	-4,9%
2008	1430	8811	1997	12238	-24,0%	7710	1872	306	9888	4,1%	1437	58508	1,7%
2009	1193	8201	1809	11203	-8,5%	5657	2680	312	8649	-12,5%	1136	52297	-10,6%
2010	405	6585	1704	8694	-22,4%	5928	789	982	7699	-11,0%	775	52461	0,3%
2011	159	7977	845	8981	3,3%	6135	419	2161	8715	13,2%	860	52147	-0,6%

FUENTE: CORES

Respecto al comercio exterior de productos petrolíferos, en 2011 el saldo físico fue importador alcanzando los 9,8 millones de toneladas, lo que supone el 16,9% del consumo interior bruto. En el año bajaron las importaciones de productos un 5,8% y aumentaron las exportaciones un 12,7%. El principal producto importado son gasóleos, un 37,3% del total, de los que se importaron 8,5 millones de toneladas, cerca de un tercio del consumo final.

Producción interior de Hidrocarburos

La producción nacional de crudo durante el año 2011 ascendió a 100.000 Tm. (aproximadamente

733.000 barriles), lo cual supone una reducción del 18% respecto del año anterior. Esta producción supone que el grado de autoabastecimiento de crudo es de tan solo el 0,16% del consumo primario. Los campos productores siguen siendo: Lora (Burgos), Casablanca- Montanazo (Casablanca), Rodaballo y Angula-Casablanca (Boquerón), situados estos tres últimos en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma «Casablanca» frente a las costas de Tarragona.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2011 se indica en el cuadro 7.3.

CUADRO 7.3. PRODUCCIÓN DE CRUDO EN 2011

	PRODUCCIÓN 2011				PRODUCCIÓN 2010	
	Volumen (kbbl)	kTm	%	Var (*) 2011/10	Volumen (kbbl)	kTm
Lora	51	7	7%	40,0%	37	5
Boquerón	337	46	46%	17,9%	286	39
Casablanca	286	39	39%	-38,1%	462	63
Rodaballo	59	8	8%	-46,7%	110	15
Total	733	100	100%	-18,0%	894	122

(*) Calculados respecto a las Tm
FUENTE: SEE.

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

Oferta de productos petrolíferos por el sector de refino:

Durante 2011, las refinerías españolas procesaron en total 57.152 kt de crudo, un 1,7% menos que en

2010, con una utilización media de su capacidad de refino del 81%.

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 refinерías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo, y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 4.007 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.

Instalaciones de almacenamiento.—Está integrada por 38 instalaciones para todo tipo de productos petrolíferos, con una capacidad de almacenamiento de 7 millones de metros cúbicos.

Buques de transporte.—son 2 buques tanque utilizados para el transporte de combustible a las instalaciones de las Islas Baleares, o a instalaciones de la península no conectadas a la red de oleoductos. Tienen una capacidad de 48.121 toneladas de peso muerto.

Infraestructura aviación.—consiste en 28 instalaciones aeroportuarias situadas en aeropuertos españoles de la Península Ibérica e Islas Baleares, para prestar el servicio de suministro de carburante de aviación a aeronaves.

La capacidad de almacenamiento de productos petrolíferos del resto de empresas durante 2011 se indica en el cuadro 7.4.

CUADRO 7.4. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS DE EMPRESAS DISTINTAS DE CLH

Empresas (a 31 /12/ 2010)	Miles de m ³
DISA	222,109
FORESTAL DEL ATLÁNTICO	255,000
DECAL	916,640
TERMINALES PORTUARIOS	534,199
TERQUIMSA	57,8806
LBC TANK TERMINALS SANTANDER	11,4
PETROLÍFERA DUCAR	135,681
PETROLOGIS CANARIAS	73,500
TERMINALES CANARIOS	201,791
ESERGUI	219,600
GALP ENERGIA ESPAÑA	199,143
EUROENERGO	333,176
SARAS ENERGÍA	133,000
FORESA	32,400
MEROIL	634,200
AEGEAN BUNKERING LAS PALMAS	61,327
BP	48,500
CHEVRON ESPAÑA	50,986
ATLAS	73,800
PETROCAN	204,460
FELGUERA -IHI	110,000
SECICAR	63,595
BIOGAL	0,160
GASTECO	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	1,200

FUENTE: CNE.

7.3. PRECIOS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Evolución de precios

La evolución en 2011 de los precios internacionales de crudo y productos petrolíferos ya se ha indicado en el Capítulo 1 de este Informe.

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 aumentó 15,49 céntimos de euro por litro en 2011 respecto al año anterior (13,3%) pasando de 116,3 c€/l en 2010 a 131,8 c€/l en 2011. Y el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se encareció 19,14 c€/litro (17,8%) pasando de 107,5 c€/l en 2010 a 126,7 c€/l en 2011.

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 2011 un precio inferior al de España. El precio comparativamente alto del Reino Unido se debe a que este producto sopor-

ta en este país una accisa igual que la de la gasolina.

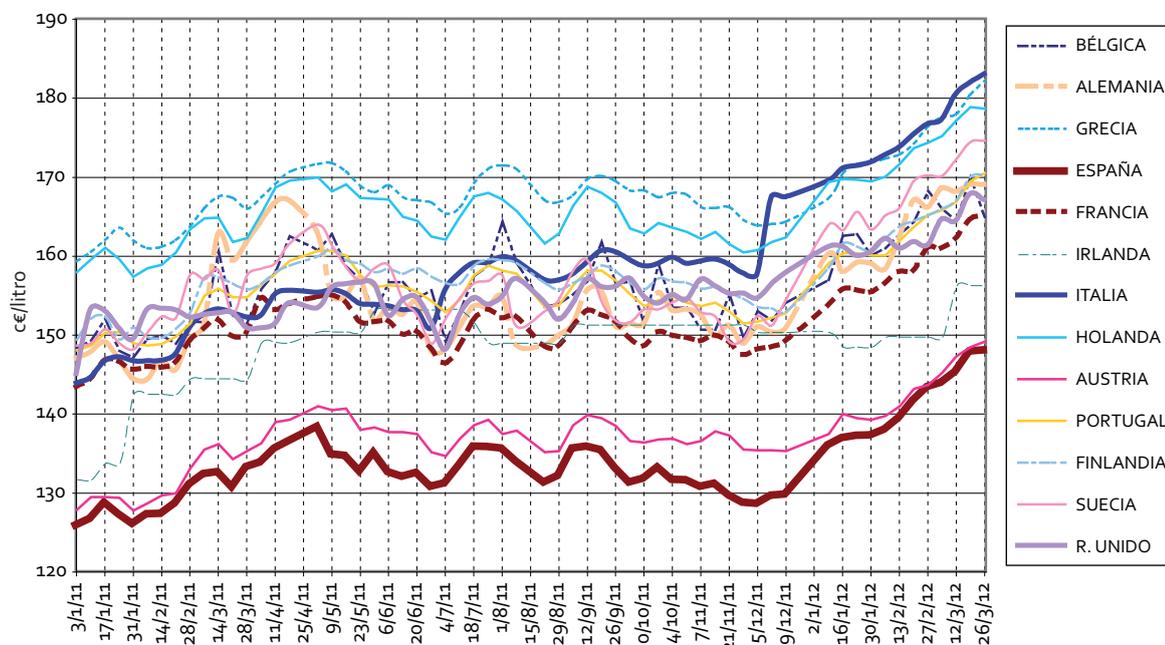
El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE. Las oscilaciones del precio en Grecia se deben a que este país sube considerablemente el impuesto al inicio de la temporada cálida, primeros de mayo, y lo vuelve a bajar al comienzo de la fría, primeros de octubre. Se puede apreciar que el precio en España se encuentra entre los menores. En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran en una posición intermedia. Los gráficos de precios de venta al público repiten el patrón de las cotizaciones internacionales: clara subida hasta abril y a partir de ahí un paulatino descenso.

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 relativa de los precios medios anuales en la UE, se puede apreciar en los gráficos 7.6 y 7.7 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.

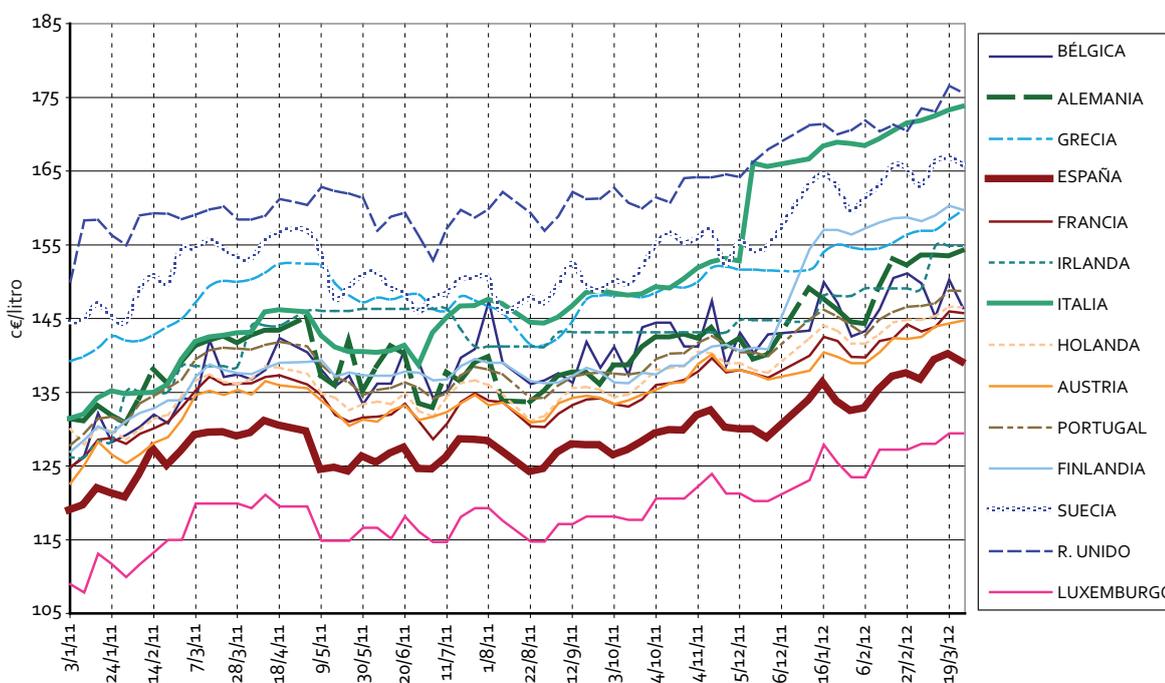


GRÁFICO 7.2. PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.3. PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

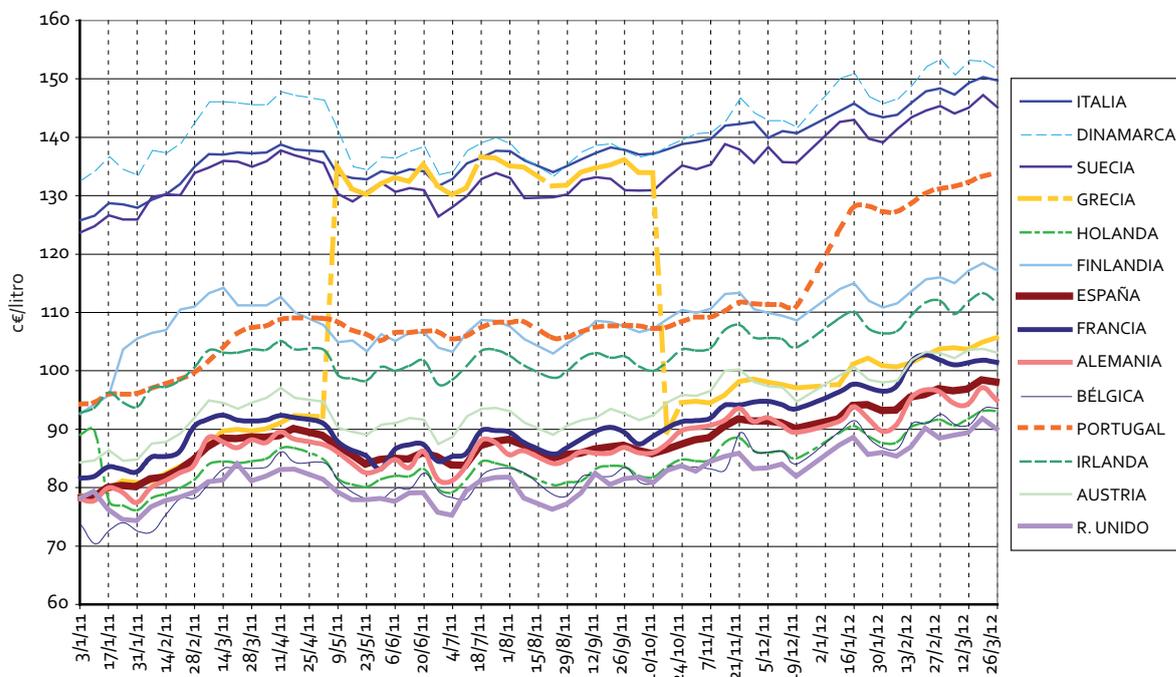


FUENTE: SEE.

SECTOR PETRÓLEO

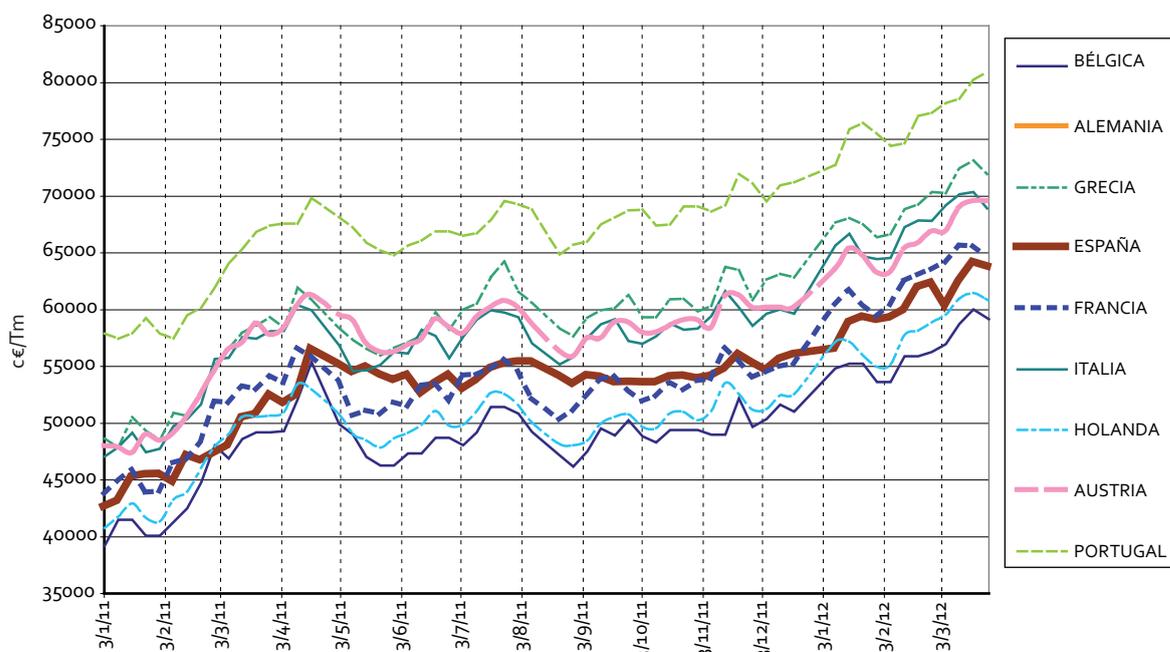


GRÁFICO 7.4. PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

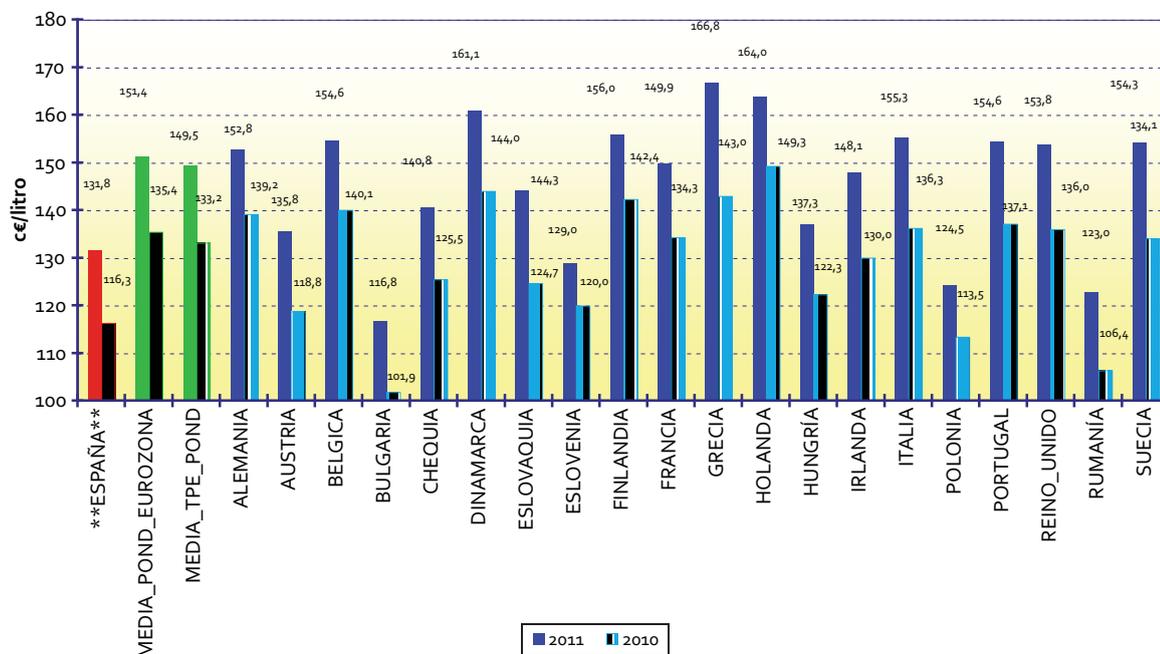
GRÁFICO 7.5. PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE
(Los precios representados incluyen el impuesto especial, pero no el IVA)



FUENTE: SEE.

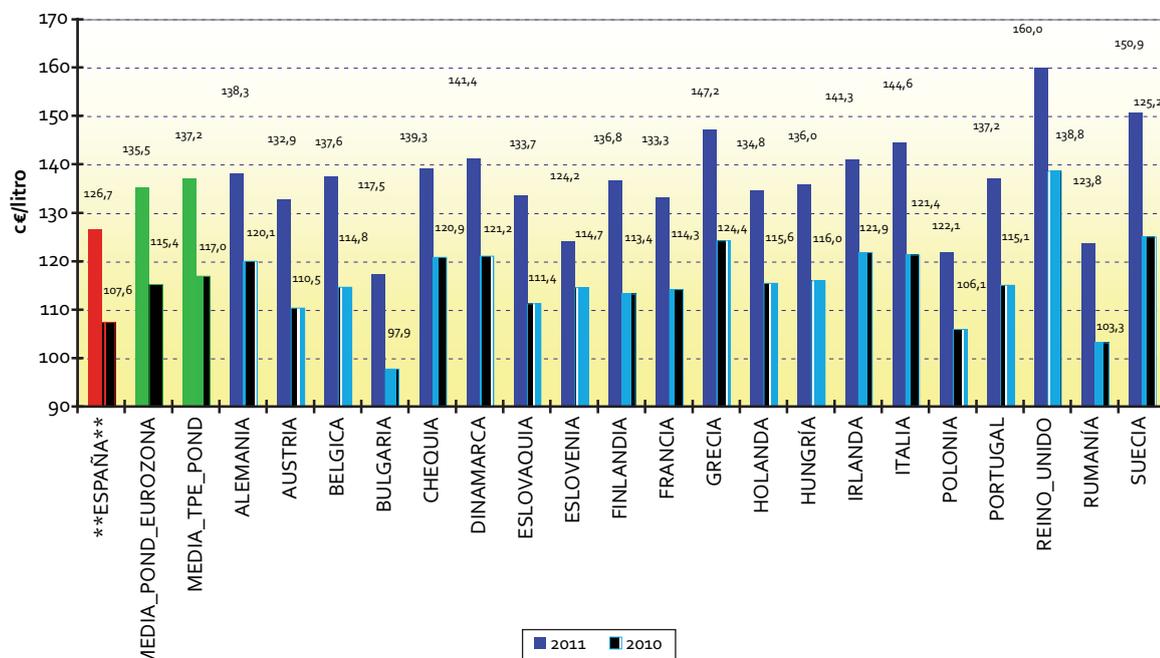


GRÁFICO 7.6. PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO DE LA GASOLINA 95 EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

GRÁFICO 7.7. PRECIO DE VENTA AL PÚBLICO DE LA GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN EN PAÍSES DE LA UE



FUENTE: SEE.

7.4. REGULACIÓN LEGAL DEL SECTOR

La normativa publicada durante el año 2011 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente:

- Orden ITC/3365/2010, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2011.

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.

- Resolución de 24 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 24 de junio de 2011, por el que se liberan existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de una acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía.

Se reduce, con carácter transitorio, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos a los sujetos obligados por artículo 7 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, en un volumen total de 2.274.000 barriles de petróleo. Esta cantidad supone 2,3 días de reservas mínimas de seguridad, según la metodología establecida en dicho real decreto.

- Orden ITC/3190/2011, de 18 de noviembre, por la que se restablece la obligación de los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos una vez finalizada la «acción colectiva Libia» de la Agencia Internacional de la Energía.

Se restablece la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, en los términos y condiciones establecidos en el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, a partir de las 0 horas del día 1 de junio de 2012.



- Resolución de 7 de enero de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se actualizan para el año 2010 valores de las fórmulas de cálculo de los pagos compensatorios, relacionados con el cumplimiento de la obligación de biocarburantes, contenidos en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre.

El objeto de esta Resolución es actualizar para el año 2010, de forma excepcional, los valores de los parámetros α_G , α_D , y α_T contenidos en el artículo 11 de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, con el fin de ajustar los pagos compensatorios correspondientes a dicho año a la evolución del mercado de los biocarburantes, marcada por el contenido de biocarburantes que la legislación vigente ha permitido incorporar a las gasolinas y gasóleos de automoción.

- Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013.

Mediante este Real Decreto, se fijan objetivos de biocarburantes en diesel y globales más ambiciosos que los establecidos en el Real Decreto 1738/2010, de 23 de diciembre, manteniéndose los objetivos de biocarburantes en gasolina. Los objetivos regulados son:

CUADRO 7.5. OBJETIVO MÍNIMO EN CONTENIDO ENERGÉTICO

	2011	2012	2013
Global	6,2%	6,5%	6,5%
Biodiesel	6,0%	7,0%	7,0%
Etanol	3,9%	4,1%	4,1%

FUENTE: SEE.

- Resolución de 14 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se incluye el hidrobiodiesel en el anexo 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 incluye el hidrobiodiesel en el anexo de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, para que pueda certificarse el contenido energético de dicho biocarburante.

- Real decreto 1361/2011, de 7 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos y fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, en lo relativo a las especificaciones técnicas del gasóleo denominado clase B.

Con objeto de compaginar la mejora medioambiental asociada a la reducción del contenido de azufre y minimizar el impacto económico de la medida, mediante este real decreto se detallan los usos del gasóleo B para los que se exige un contenido máximo en azufre de 10 mg/kg a partir del 1 de enero de 2011 y los eximidos hasta el 31 de diciembre de 2011. Para otros usos del gasóleo B distintos a los especificados, no será exigible dicha reducción del contenido de azufre.

- Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sosteni-



bilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo.

Este real decreto transpone los artículos 17, 18, 19 y 20 y el anexo V, de la Directiva 2009/28/CE y los artículos 7 ter, 7 quarter, 7 quinquies y 7 sexies y el anexo IV, de la Directiva 2009/30/CE, en lo que se refiere a los criterios de sostenibili-

dad de los biocarburantes y biolíquidos, estableciendo el sistema nacional de verificación del cumplimiento de los citados criterios. Asimismo, incorpora al ordenamiento jurídico español lo previsto en el artículo 21 de la Directiva 2009/28/CE en relación al valor doble que se otorga a determinados biocarburantes para el cumplimiento de los objetivos obligatorios en materia de energías procedentes de fuentes renovables en el transporte.

8. EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES



8.1. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Plan de Intensificación del Ahorro y la Eficiencia Energética

El Plan de Intensificación del Ahorro y la Eficiencia Energética, aprobado por Consejo de Ministros el 4 de marzo de 2011, en una coyuntura de precios elevados del petróleo, recoge un conjunto de 20 medidas en materia de transporte y movilidad, edificación e iluminación, consumo eléctrico, y campañas de divulgación y formación. Estas medidas también se pueden clasificar en cuatro grandes grupos: (I) 3 medidas coyunturales; (II) 10 nuevas medidas estructurales; (III) refuerzo de 6 medidas ya existentes; (IV) y una medida de campaña de divulgación y formación.

Se trata de medidas que afectan a todas las Administraciones Públicas, por lo que resulta fundamental la colaboración de Comunidades Autónomas y Ayuntamientos para alcanzar los objetivos y asegurar, de este modo el pleno desarrollo del Plan. El Plan incluye medidas de ejecución inmediata y con una vigencia limitada en el tiempo, así como medidas a medio y largo plazo. Atendiendo a las nuevas medidas, las más destacadas según el ámbito considerado son:

- Transporte y movilidad:
 - Planes de Movilidad Urbana Sostenibles: línea de financiación de proyectos en ciudades de 20.000 a 50.000 habitantes que tengan en marcha dichos planes.
 - Transporte de mercancías: el Ministerio de Fomento presentará un plan de eficiencia energética en el sector ferroviario con hincapié en el transporte de mercancías.
- Edificación:
 - Optimización del uso de los pasillos aéreos: mediante la mejora en la utilización del espacio aéreo, introducción de sistemas de descenso continuo y replanteamiento de las rutas trasatlánticas.
 - Reducción temporal de los límites de velocidad: hasta 110km/h en autopistas de peaje y autovías de la red general del Estado.
 - Biodiesel: incremento de la obligación de introducción de biodiesel en carburantes hasta el 7% en contenido energético para el año 2011 y sucesivos.
 - Precios: reducción de los precios de los billetes en ferrocarril, en cercanías y media distancia, de la operadora RENFE, con el fin de impulsar la sustitución del vehículo privado por el transporte público.
 - Plan Renove de neumáticos: favorecer la introducción de neumáticos que tengan la máxima calificación energética, según lo establecido en el Reglamento CE 1222/2009 sobre el etiquetado de los neumáticos en relación con la eficiencia.

- Fomento del uso de la biomasa para usos térmicos: sustitución de calderas en los edificios de las Administraciones públicas mediante la ampliación del actual Plan de impulso a la contratación de servicios energéticos (Plan 2000 ESEs) y ampliación de la línea de ayudas del Plan Renove de calderas de alto rendimiento energético para alcanzar 1.000 MW de potencia instalada.
- Iluminación y consumo eléctrico:
 - Renovación del sistema de alumbrado público municipal: integra tres líneas de acción:
 - ◇ El lanzamiento de 19 proyectos integrales dirigidos a grandes ciudades en cada una de las Comunidades y Ciudades Autónomas a través del modelo de ESE.
 - ◇ Renovación de lámparas de vapor de sodio por tecnologías de alta eficiencia en los municipios con menos de 200 habitantes.
 - ◇ Requerimiento del cumplimiento de la normativa sobre alumbrado público eficiente en todos los municipios de más 25.000 habitantes en un plazo máximo de cinco años.

En conjunto, las medidas aprobadas supondrán un ahorro estimado de 3.241 ktep, equivalente a 28,6 millones de barriles de petróleo, lo que implica un ahorro económico de 2.300 M€ anuales en importaciones energéticas. Asimismo, la consecución de dicho objetivo, comporta beneficios medioambientales derivados de emisiones evitadas, que en total ascienden a 12,5 Mt CO₂.

Nuevo Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020

El Plan de Acción 2011-2020, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros del 29 de julio de 2011, constituye el segundo Plan Nacional de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética (NEEAP), de manera acorde a lo dispuesto en el artículo 14 de la Directiva 2006/32/CE, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos. Este Plan da continuidad a los planes de ahorro y eficiencia energética anteriormente aprobados en el marco de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4).

El Plan de Acción 2011-2020 presenta un conjunto de medidas y actuaciones coherente con los escenarios de consumo de energía final y primaria incorporados en la planificación energética en materia de energías renovables, de acuerdo con las obligaciones que se derivan de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables; y de planificación de los sectores de electricidad y gas. De esta forma, la planificación energética constituye un conjunto coherente, conducente al objetivo de mejora de la intensidad final del 2% interanual en el período 2010-2020. Las medidas incluidas en este Plan de Acción 2011-2020 reportarán unos ahorros, Cuadro 8.1, de energía final en el año 2020 de 17.842 ktep y de energía primaria de 35.585 ktep calculados con referencia al año 2007 y de acuerdo con la metodología propuesta por la Comisión Europea. El ahorro, en términos de energía primaria, incluye los ahorros derivados de las medidas propuestas para el sector Transformación de la energía en este Plan, princi-



palmente, de fomento de la cogeneración, y los derivados del cambio en el mix de generación eléctrica estimulado por otras planificaciones en materia de política energética, que responden a las obligaciones que se derivan de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

El ahorro anterior, en términos de energía primaria, equivale a un 20% del consumo de energía primaria que habría tenido lugar en 2020 en ausencia de las políticas ahorro, diversificación y promoción de las energías renovables aprobadas por el Gobierno español y del presente Plan de Acción 2011-2020. En términos de energía final, el ahorro en 2016 asciende a 13.176 ktep, equivalente a un 12,2% del consumo de energía final de ese ejercicio en ausencia del Plan. Este ahorro, una vez descontados los sectores no incluidos en el ámbito de aplicación de la Directiva 2006/32/CE, se reduce a 11.532 ktep/año en 2016, lo que representa el 15,9% del consumo medio de los cinco últimos años previos a la entrada en vigor de dicha Directiva, y consecuentemente el cumplimiento del objetivo del 9% establecido por dicha Directiva. El Plan de Acción 2011-2020 cumple, por tanto, con los objetivos de ahorro exigidos por la Directiva

2006/32/CE y es coherente con los objetivos globales acordados por el Consejo Europeo el 17 de junio de 2010, en relación con la mejora de la eficiencia energética primaria en un 20% en 2020.

Por otra parte, los ahorros de energía final y primaria previstos son también coherentes con los escenarios de consumo de energía final y primaria incorporados en la planificación energética indicativa considerada en la Ley 2/2011 de Economía Sostenible.

Los ahorros acumulados de energía final y primaria durante el período 2011-2020 ascienden respectivamente a 120.967 ktep y 247.791 ktep, lo que permitirá evitar un volumen de emisiones a la atmósfera de 1.012,68 MtCO₂.

A nivel sectorial, los ahorros de energía final del Plan de Acción 2011-2020 se concentran en el Sector Transporte, al que se atribuye el 51% del total de los ahorros en 2020. Le sigue en importancia el Sector Industria, con ahorros equivalentes al 25% del total. Estos ahorros dan como resultado una disminución del consumo de energía final, entre los años 2007 y 2020, del 13% en el Sector Industria y del 5% en el Sector Transporte.

CUADRO 8.1. PLAN DE ACCIÓN 2011-2020: OBJETIVOS ENERGÉTICOS GLOBALES Y SECTORIZADOS

	Ahorro Energía Final (ktep)		Ahorro Energía Primaria (ktep)	
	2016	2020	2016	2020
Industria	2.489	4.489	2.151	4.996
Transporte	6.921	9.023	8.680	11.752
Edificación y Equipamiento	2.674	2.867	5.096	5.567
Servicios Públicos	56	125	131	295
Agricultura y Pesca	1.036	1.338	1.289	1.665
TOTAL SECTORES USOS FINALES	13.176	17.842	17.347	24.274
Transformación de la Energía			9.172	11.311
TOTAL	13.176	17.842	26.519	35.585

FUENTE: IDAE.

En el sector Transporte, los ahorros se atribuyen al modo de transporte en carretera en un 77%, y al modo ferrocarril en un 22%, dirigiéndose principalmente al tráfico de mercancías, donde el Plan de Acción 2011-2020 asume los objetivos de cambio modal e incremento de los tráficos por ferrocarril incorporados en el Plan Estratégico de Infraestructuras y Transporte 2005-2020 (PEIT).

Asimismo, la consecución de los ahorros propuestos en el sector Transporte está fundamentada en la mejora tecnológica de los vehículos y, en especial, en la introducción del vehículo eléctrico en los términos recogidos en la Estrategia Integral de Impulso del Vehículo Eléctrico en España, que marca como objetivo, para 2014, 250.000 vehículos.

En el sector Industria, se ha fijado como objetivo una mejora interanual de la intensidad final del 2,5%, en el período 2010-2020.

En el sector Edificación, los ahorros se localizan en el sector terciario, dado que en viviendas, los ahorros en energía final para calefacción, derivados de las medidas propuestas sobre la epidermis edificatoria y para la mejora de la eficiencia energética de los equipos, se verán prácticamente compensados por la penetración de equipos de aire acondicionado doméstico. Asimismo, deberá conseguirse una importante mejora de los rendimientos de las instalaciones por la introducción en España de las redes de frío y calor, de la mano de las Empresas de Servicios Energéticos. Dichas instalaciones facilitarán la incorporación de tecnologías renovables térmicas y de cogeneración, promoviendo la generación distribuida de energía eléctrica y disminuyendo, por lo tanto, pérdidas en transporte y distribución.

Dentro del sector Edificación y equipamiento, considerando de manera conjunta los edificios de uso vivienda y los de uso terciario, los ahorros se atribuyen, en un 73% a las mejoras sobre la envolvente y las instalaciones térmicas, y en un 29% a las mejoras de la eficiencia energética en iluminación.

De forma general para todos los sectores, será necesario el desarrollo de las redes inteligentes que permitan la integración de la energía eléctrica generada en pequeñas instalaciones, junto al uso de mecanismos de acumulación, que puedan servir en diferentes momentos como consumidores o generadores según conveniencia del sistema. Para todas estas aplicaciones, así como para la optimización de los sistemas de gestión, será necesario un importante desarrollo de elementos de medida y control, junto con el desarrollo y aplicación de las TIC.

En el sector Servicios públicos, los ahorros de energía final representan un 0,7% del total, por reducción de los consumos de energía en plantas de desalación, potabilización y tratamiento de aguas residuales y por reducción de los consumos de electricidad en alumbrado público.

En el sector Agricultura y pesca, los ahorros de energía final alcanzar, en el año 2020, el 7,5% del total de los ahorros, por reducción de los consumos energéticos del sector por unidad de valor añadido.

Finalmente, en el sector Transformación de la energía y en términos de energía primaria, los ahorros derivados de la cogeneración equivalen al 15% del total de los ahorros computados en este sector, donde se contabilizan, asimismo, los ahorros



derivados de la mayor penetración de energías renovables en el parque de generación eléctrica.

La consecución de estos objetivos, por medidas, exige la articulación de diferentes mecanismos, los cuales serán análogos a los del Plan de Acción 2005-2007 y 2008-2012. En primer lugar, se dará continuidad al marco de colaboración de IDAE con las Comunidades Autónomas para la ejecución de buena parte de las medidas de apoyo, formación y comunicación del Plan. En segundo lugar, se mantendrán los programas de actuación directa de IDAE, consolidando, de esta forma, el modelo de cofinanciación y cogestión del Plan entre la Administración General del Estado y las Administraciones Autonómicas. Por último, se pondrán en marcha los mecanismos normativos y reglamentarios que hagan posible la consecución de los objetivos de ahorro propuestos mediante la fijación de estándares más exigentes de eficiencia energética, principalmente, en el sector Edificación y equipamiento, acordes al contenido de la Directiva 2010/31/UE, relativa a la eficiencia energética de los edificios, y a la Directiva 2010/30/UE, relativa a la indicación del consumo de energía mediante el etiquetado. Asimismo, este Plan propone también el establecimiento de un nuevo mecanismo de pago por los ahorros energéticos medidos, verificados y certificados. Adicionalmente, se contemplan mecanismos de sensibilización, movilización y acción ciudadana para el consumo responsable de energía. El Plan de Acción 2011-2020 incluye también un Plan de Comunicación.

De manera resumida, las medidas contenidas en el Plan hacen referencia a la promoción de la mejora tecnológica en el sector Industria, favore-

ciendo la adopción de las Mejores Tecnologías Disponibles (MTD), la implantación de sistemas de gestión energética y el apoyo a la realización de auditorías energéticas.

En el sector Transporte, se proponen medidas de impulso del cambio modal, dirigidas a una mayor utilización del modo ferroviario y al uso racional de los medios de transporte, así como, de renovación de flotas.

En el sector Edificación y equipamiento, las medidas incluidas en el Plan van destinadas a la mejora de la eficiencia energética de la envolvente edificatoria, las instalaciones térmicas y de iluminación del parque edificatorio existente y la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de frío comercial; la construcción y rehabilitación integral de 8,2 millones de m²/año con alta calificación energética y la construcción de edificios de consumo de energía casi nulo. En lo relativo al equipamiento, se propone la continuación del Plan Renove de Electrodomésticos con el objetivo de sustitución de 500.000 equipos/año.

En el sector Servicios públicos, se propone la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de alumbrado público exterior existentes y de las instalaciones actuales de potabilización, abastecimiento, depuración de aguas residuales y desalación, además de otras relativas a la formación de gestores energéticos municipales y a la realización de estudios, análisis de viabilidad y auditorías en alumbrado público.

En el sector Agricultura y pesca, el Plan incluye medidas para la mejora de la eficiencia energética

de las instalaciones de riego, apoyo a la migración hacia la agricultura de conservación, y de los sistemas de riego por aspersión a sistemas de riego localizado, además de medidas de promoción y formación sobre técnicas de uso eficiente de la energía en el sector agrario y pesquero, así como de renovación de maquinaria.

Por último, en el sector Transformación de la energía, el objetivo propuesto es la instalación de 3.751 MW de nueva potencia de cogeneración hasta 2020, y la renovación de hasta 3.925 MW de potencia de cogeneración de más de 15 años de antigüedad. Asimismo, se prevén apoyos específicos para impulsar la cogeneración de pequeña potencia y no industriales y desarrollos normativos para la conexión a red de estas cogeneraciones.

Los objetivos de ahorro de energía final y primaria del presente Plan serán posibles como resultado de inversiones equivalentes a 45.985 M€ durante el conjunto del período de vigencia y aplicación del Plan. Estas inversiones corresponderán a inversiones autónomas realizadas por los agentes privados para adaptarse al nuevo marco normativo que pudiera derivarse del Plan y a inversiones que realizarán como resultado del efecto incentivador que tendrán los apoyos gestionados por el sector público.

Se espera que el Plan tenga un impacto socioeconómico favorable, tal y como se desprende de un estudio «ad-hoc» recientemente realizado con el fin de evaluar el impacto socioeconómico del ahorro y la eficiencia energética en España, según el cual se prevé un estímulo a la creación de empleo en el sector de la eficiencia energética, un sector

que representa actualmente en España el 1,8% del PB y que previsiblemente alcanzará el 3,9% en 2020, ocupando en ese año a más de 750.000 trabajadores.

Evolución del consumo y la intensidad en España. Comparación internacional

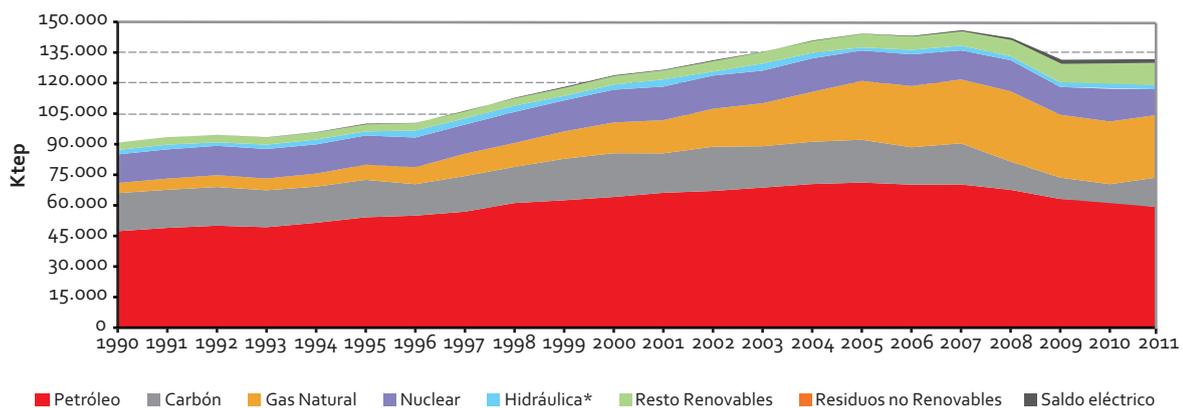
La demanda energética a nivel nacional, Gráfico 8.1, ha venido experimentando históricamente una transformación en cuanto a su estructura según fuentes energéticas, lo que ha llevado a una mayor diversificación energética, especialmente visible a partir de la segunda mitad de los años 90 cuando fuentes como el gas natural y las fuentes de energía renovables comienzan a ganar relevancia, frente a los productos petrolíferos y al carbón, tradicionalmente presentes en nuestra oferta energética. A ello han contribuido, entre otras medidas, las distintas políticas ligadas a la planificación energética, posibilitando las inversiones necesarias en infraestructuras para dar cabida a esa nueva generación tanto de origen renovable y gasista en el sistema energético. La tendencia observada en la demanda energética ha sido al alza en prácticamente todas las fuentes energéticas, registrándose un punto de inflexión con posterioridad al año 2004, momento a partir del cual se constata una moderación en la demanda con tendencia a la baja. Esta circunstancia obedece principalmente a la trayectoria seguida por el caso del carbón y del petróleo, cuyas demandas han registrado una contracción continuada desde entonces. Esto contrasta con la evolución seguida por el gas natural y las energías renovables, con incrementos progresivos en su demanda.



Sin embargo, esta dinámica se ha visto interrumpida por la coyuntura de la crisis económico-financiera que sufre nuestro país, así como los países de nuestro entorno, y cuyos efectos más inmediatos se evidencian a partir del año 2009. El impacto de la crisis y de la desaceleración de la actividad económica ha sido la caída brusca de la demanda energética asociada a todas las fuentes energéticas, salvo las renovables. La persistencia de la crisis incide en la evolución más reciente de la demanda, que desde entonces se mantiene estabilizada con cierta tendencia a la baja. De este modo, llegamos al 2011 con un descenso del 0,6% en la demanda de energía primaria, al que prácticamente todas las fuentes energéticas contribuyen, a excepción del carbón, cuya consumo ha experimentado un incremento del 74,1%, rompiendo así con la dinámica de años anteriores, debido a las condiciones de menor hidraulicidad del año.

La situación de las energías renovables, por primera vez desde el año 2006, muestra un cierto estancamiento, con una ligera disminución del 1,2% en su demanda. La causa de ello responde principalmente, a la menor hidraulicidad registrada durante el año 2011, lo que ha provocado un descenso del 27,6% en la producción y demanda asociadas. De igual modo, aunque en menor cuantía, la energía eólica ha visto disminuir su aportación a la demanda de energía primaria en un 4,1% respecto al año anterior. No obstante, no todas las energías renovables se han comportado de igual modo en el año 2011. Así, la biomasa, los biocarburantes y la energía solar han continuado incrementado su contribución a la demanda de energía primaria, respectivamente en un 3,3%, 17,8%, y 53,4%, lo que evidencia en el caso de la energía solar el mantenimiento de un ritmo de actividad similar al de años anteriores.

GRÁFICO 8.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS



Nota: Incluye Mini Hidráulica.
FUENTE: MINETUR/IDAE.

La estructura de la demanda energética y su evolución, unida al potencial de producción interior según fuentes, condiciona una dependencia

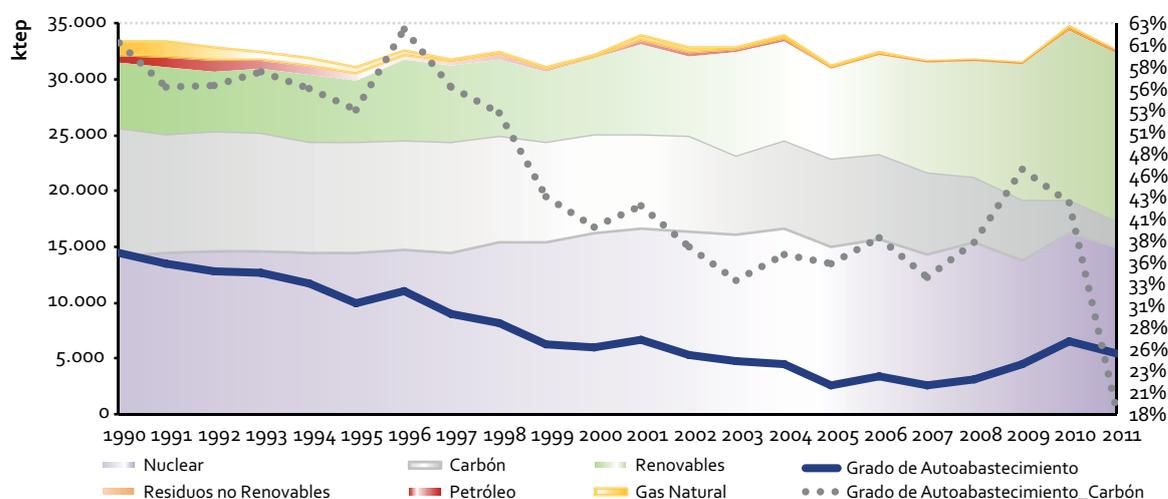
energética elevada, por encima de la media europea, Gráfico 8.2. En general, la tendencia registrada ha sido desfavorable hasta el año 2005,



momento en que las energías renovables entran con fuerza en el escenario energético. Ello ha contribuido a una cierta mejora del autoabastecimiento energético hasta llegar al 26,4% en 2010, tras lo cual se observa un ligero empeora-

miento, que parece estar relacionado con el mayor consumo energético asociado al carbón, mayoritariamente de origen foráneo, como evidencia la caída del grado de autoabastecimiento de este recurso en 2011.

GRÁFICO 8.2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA Y DEL GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO



FUENTE: MINETUR/IDAE.

En línea con lo anterior, la evolución del indicador de la intensidad de la energía primaria en España sigue la tendencia del consumo de energía primaria a lo largo del periodo de análisis: incremento continuado en la década de los 90 hasta el año 2004, seguida de una posterior inversión en la tendencia hasta llegar al año 2009, a partir del cual se introduce una perturbación en la evolución del indicador. Con anterioridad a la manifestación de los efectos de la actual crisis, cabe destacar la mejora de la intensidad de la energía primaria en España durante el periodo precedente, produciéndose una convergencia en el progreso entre el indicador nacional y su homólogo europeo, tal como se muestra en el Gráfico 8.3. En concreto,

durante el periodo 2004-2009 el indicador nacional evoluciona a un ritmo de mejora anual incluso superior al del indicador correspondiente a la media europea.

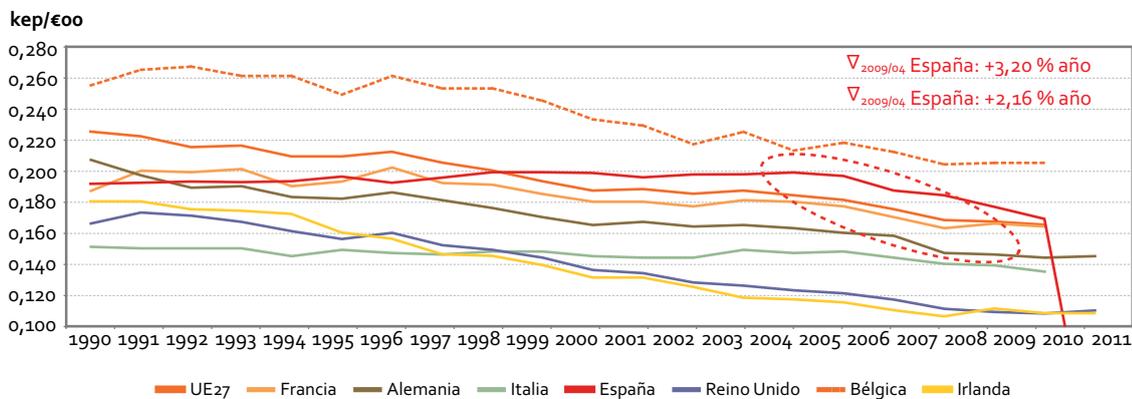
Diversos factores subyacen en la mejora observada a nivel nacional, Gráfico 8.4, entre los que se puede mencionar el impacto favorable en nuestro sistema energético de tecnologías de generación eléctrica asociadas a las energías renovables y al gas natural, como la cogeneración y los ciclos combinados. Así, la mejora del rendimiento de transformación de estas tecnologías y fuentes, unida al efecto positivo de la generación de carácter descentralizado, vinculada a la cogeneración y



energías renovables, ha incidido en la mejora de la eficiencia del sistema de transformación energética. A esto se suma el efecto derivado de cambios estructurales en nuestra economía, así como de las políticas de eficiencia energética, de impacto favorable en la moderación de la demanda de

energía. Con posterioridad, los efectos de la crisis sobre la actividad económica y demanda energética asociada, así como la evolución coyuntural de la energía nuclear en 2010 y del carbón en 2011 contribuyen a explicar una cierta ralentización de la eficiencia del sistema transformador.

GRÁFICO 8.3. INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y UE

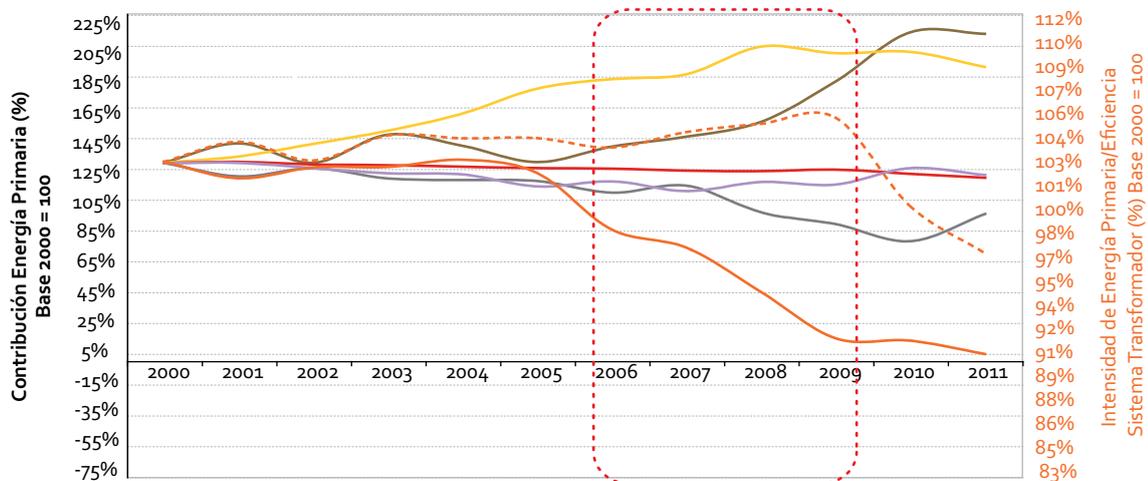


FUENTE: EnR/IDAE.

Esto a su vez, repercute en la evolución posterior más moderada de la intensidad primaria, sobre la que interviene adicionalmente la naturaleza

estructural de los cambios observados en el conjunto de la economía a consecuencia de la crisis.

GRÁFICO 8.4. IMPACTO DE LA EVOLUCIÓN DE LA ESTRUCTURA DEL SISTEMA ENERGÉTICO EN LA EFICIENCIA DEL SISTEMA TRANSFORMADOR Y LA INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA



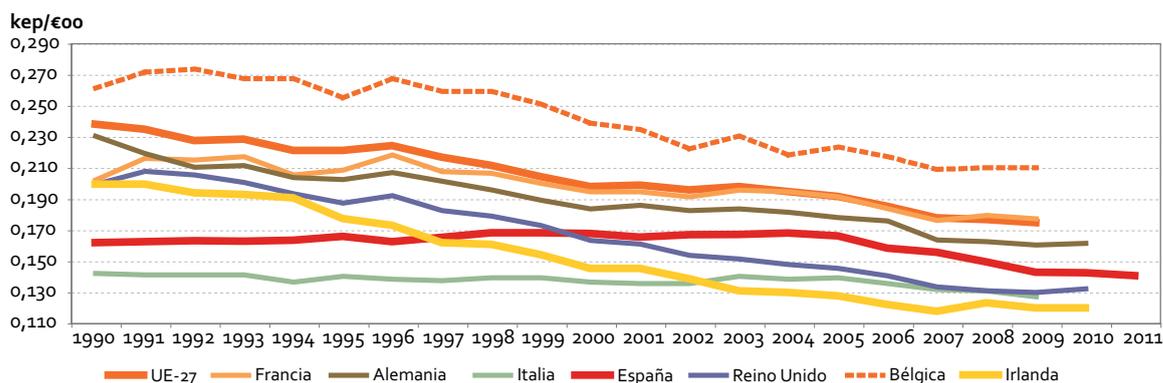
FUENTE: MINETUR/IDAE.

Considerando todo lo anterior, la disminución de la demanda energética en un 0,61% en 2011, unida a una leve mejora del 0,7% del *Producto Interior Bruto (PIB)* en dicho año, se obtiene una mejora del 1,3% en la intensidad de energía primaria. Se puede afirmar la confluencia de factores estructurales ligados a la crisis, así como ajenas a ésta, iniciados con anterioridad, junto a otros factores relacionados como los ya mencionados, vigentes con anterioridad a la crisis, y que en la actualidad siguen ejerciendo un impacto favorable en la evolución de la eficiencia global, super-

poniéndose a otros efectos de carácter coyuntural, ligados a la desaceleración y ralentización en nuestra economía.

El análisis del indicador en términos de paridad de poder de compra, Gráfico 8.5, permite una comparación más ajustada de las tendencias entre países en cuanto a intensidad energética. Este análisis tiene como objeto atenuar las diferencias existentes entre países en cuanto al nivel de precios, dando lugar a un ajuste en el PIB de los distintos países, y con ello en la intensidad.

GRÁFICO 8.5. INTENSIDAD DE ENERGÍA PRIMARIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA ESPAÑA Y UE



UE27 = Referencia.
FUENTE: EnR/IDAE.

El análisis los consumos finales de energía permite observar una tendencia análoga ala energía primaria, mostrando las mismas singularidades en su evolución. En el año 2011, Gráfico 8.6, el consumo de energía final, continúa descendiendo a un ritmo más acusado que el anterior, registrando un descenso del 4,7%, participado por todas las fuentes energéticas, excluyendo a las energías renovables, cuya demanda térmica se ha incrementado en un 9%. Entre estas fuentes, en términos relativos, destacan los biocarburantes y la energía solar térmica por ser las que mayor actividad han regis-

trado durante el 2011, con crecimientos respectivos del 17,8% y 9,8% en su demanda. No obstante, es la biomasa, con un incremento del 6% en su demanda, el recurso renovable más relevante en cuanto a su aportación a la demanda de energía final, representando el 69% de toda la aportación renovable a dicha demanda. Una excepción dentro de los recursos renovables es el biogás, que registra una contracción del 8,7% en su demanda. En general, la evolución favorable mantenida por las energías renovables en 2011 ha sido impulsada por las demandas procedente de los sectores

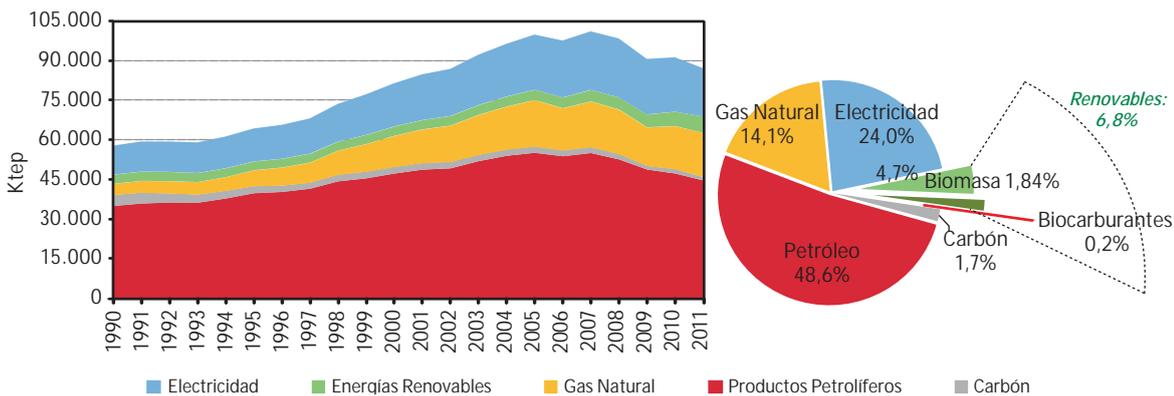


transporte y edificios, especialmente los del ámbito residencial, viéndose esto último reforzado por distintas medidas, entre las que cabe mencionar los *Programas SOLCASA, GEOTCASA y BIOMCASA*, orientadas al impulso del uso térmico de las energías renovables en los edificios.

En 2011, y en contraste con las energías renovables, las restantes fuentes energéticas de naturaleza fósil, evidencian un declive en sus demandas

que oscilan entre el 3% en electricidad y el 10,6% en gas natural. Sin embargo, en términos absolutos, considerando la contribución a la demanda, el impacto mayor viene de la mano de los productos petrolíferos y del gas natural, que conjuntamente representan el 94% de la disminución de la demanda final. Los sectores industria y transporte están detrás de esta evolución, dado el protagonismo de estas fuentes en dichos sectores, así como la sensibilidad de los mismos frente a la actual crisis.

GRÁFICO 8.6. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR FUENTES



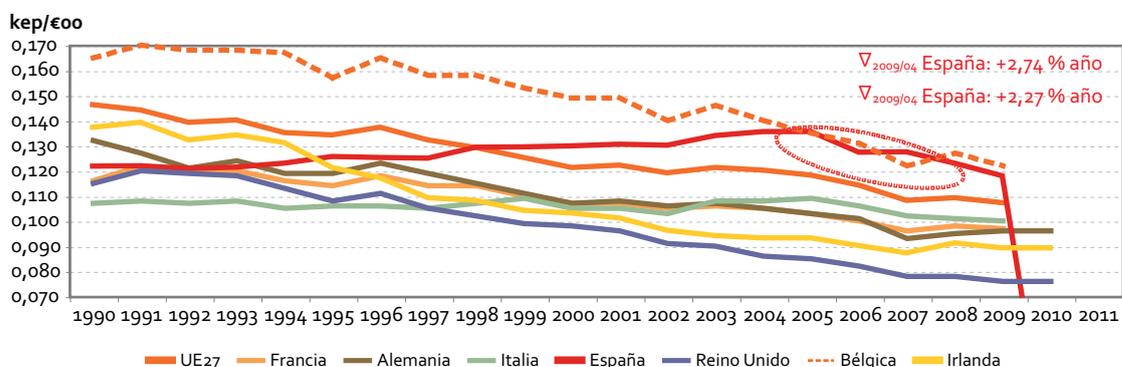
FUENTE: MINETUR/IDAE.

La consideración conjunta de lo anterior unida a la evolución reciente de la productividad de la economía conduce a un descenso del 5,4% en la intensidad de la energía final, por encima del decremento del 1,3% observado en la intensidad primaria. Esta 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 8.7, evidencia, de igual modo que en el 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.



GRÁFICO 8.7. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE

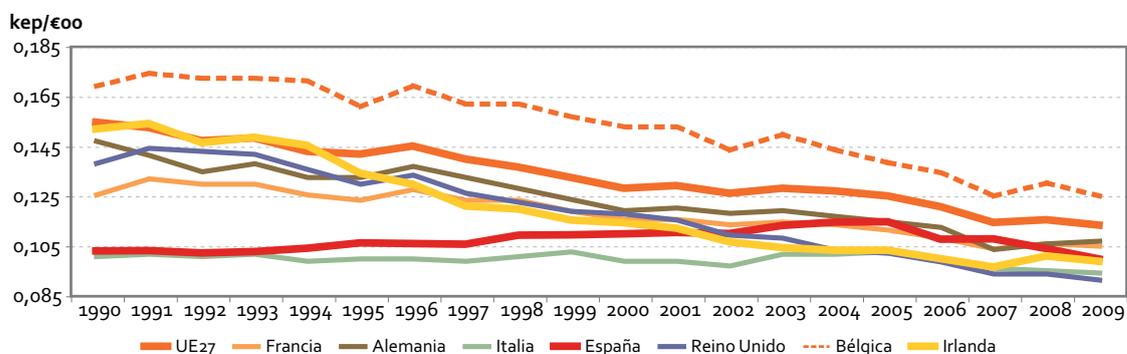


FUENTE: EnR/IDAE.

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.

El ajuste de este indicador a paridad de poder de compra, Gráfico 8.8, refleja conclusiones similares, mejorando la posición nacional respecto a la media europea, debido a la corrección aplicada sobre el diferencial de precios entre países.

GRÁFICO 8.8. INTENSIDAD FINAL A PARIDAD DE PODER DE COMPRA



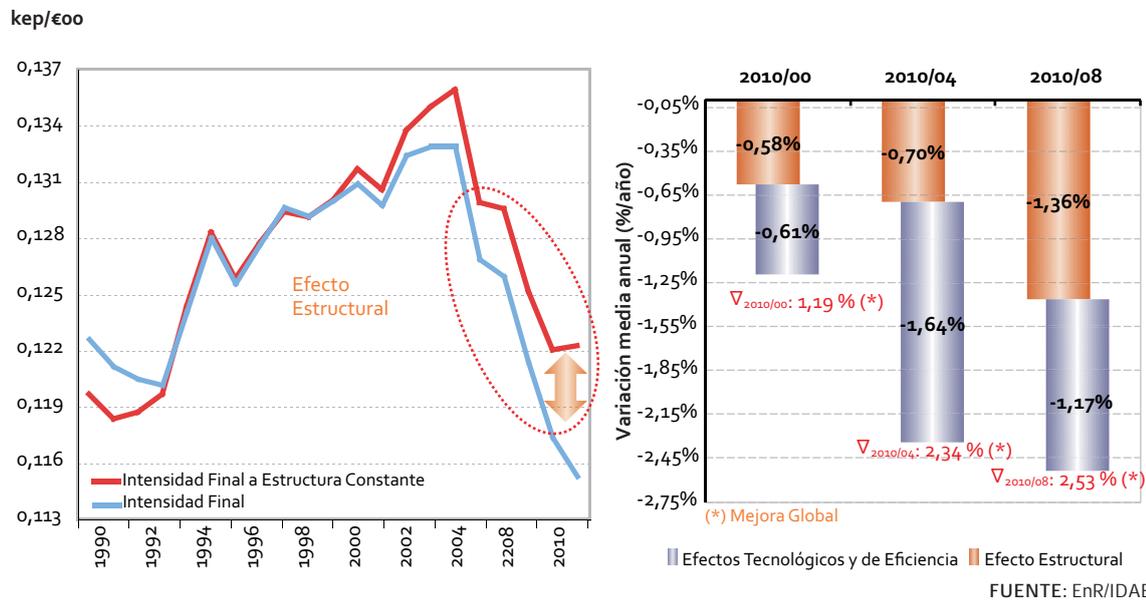
UE27 = Referencia.
FUENTE: EnR/IDAE.

Un análisis complementario de la evolución comparada de la intensidad de energía final real y la correspondiente a estructura constante del 2000, Gráfico 8.9, permite distinguir la incidencia de distintos factores, tales como los cambios estructurales, comentados con anterioridad. De acuerdo a la información disponible, se puede apreciar la mayor relevancia de los factores tanto de componente tecnológico

como de los vinculados a políticas de eficiencia a partir del año 2004, en que la intensidad invierte la tendencia ascendente mantenida hasta entonces. De igual modo, el balance del periodo 2008-2010, 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.



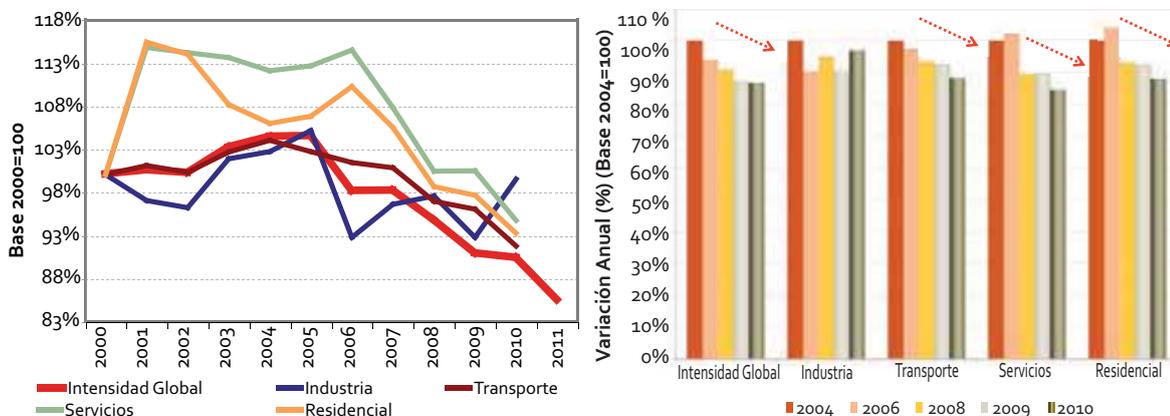
GRÁFICO 8.9. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL A ESTRUCTURA CONSTANTE



La evolución más reciente en términos relativos de las intensidades de energía final a nivel sectorial y global, permite observar tendencias diferenciadas según los sectores y tramos temporales, Gráfico 8.10. Así, los sectores residencial y terciario muestran un mayor crecimiento relativo hasta llegar al año 2004, 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, muestra la mayor sensibilidad de la intensidad global a la evolución de los mismos. A partir del año 2004, la tendencia generalizada es la mejora continuada de todos los indicadores, salvo el de la industria, donde el comportamiento es más errático.

GRÁFICO 8.10. EVOLUCIÓN DE LAS INTENSIDADES DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA: GLOBAL Y SECTORIALES



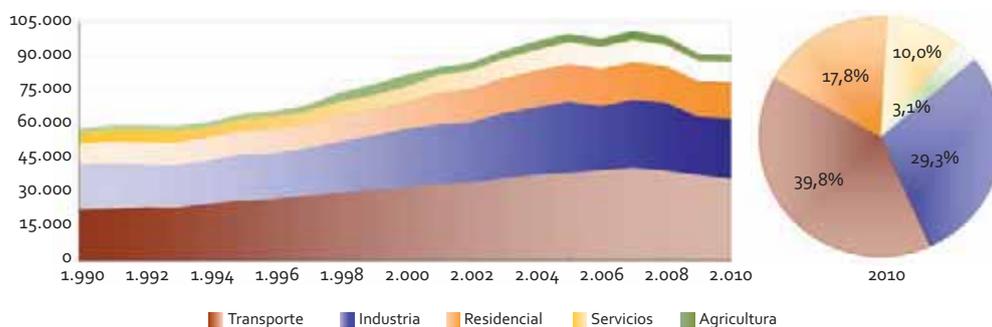
Nota: Intensidades con corrección: climática en los sectores Servicios y Residencial

Análisis Sectorial de la Eficiencia Energética

Atendiendo a la última información disponible sobre la sectorización de la demanda de energía final, Gráfico 8.11, se observa una continuidad en la estructura sectorial de la misma, manteniendo el sector transporte el primer puesto con un consumo

próximo al 40% del total. A más distancia le sigue la industria, con cerca del 30% de toda la demanda, si bien este sector viene mostrando una pérdida progresiva de peso en la demanda global frente al conjunto de sectores agrupados bajo la etiqueta «Usos Diversos», cuya demanda agregada supera a la de la industria desde el año 2006.

GRÁFICO 8.11. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL

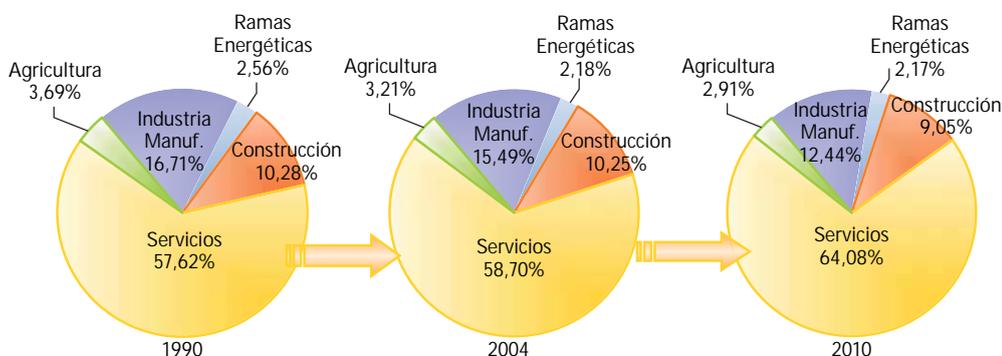


Nota: Usos no Energéticos Excluidos.
FUENTE: EnR/IDAE.

Esta particularidad se ve reforzada por la situación que atraviesa la economía española, que afecta muy directamente al sector industria, y que provoca una merma en la aportación del sector industrial a la riqueza económica nacional; agudizándose así el efecto de terciarización en nuestra

economía, visible desde la década de los 70, y en progresión, según se muestra en el Gráfico 8.12. La concurrencia de este fenómeno unida a la evolución sectorial del consumo energético, sin duda alguna, repercute en la intensidad energética de la economía, tal y como se expone a continuación.

GRÁFICO 8.12. EVOLUCIÓN DE ESTRUCTURA SECTORIAL DEL PRODUCTO INTERIOR BRUTO



FUENTE: IDAE/INE.

Notas: Cálculos sobre PIB sin impuestos.
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, de 10 de agosto de 2010, que modifica el Reglamento (CE) 2223/96 del Consejo por lo que se refiere a las adaptaciones de las cuentas nacionales.



Sector Industria

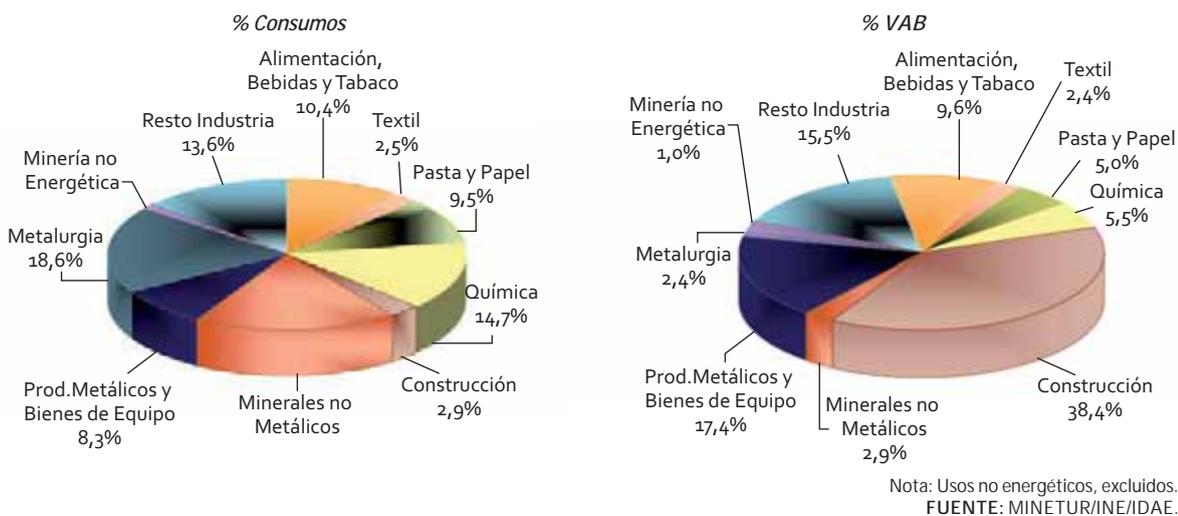
A pesar de la tendencia al retroceso de la industria en cuanto a estructura sectorial de la demanda y de la aportación al PIB, la composición sectorial de este sector en España determina cierta resistencia a la mejora de la intensidad asociada, tal y como se desprende de la distinta participación de las ramas de la industria española en el consumo y contribución al Valor Añadido Bruto del conjunto del sector.

Así, la industria española se caracteriza por integrar 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 a la productividad del sector en su conjunto. Es decir, no existe una correspondencia entre el peso que estas ramas presentan en términos económicos y energéticos, Gráfico 8.13.

Esta falta de correspondencia alcanza su máxima expresión en las ramas de la Metalurgia y los Minerales No Metálicos, cuya participación en la demanda energética global del sector del orden de siete veces superior a su contribución en el Valor Añadido Bruto del sector industrial. Esta circunstancia, como se explicará más adelante, justifica en buena parte la mayor intensidad energética de la industria española frente a otros países con diferente modelo industrial productivo.

Cabe destacar la estrecha relación de estas dos ramas con los sectores de la construcción y automoción, tradicionalmente de gran importancia en la economía nacional y en su competitividad, ahora seriamente afectados por la crisis desatada a partir del año 2008, lo que no deja indiferente a las ramas mencionadas, así como a otras cuyas actividades mantengan relación con dichos sectores.

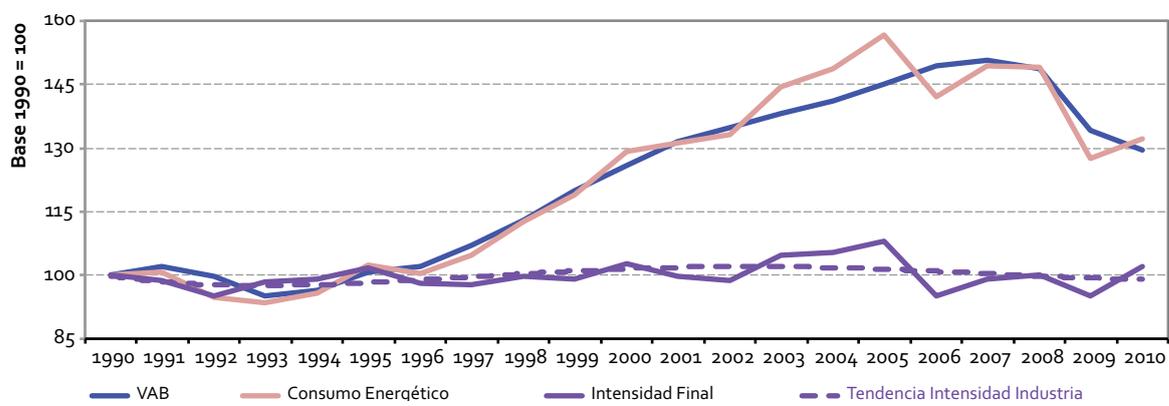
GRÁFICO 8.13. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIA POR RAMAS EN 2010



De acuerdo a la información más reciente disponible a nivel sectorizado, la demanda energética de la industria en el año 2010 registra un incremento del 3,6%, ascendiendo a 26.523 ktep, que parece apuntar a una cierta reactivación de la actividad

de este sector durante dicho año, como lo demuestra la evolución del Valor Añadido Bruto, que muestra en dicho año una desaceleración en la caída registrada desde el 2008, según pone de manifiesto el Gráfico 8.14.

GRÁFICO 8.14. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR INDUSTRIA



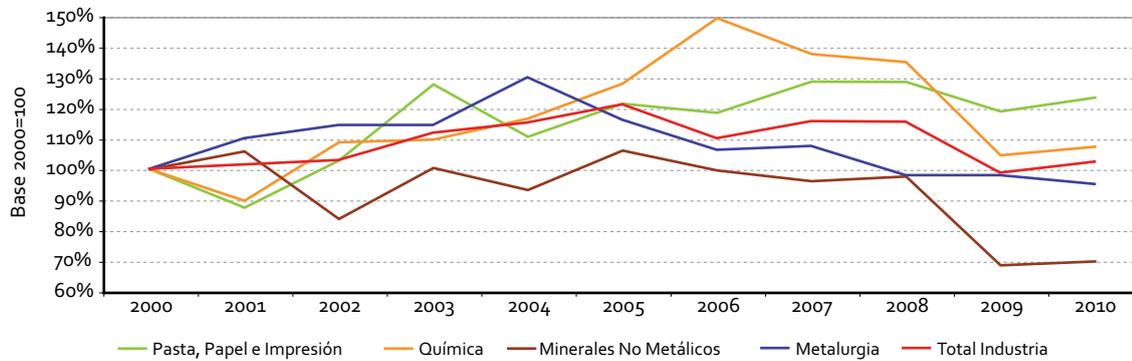
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

El crecimiento observado en la demanda obedece principalmente al incremento del 6,6% de la demanda asociada al gas natural, cuya contribución a la demanda energética global de este sector es del 41,4%. Otros productos energéticos que contribuyen al aumento de la demanda total en 2010 son las energías renovables y el carbón, que registran incrementos respectivos del 5,8 y 23,8%. En el caso de los productos petrolíferos la demanda energética experimenta una contracción del 2,1%.

El aumento de la demanda unido a la caída observada en el VAB conduce a un aumento de la intensidad energética del 7,1%, manteniendo un comportamiento errático de años anteriores, con cierta tendencia a la estabilización. Como ya antes se ha anticipado, este sector presenta inercia a la mejora de la intensidad que guarda relación con su estructura sectorial, y en especial con algunas ramas cuya mayor intensidad energética determina el curso de evolución de la intensidad del conjunto de la industria, Gráfico 8.15.



GRÁFICO 8.15. EVOLUCIÓN COMPARATIVA DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR INDUSTRIA Y DE LAS RAMAS INDUSTRIALES MÁS INTENSIVAS



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

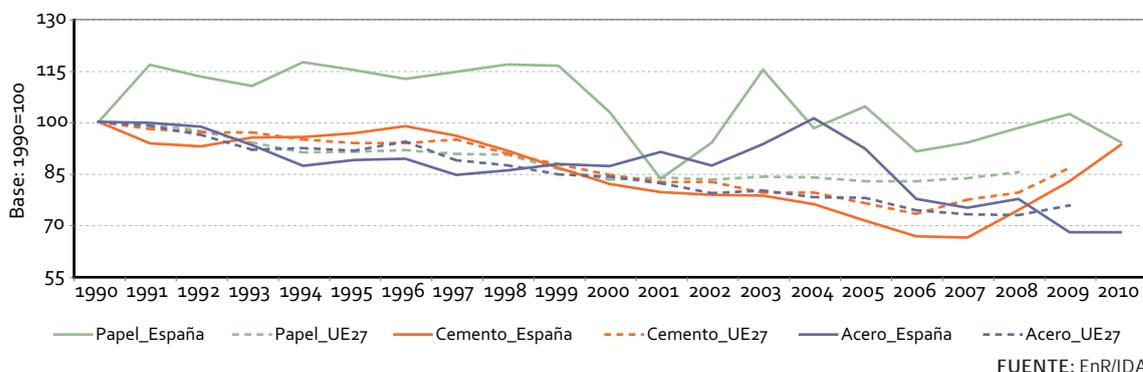
La evolución reciente viene condicionada por la crisis, ocasionando una paralización en el ritmo de actividad de las empresas industriales, lo que distorsiona la operatividad de las instalaciones y equipamiento asociado, así como un empeoramiento de su rendimiento y eficiencia. Esto mismo se concluye del análisis relativo a la evolución del consumo unitario asociado a la producción de estas ramas, que hasta antes de la crisis venían mostrando una mejora a consecuencia de diversas mejoras como las implementadas en procesos ligados a la industria cementera y siderúrgica, tales como la producción vía seca o mediante arco eléctrico en uno y otro caso. A partir del año 2008, con la llegada de la crisis, se observa un repunte que persiste en la actualidad en relación al cemento, incluido en la rama de Minerales no Metálicos. Esto obedece principalmente al hecho

derivado de la menor actividad que determina que el equipamiento implicado ya sea calderas, hornos o motores funcione por debajo de su plena capacidad, con el resultado de una menor eficiencia, así como a la existencia de demandas energéticas fijas e independientes del nivel de actividad como las vinculadas a la iluminación, calefacción y acondicionamiento de las instalaciones, etc.

Así, en periodos de recesión como el actual, se observa que la demanda energética no sigue la misma pauta que la actividad, distorsionándose la evolución del consumo unitario, tal como se aprecia en el Gráfico 8.16, en el periodo 2009 y 2010, tanto en España como en los países de nuestro entorno geográfico.



GRÁFICO 8.16. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO UNITARIO (TEP/T) DE LAS RAMAS INDUSTRIALES MÁS INTENSIVAS EN ESPAÑA Y UE

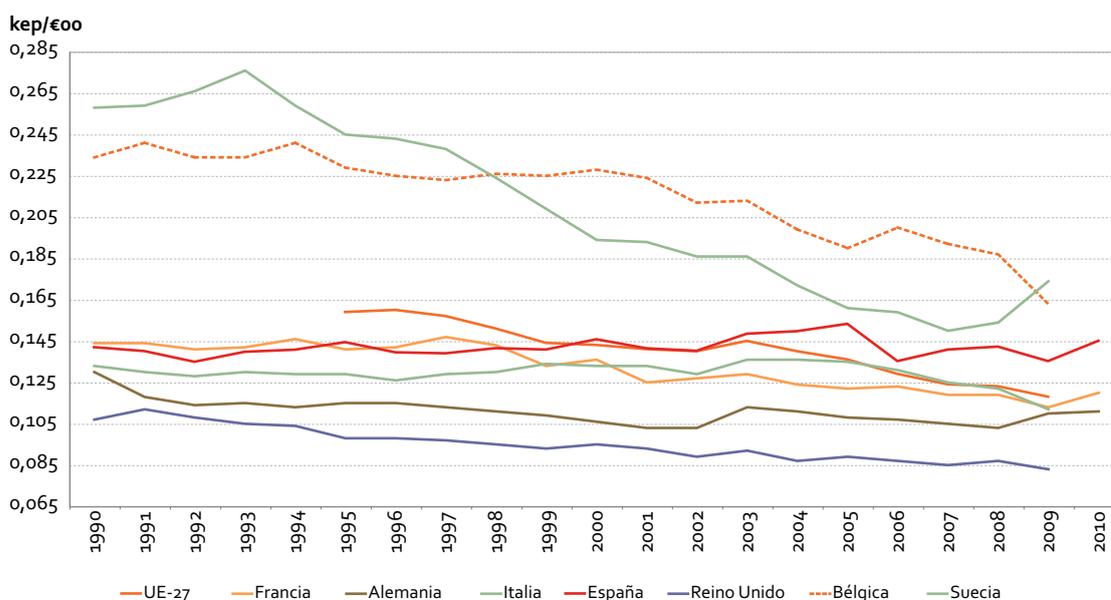


FUENTE: EnR/IDAE.

Atendiendo a la comparación a nivel de la UE de la intensidad industrial, Gráfico 8.17, se puede observar para el indicador nacional unos valores superiores a la media europea, cuya estructura tiende a la integración de ramas menos intensivas como las ligadas a los bienes

de equipo. Ello explica una tendencia a la mejora de la intensidad global de la industria comunitaria, favorecida por cambios estructurales de la industria manufacturera, circunstancia que encuentra mayor resistencia en la industria nacional.

GRÁFICO 8.17. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR INDUSTRIA EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.



Sector Transporte

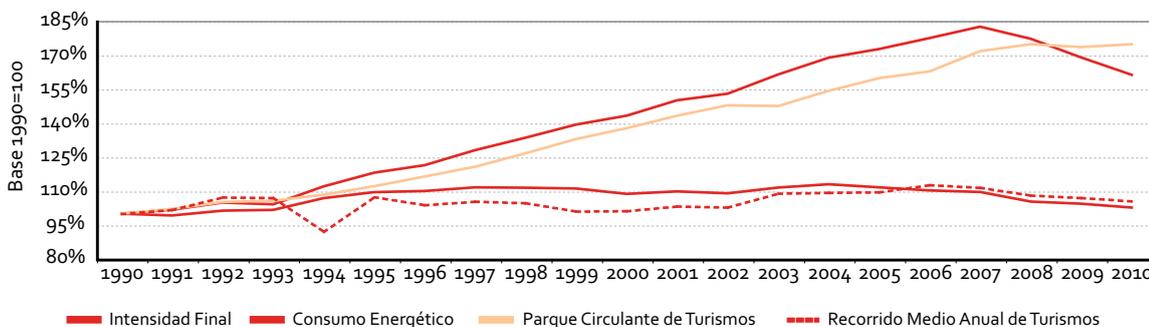
De acuerdo a la última información sectorial disponible relativa al 2010, se aprecia una notable reducción en la demanda del sector transporte, del orden del 4,5%, sin que ello suponga una pérdida de representatividad en la demanda global. La causa apunta a los productos petrolíferos, que suponen el 94,8% de la demanda energética de este sector, y experimentan durante el 2010 una importante contracción en su consumo. Un caso contrario es el de los biocarburantes, cuya demanda se ha visto incrementada en un 30%, manteniendo así el ritmo progresivo de los últimos años, que tiene como principal destinatario el transporte en carretera, con una sustitución progresiva de los carburantes de origen fósil.

En general, la razón del elevado consumo energético del sector transporte obedece a factores diversos, Gráfico 8.18, como la alta movilidad, ligada sobre todo al transporte de mercancías y pasajeros en carretera, el uso del vehículo privado, los niveles de motorización, destacando en este sentido la dieselización del parque nacional, a un ritmo superior al del conjunto de la UE, la antigüe-

dad del parque automovilístico, la posición geográfica española, desplazada del centro de gravedad de la actividad económica, más hacia al norte de Europa, lo que convierte a nuestro país en zona de paso para el tráfico de mercancías por carretera. A esto se suma el relativo bajo nivel de los precios de los carburantes, lo que incentiva un mayor consumo. En suma, todos estos factores conducen a una elevada intensidad energética de este sector, del orden de un 40% superior a la media europea.

Con relación al último factor antes mencionado, cabe destacar que el menor precio de los carburantes, contribuye al fenómeno conocido como «border-trade», asociado a ventas a países fronterizos, efectuándose el consumo fuera de nuestro país. A fin de determinar el consumo doméstico y aislar el producido fuera de nuestras fronteras, algunos países con circunstancias similares, como Austria, realizan una corrección, que puede llegar a alcanzar el 20% del consumo del transporte en carretera. La aplicación a España de un método de ajuste similar conduciría a una disminución del consumo doméstico y, con ello, a una mejora del correspondiente indicador de intensidad.

GRÁFICO 8.18. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR TRANSPORTE

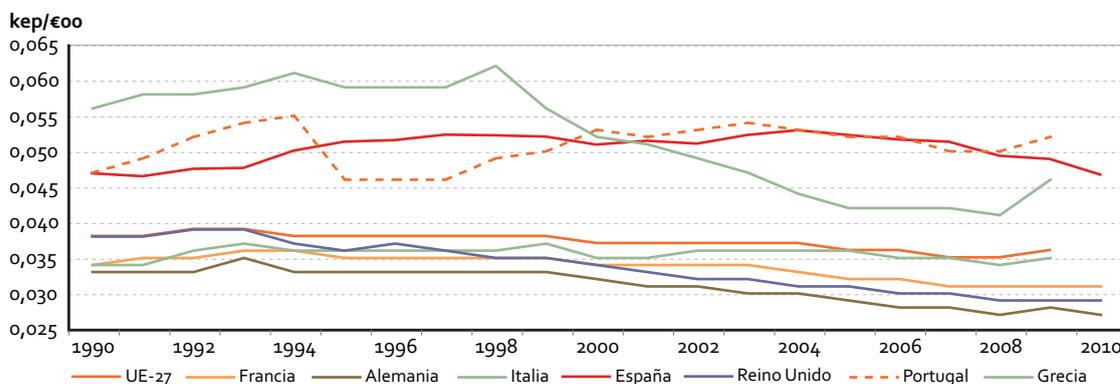


FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

Un análisis comparativo de la evolución de la intensidad asociada al transporte, pone de relieve la mayor intensidad del transporte nacional, tal y como puede apreciarse en el Gráfico 8.19. No obstante, se constata una tendencia a la baja a partir del 2004, lo que conduce a una mayor convergencia entre los indicadores nacional y europeo. Por otra parte, esta circunstancia se ve reforzada por

la actual coyuntura de crisis, que al repercutir sobre el nivel general de actividad económica, no deja indiferente a este sector, registrando en consecuencia una menor movilidad asociada al tráfico de mercancías y de pasajeros. Ello explica la disminución del 4,5% en la intensidad energética observada en 2010.

GRÁFICO 8.19. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

Usos Diversos: Sector Residencial y Sector Terciario

Los sectores identificados dentro de «Usos Diversos», como ya se ha mencionado con anterioridad, han ido cobrando mayor importancia a efectos de su participación en la demanda de energía final, superando desde el año 2006 a la del sector industrial. Gráfico 8.10. Se puede comprobar, Gráfico 8.10, el mayor crecimiento en términos relativos durante la última década de las intensidades asociadas a este sector, si bien, de manera análoga al resto de sectores, las mismas muestran una inversión en la tendencia a partir del año 2004. Cerca del 90% de la demanda total del sec-

tor es absorbida por los sectores servicios y residencial.

Estos último sectores, al igual que los anteriores, manifiestan sensibilidad a la actual situación económica, de especial impacto en 2009, año en el que la demanda energética se redujo en un 4,8%, mostrando una leve recuperación en 2010, con un incremento del 0,7% asociado a las demandas del sector residencial, así como a una cierta reactivación de la actividad económica del sector servicios, especialmente impulsado por el turismo. El incremento observado en la demanda se debe principalmente al gas natural, cuyo consumo ha aumentado en un 11,7%.



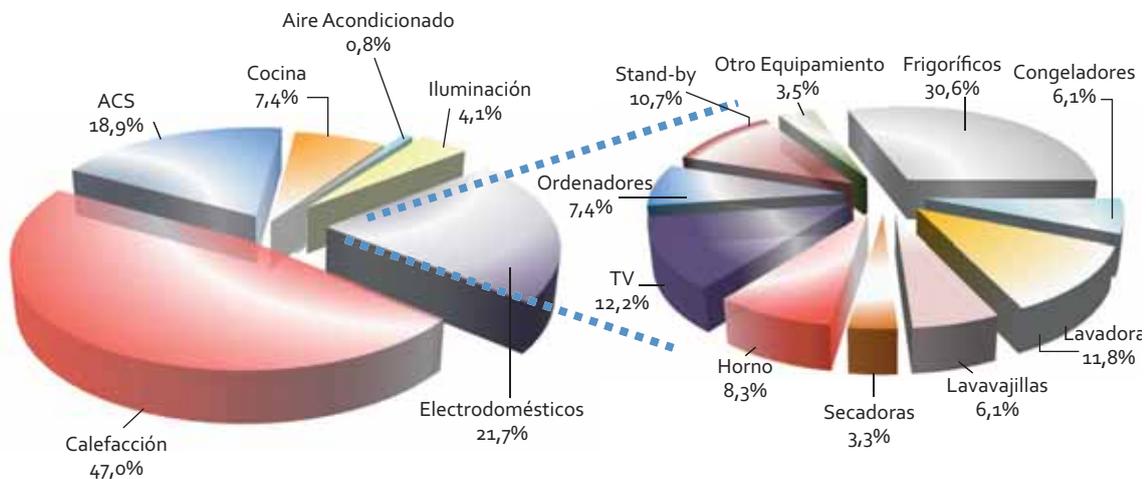
Sector Residencial:

Teniendo en cuenta la última información disponible sobre la sectorización de consumos correspondiente al año 2010, se observa un incremento del 1,9% en la demanda de este sector, ascendiendo a 16.103 ktep, lo que equivale al 57,7% del consumo del Sector Usos Diversos y al 17,8% del consumo energético nacional.

Atendiendo a la naturaleza de las fuentes energéticas con las que se satisfacen las demandas del sector residencial se obtiene un reparto entre fuentes de origen fósil y de origen eléctrico

co en una relación 65%/35%, lo que da idea de la importancia que tiene en este sector los usos de tipo térmico. Más concretamente, de acuerdo al estudio *SECH-SPAHOUSEC* relativo al «Análisis del consumo energético del sector residencial en España», promovido por EUROSTAT y realizado por el IDAE, se desprende que el grueso del consumo en 2010 se concentra en la cobertura de la demanda de calefacción, Gráfico 8.20. En un siguiente orden de magnitud, el equipamiento electrodoméstico absorbe cerca de la cuarta parte del consumo total, destacando los frigoríficos entre el equipamiento más consumidor.

GRÁFICO 8.21. CONSUMO ENERGÉTICO UNITARIO SEGÚN TIPO DE VIVIENDA



FUENTE: MINETUR/IDAE.

Asimismo, el estudio permite concluir la relevancia de los sistemas de «Standby» asociados a ciertos equipamientos electrodomésticos, cuyo consumo alcanza el 2,32% del consumo total, valor superior al del aire acondicionado, ligeramente inferior al 1%. No obstante el bajo consumo del aire acondicionado, al tratarse de un consumo

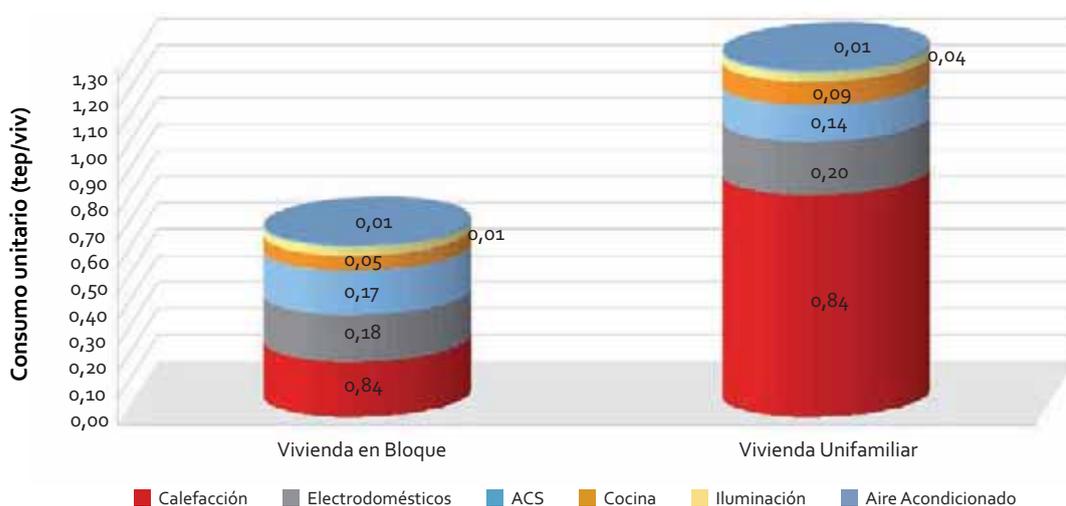
estacional, se encuentra concentrado en un breve periodo de tiempo, que puede ocasionar puntas de demanda, con dificultades en la gestión de las mismas.

El estudio SECH-SPAHOUSEC ha realizado un análisis diferenciado por tipos de vivienda llegando

do a la conclusión de que las viviendas en bloque son responsables del 53% del consumo total del sector residencial dado el mayor tamaño del parque de este tipo de viviendas. Sin embargo, atendiendo al consumo por tipo de vivienda, Gráfico 8.21, son las viviendas unifamiliares las que más consumen, dada su mayor superficie, su mayor grado de ocupación y la preferencia por sistemas basados en fuentes de origen fósil. Así, conside-

rando el consumo medio por hogar, desagregado por tipos de usos se aprecia que los consumos de las viviendas unifamiliares superan los de las viviendas en bloque, sobre todo en lo relativo a la calefacción. En conjunto, el consumo total de una vivienda unifamiliar duplica al de la vivienda en bloque, siendo el consumo de calefacción cuatro veces superior.

GRÁFICO 8.21. CONSUMO ENERGÉTICO UNITARIO SEGÚN TIPO DE VIVIENDA



FUENTE: MINETUR/IDAE.

Atendiendo al indicador de la intensidad de energía, en 2010, se ha registrado un aumento de un 1,1%, rompiendo la tendencia a la baja de años anteriores. Como balance general, se observa que el indicador mencionado ha mostrado en la década de los 90 una tendencia al alza, ocasionada por varios factores de carácter sociodemográfico y económico, como la situación de bonanza económica que facilitó una mayor demanda de confort, un cambio hacia hábitos y estilos de vida más consumistas, el equipamiento progresivo de las viviendas, el aumento del número de hogares, estrechamente vinculado a la

inmigración, el incremento de la superficie media de las viviendas, etc. Esta tendencia se trunca a partir del año 2004, registrando desde entonces una mejora continua que se mantiene hasta el año 2009, en que los efectos inducidos por la crisis se hacen más evidentes no solo en este sector sino también en los restantes como ya se ha visto. En consecuencia, el efecto de la crisis en 2009 da lugar a un descenso más acusado de la intensidad en este sector, debido a una moderación en la demanda, a lo que se suman los beneficios derivados de la penetración reciente y progresiva del equipamiento electrodoméstico y de

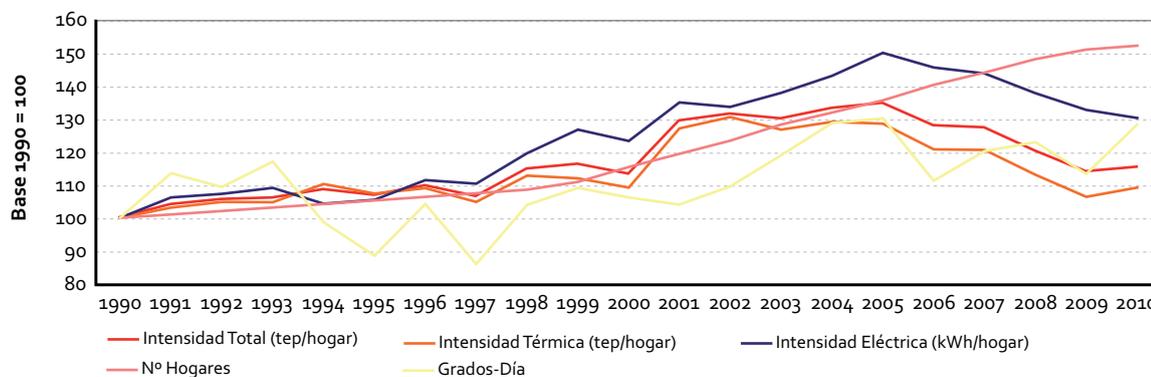


iluminación de mayor eficiencia en los hogares, así como otros efectos incipientes vinculados a los requerimientos legislativos más exigentes en materia de eficiencia en el sector de la edificación. A ello se suma la climatología más benévola registrada durante el año 2009, lo que refuerza la caída de la demanda energética al disminuir las necesidades de calefacción. En el año 2010, se observa un repunte de la intensidad, a lo que contribuye el empeoramiento de las temperaturas en dicho año.

El análisis de la evolución del indicador de intensidad desagregado en la *intensidad térmica y eléctrica*, Gráfico 8.22, permite observar un crecimiento superior del indicador de intensidad eléctrica, lo que, por una parte, se relaciona con la adquisición y penetración

del equipamiento electrodoméstico 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 a la climatización. Sin embargo, con posterioridad al 2004 se aprecia un cambio de tendencia en ambos indicadores, iniciando un periodo de descenso, más estabilizado en el caso de la intensidad eléctrica, manteniendo este último indicador esta tendencia en 2010. Esto podría obedecer a la renovación y saturación del equipamiento electrodoméstico en los hogares españoles en los últimos años. La intensidad térmica, en cambio, se incrementa en 2010, debido a las mayores demandas de calefacción, entre otras, potenciadas por el empeoramiento climatológico observado en 2010.

GRÁFICO 8.22. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR RESIDENCIAL



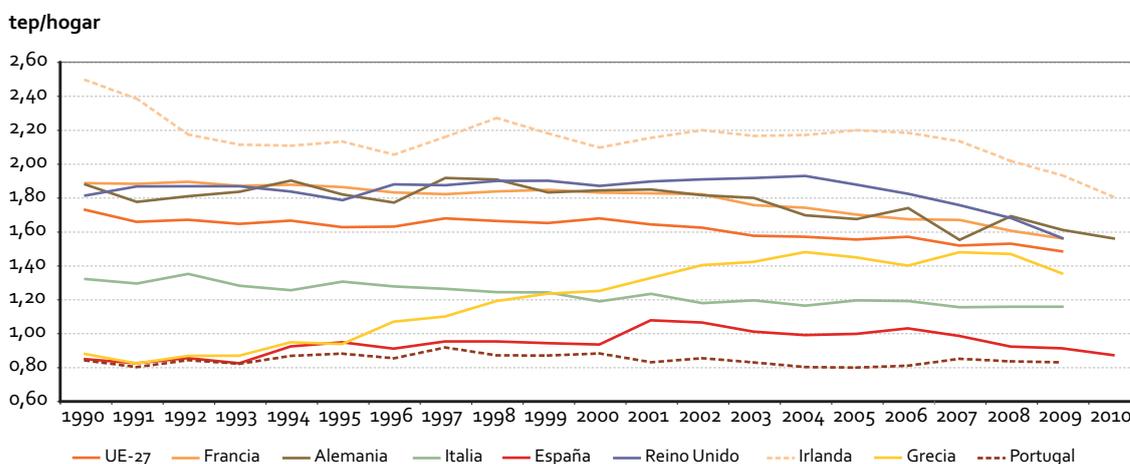
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

La corrección del indicador según el clima tiene por objeto ajustar el impacto de las variaciones entre inviernos. En un análisis comparativo de este nuevo indicador en los países de la UE, Gráfico 8.23, destaca España, junto a Portugal, por sus bajos niveles de intensidad. Esto obedece a la mejor climatología de los países del sur de Europa, que conlleva menores necesidades de calefacción,

que en el caso de España alcanza del orden del 47% de toda la demanda del sector residencial, es decir veinte puntos porcentuales por debajo de la media europea. Teniendo en cuenta que este tipo de uso es el más importante a efectos energéticos, se entiende como su menor peso conduce a una menor intensidad, alrededor de un 35-40% inferior a la media europea.



GRÁFICO 8.23. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL CON CORRECCIÓN CLIMÁTICA ESPAÑA Y UE



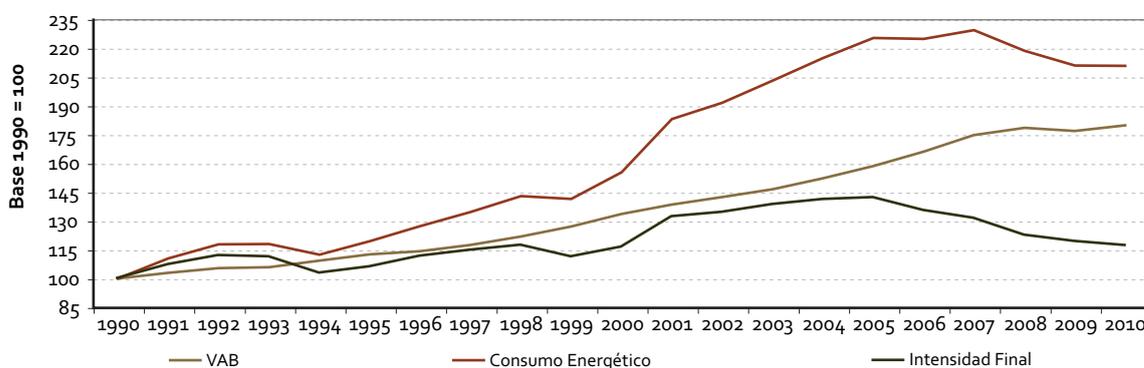
FUENTE: INE/IDAE/EnR.

Sector Servicios:

Según los datos más recientes disponibles sobre el consumo sectorizado, se observa que en el año 2010, el sector servicios se ha mantenido prácticamente estable en lo que se refiere a su demanda energética, con un ligero decremento, apenas perceptible. Esto unido al aumento del 1,7% en el

Valor Añadido Bruto del sector ha supuesto una mejora de la intensidad del 1,7%. En general, la tendencia de este indicador en la última década ha sido al alza hasta el año 2005 en que la evolución de la productividad económica del sector por encima de su demanda energética, supone una ruptura, marcando el inicio de una mejora en su intensidad energética.

GRÁFICO 8.24. PRINCIPALES INDICADORES DEL SECTOR SERVICIOS



FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

Más recientemente, la evolución mostrada se corresponde con la coyuntura de la actual crisis,

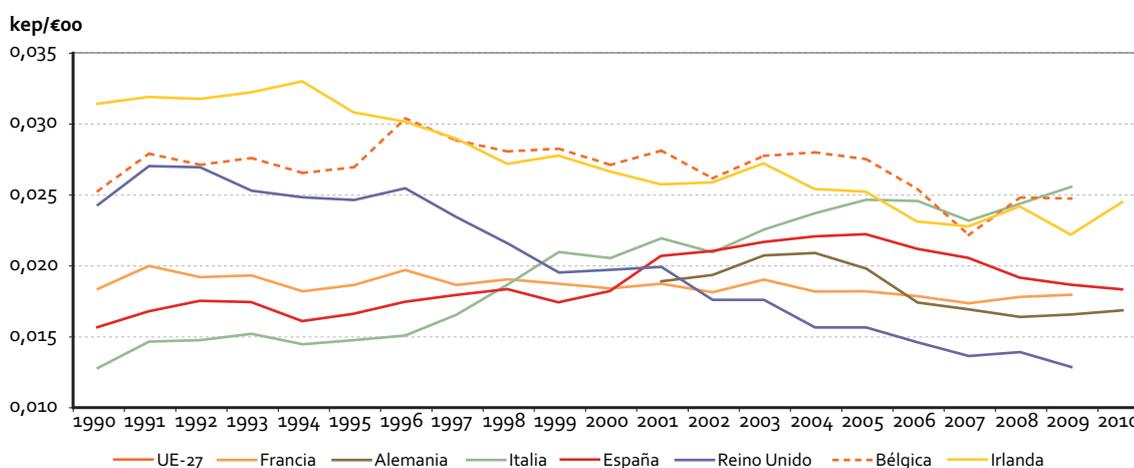
que introduce una perturbación en el ritmo normal de la actividad del sector y de su demanda, tal



como se aprecia en el Gráfico 8.24. Así, en el periodo 2009-2010, se observa primeramente una caída brusca en el consumo energético, a consecuencia del estancamiento de la actividad económica, que se manifiesta igualmente en el descenso del Valor Añadido Bruto.

En términos comparativos, el indicador nacional, evoluciona por debajo de la media europea, Gráfico 8.25, mostrando un progresivo acercamiento al indicador europeo hasta el año 2005, año a partir del cual muestra una tendencia a la baja reforzada desde el inicio de la crisis.

GRÁFICO 8.25. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

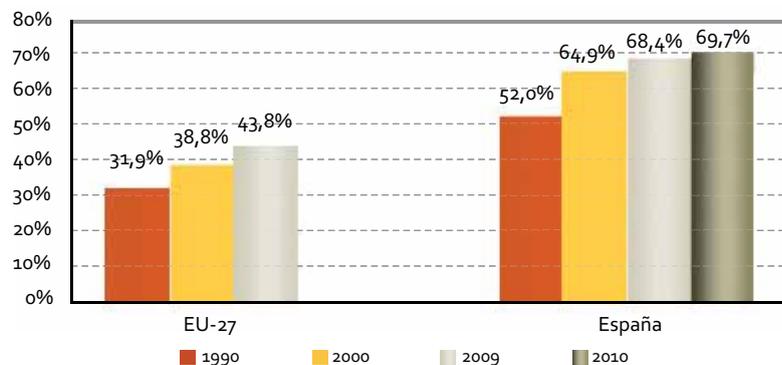
La importancia del consumo eléctrico en este sector por encima de la media europea, Gráfico 8.26, lleva a un análisis diferente al anterior, en el que el indicador respectivo evoluciona a un ritmo superior al del indicador homólogo comunitario. La razón de este elevado consumo se encuentra ligada a los sectores oficinas y comercio, que conjuntamente representan el 85% del consumo eléctrico del sector servicios, originándose estas demandas en el uso de equipamiento ofimático,

iluminación, y climatización, destacando con relación a lo último la presencia creciente de las bombas de calor.

Por otra parte, la creciente incorporación de equipamiento ligado a tecnologías de información y comunicación (TIC) en el sector servicios, a nivel nacional y comunitario, contribuirá a reforzar el peso del consumo eléctrico.



GRÁFICO 8.26. REPRESENTATIVIDAD DEL CONSUMO ELÉCTRICO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE

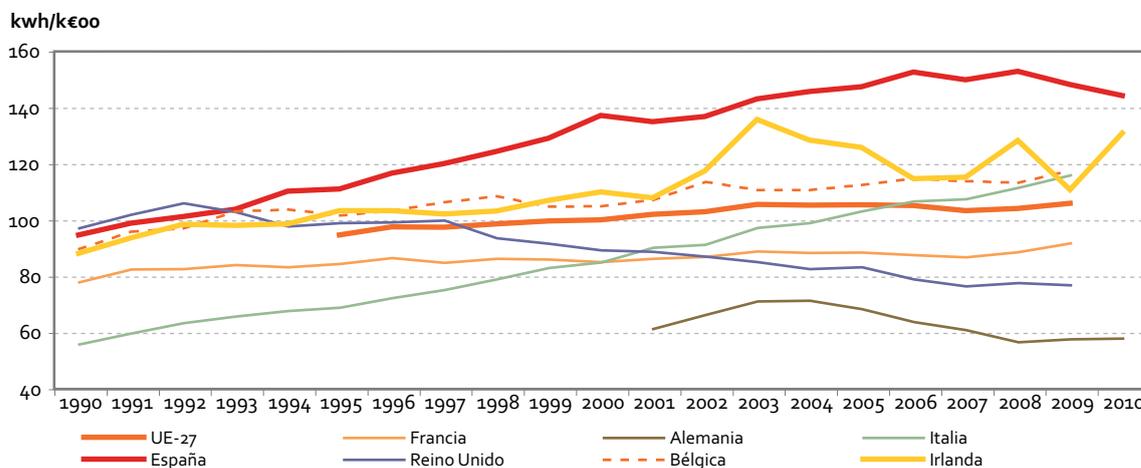


FUENTE: EnR/IDAE.

Considerando lo anterior, se llega al análisis comparativo del indicador de intensidad eléctrica, Gráfico 8.27, con una tendencia ascendente, en progresiva divergencia respecto al indicador

homólogo de la UE, hasta el año 2005, momento en que se registra indicios de cambio hacia una mejora, produciéndose con ello un acercamiento a la intensidad eléctrica media de la UE.

GRÁFICO 8.27. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y UE



FUENTE: EnR/IDAE.

8.2. COGENERACIÓN

De acuerdo con la última información disponible de la *Estadística sobre Ventas de Energía del Régimen Especial* de la Comisión Nacional de la Ener-

gía (CNE), en 2011 las instalaciones de cogeneración en funcionamiento, excluyendo de éstas las asociadas al tratamiento de residuos (Grupo «d» del RD 436/2004), alcanzaban una potencia total de 6.180 MW, lo que supone un incremento de 130

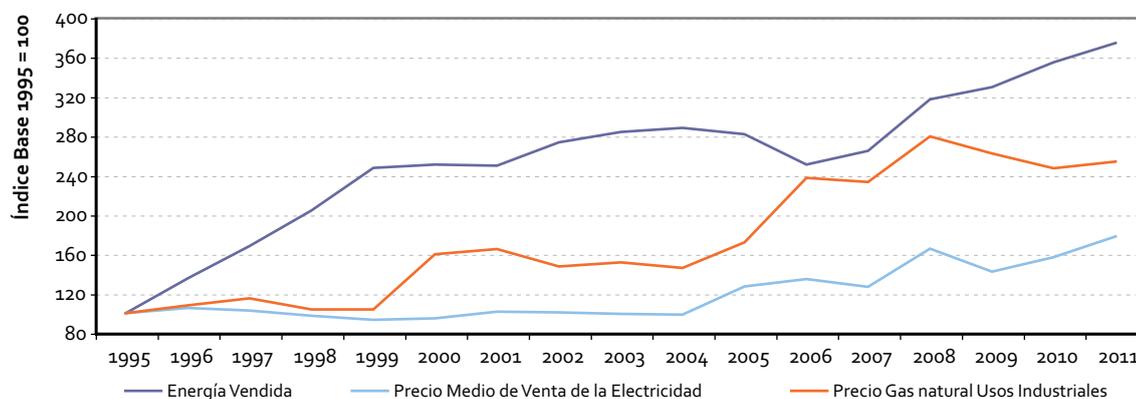


MW respecto al dato correspondiente al año anterior. Asimismo, según la misma estadística, la producción eléctrica vertida a red en 2011 registró un aumento del 5,5%, ascendiendo a 25.003 GWh.

La posibilidad, permitida desde la aplicación de la Orden ITC/1857/2008, de verter a la red la totalidad de la energía eléctrica generada, junto a una

coyuntura favorable de los precios del gas y de la electricidad, especialmente de la última, parece haber contribuido al aumento observado en la producción eléctrica vertida a la red, ver Gráfico 8.28, lo que a su vez tiene su reflejo en una mayor cobertura a la demanda de generación eléctrica nacional, que en 2011 alcanzó el 9,3%.

GRÁFICO 8.28. ENERGÍA VERTIDA A RED Y PRECIOS DEL GAS Y ELECTRICIDAD VENDIDA



FUENTE: CNE/AIE/IDAE.

Un análisis más detallado, lo ofrece la *Estadística 2010 de Centrales de Cogeneración* realizada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo en colaboración con el IDAE, que permite un análisis más exhaustivo de la situación de la cogeneración. De acuerdo con dicha estadística, las instalaciones registradas en 2010 presentan una potencia instalada total equivalente a 6.125 MW¹, ver Gráfico

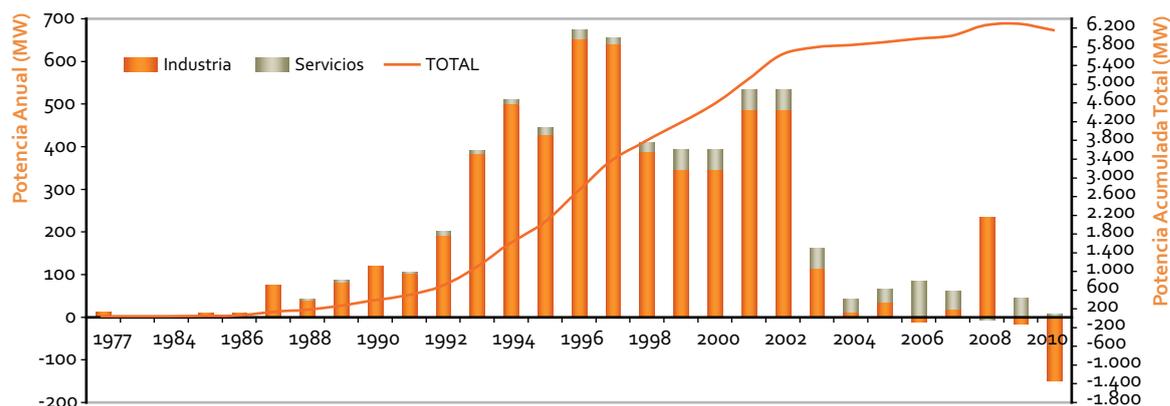
¹ La información publicada incluye la cogeneración asociada a las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos (Grupo «d» del RD 436/2004) y a las basadas en biomasa y biogás como combustible principal (Grupo «a.1.3» del RD 661/2007), lo que explica ciertas diferencias respecto al valor publicado por la CNE, donde no se considera este tipo de instalaciones.

8.29. Una valoración de las altas y bajas registradas durante el año 2010 en las instalaciones de cogeneración conduce a un saldo neto negativo de 139,5 MW, causado principalmente por el sector industrial, responsable de la práctica totalidad de las bajas producidas en dicho año. No obstante, cabe destacar que este sector experimenta al mismo tiempo el mayor incremento de potencia a efectos del total de las altas registradas, contribuyendo a ello el mayor tamaño unitario de las instalaciones de cogeneración emplazadas en este sector. Por otra parte, un análisis similar respecto al sector servicios, permite observar una evolución más moderada, a efectos de potencia, tanto en términos de altas como de bajas, siendo más favo-

orable el balance neto del sector. Esta circunstancia ha permitido compensar parcialmente la tenden-

cia negativa mostrada por el sector de la industria, más afectado por la coyuntura de la crisis vigente.

GRÁFICO 8.29. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA TOTAL Y POR SECTORES

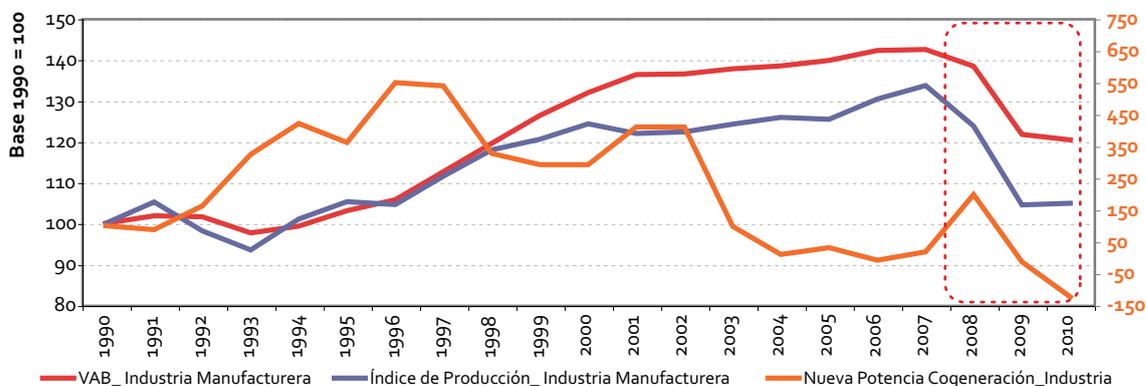


Nota: Los datos correspondientes a los años 1999 y 2001 son estimaciones al no haberse elaborado la estadística anual dichos años. FUENTE: IDAE/MINETUR.

En términos absolutos, la nueva potencia instalada en 2010 representa un total de 134,7 MW, concentrándose, en su mayoría (84,8%) en el sector industrial con 7 nuevas instalaciones. Este sector, tal y como se ha comentado con anterioridad, ha sido quien mayor número de bajas ha presentado en 2010, lo cual tiene su reflejo en la disminución de

20 instalaciones, de potencia asociada total 261,51 MW, equivalente al 95,4% de la disminución acumulada de potencia causada por la totalidad de las bajas observadas. Esta situación corre paralela a la evolución mostrada por la industria manufacturera, Gráfico 8.30, donde la cogeneración se encuentra presente en una amplia diversidad de ramas.

GRÁFICO 8.30. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ANUAL INSTALADA EN COGENERACIÓN EN ESPAÑA VERSUS ACTIVIDAD DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA



FUENTE: INE/IDAE/MINETUR.



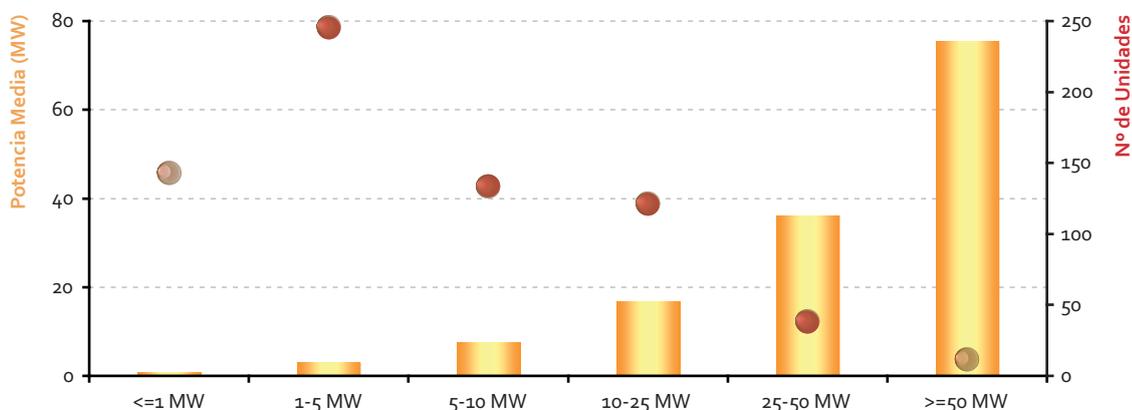
Así, el retroceso de la actividad cogeneradora en el sector industrial, expresada como balance neto de potencia asociada a las altas y bajas de instalaciones ligadas a la industria manufacturera, muestra una tendencia similar a la de la propia industria manufacturera, cuya producción ha experimentado una notable caída durante los dos últimos años, tal y como se evidencia de la trayectoria seguida de dos de los parámetros de actividad más relevantes de este sector: el Índice de Producción Industrial (IPI) y el Valor Añadido Bruto.

Esta situación contrasta con la del sector servicios, cuyo balance presenta una trayectoria más moderada y favorable, que conduce a un incremento neto de potencia de 7,87 MW ligado a 11 nuevas instalaciones, sin llegar a producirse ninguna baja en cuanto a número de instalaciones.

En conjunto, la disminución global del 2,23% en la potencia, más acusada que la registrada en el número de instalaciones del 0,29%, ha supuesto una ligera reducción del tamaño medio de todas

las instalaciones en operación, desde 9,0 MW en 2009 a 8,8 MW en 2010, ver Gráfico 8.31. Más en concreto, se puede decir que este tamaño medio es representativo de buena parte de las instalaciones operativas a nivel nacional, que contando con potencias medidas comprendidas en los rangos de 5 a 10 MW y de 10 a 25 MW, donde se concentra el grueso de potencia y número de instalaciones. A pesar del menor peso sobre la potencia total instalada, son destacables las instalaciones de pequeña escala, entendiéndose por éstas las de potencia inferior a 1 MW, cuya presencia es cada vez más visible en el mercado español, presentando un gran potencial especialmente en ámbitos ligados al sector residencial y terciario, donde se cuenta con iniciativas en el área de la micro cogeneración. Esta modalidad de cogeneración de pequeña potencia se espera que se vea impulsada a corto y medio plazo al amparo de la reciente aprobación del Real Decreto 1699/2011, por el que se regula conexión a red de instalaciones de producción eléctrica de pequeña potencia.

GRÁFICO 8.31. DISTRIBUCIÓN DE INSTALACIONES DE COGENERACIÓN POR RANGOS DE POTENCIA 2010

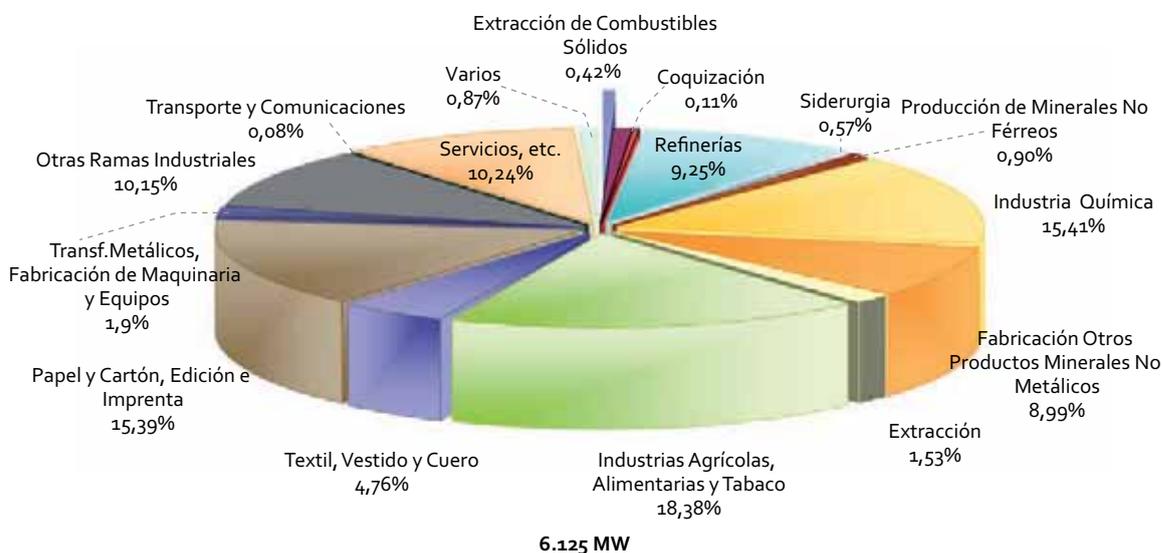


Nota: Los datos correspondientes a los años 1999 y 2001 son estimaciones al no haberse elaborado la estadística anual dichos años.
FUENTE: INE/MINETUR/IDAE.

Atendiendo a la distribución sectorial de la potencia total instalada en las instalaciones de cogeneración en 2010, Gráfico 8.32, se obtiene una alta concentración en la industria, con el 89% de la potencia total. Dentro de la industria, cabe destacar cinco ramas, que a su vez, representan más de

dos tercios de toda la potencia. Estas ramas, por orden de magnitud, son las siguientes: Industria Agrícola, Alimentaria y del Tabaco (18,38%); Química (15,41%); Pasta y Papel (15,39%); Refinerías (9,25%); Fabricación de Minerales No Metálicos (8,99%).

GRÁFICO 8.32. SECTORIZACIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA, 2010



FUENTE: IDAE/MINETUR.

Por otra parte, un análisis adicional de la actividad cogeneradora según sectores de la industria lleva a destacar tres ramas en las que se localiza el 94% de la nueva potencia asociada a las altas de instalaciones: Producción de Minerales No Metálicos e Industrias Extractivas de Hidrocarburos y de Combustibles sólidos.

Considerando la distribución conjunta del número de instalaciones y potencia asociada en

los distintos sectores, Gráfico 8.33, resulta ser la rama de Refinería donde se encuentran presentes las instalaciones de mayor tamaño unitario, con una potencia media de 51,5 MW, es decir, casi seis veces superior al tamaño medio de las instalaciones operativas en dicho año. 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 18,5 MW y 15,2 MW.



GRÁFICO 8.33. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS INSTALACIONES OPERATIVAS EN 2010 SEGÚN TAMAÑO MEDIO



FUENTE: IDAE/MINETUR.

Un mayor detalle de las instalaciones de cogeneración existentes a nivel nacional, según los sectores se muestra en el Cuadro 8.2.

Diferenciando las instalaciones de cogeneración según sus rendimientos superen o no el límite del 75% definido por la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de cogeneración, se constata un mayor número de bajas en las instalaciones de rendimiento superior al 75%, con el 76% de las bajas en potencia. Esto ha supuesto una ligera disminución en el rendimiento global de las instalaciones, desde 74,3% en 2009 a 69,8% en 2010. Las bajas de este grupo de instalaciones se han debido principalmente a instalaciones basadas en turbinas de

gas con recuperación de calor, seguidas de las de ciclo combinado. Por su parte, en las instalaciones de rendimiento inferior al 75%, las bajas causadas han obedecido sobre todo a la tecnología de ciclo combinado, si bien en este grupo, las bajas han sido compensadas por las altas asociadas a las tecnologías de turbina de gas con recuperación de calor y motor de combustión interna.

En términos absolutos, las tecnologías dominantes presentes en la mayoría de las instalaciones de cogeneración, Gráfico 8.34, son el motor de combustión interna y el ciclo combinado, que conjuntamente representan el 68,9% de toda la potencia instalada en 2010.

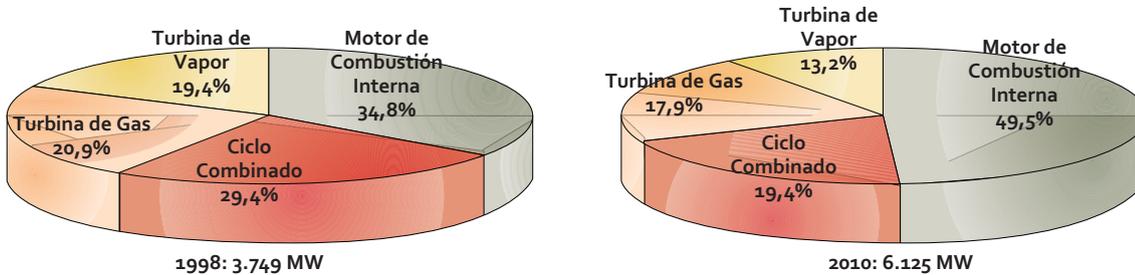
CUADRO 8.2. POTENCIA INSTALADA Y NÚMERO DE INSTALACIONES

Sector	POTENCIA (MW)										INSTALACIONES (N.º)											
	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	1998	2000	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Extracción de Combustibles Sólidos	2	4	4	4	5	5	5	5	5	13	26	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	4
Extracción de Hidrocarburos: Serv. Anejo	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	62	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Coquización	9	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Refinerías	485	580	580	580	577	577	577	577	566	580	567	11	12	11	11	11	11	11	11	11	11	11
Siderurgia	48	54	63	63	85	50	47	47	47	41	35	4	4	6	6	6	8	7	6	6	5	5
Producción de Minerales No Férreos	11	36	36	41	41	39	44	54	55	55	55	1	7	7	8	8	7	7	8	8	8	8
Industria Química	541	584	976	967	944	930	932	965	968	945	944	49	51	60	58	54	51	50	52	51	49	51
Fabricación Otros Productos Minerales No Metálicos	433	486	541	506	536	537	548	543	576	519	551	139	152	160	152	157	132	132	128	153	149	150
Extracción	104	96	87	92	88	88	89	93	93	93	94	8	9	8	9	8	8	8	8	8	8	9
Industrias Agrícolas, Alimentarias y Tabaco	531	850	1.033	1.045	1.079	1.097	1.096	1.134	1.134	1.174	1.126	72	110	137	137	139	141	138	139	141	142	138
Textil, Vestido y Cuero	373	374	409	409	412	371	324	308	317	287	291	58	63	66	63	61	53	44	40	46	39	40
Papel y Cartón, Edición e Imprenta	534	601	799	875	876	873	962	928	1.062	1.084	943	59	71	75	79	75	69	67	65	73	71	62
Transformados Metálicos, Fabricación de Maquinaria y Equipos	114	134	137	135	138	134	131	138	113	122	117	14	19	21	19	21	18	16	16	16	17	14
Otras Ramas Industriales	328	414	525	588	582	638	583	611	670	669	622	48	70	79	84	84	76	71	70	79	77	74
Transporte y Comunicaciones	5	5	3	3	3	3	3	3	4	3	5	3	3	2	2	2	2	2	2	3	2	2
Servicios etc.	176	269	359	405	432	472	555	598	593	640	627	45	66	93	88	98	82	88	92	88	102	108
Varios	45	42	42	42	44	35	36	35	34	33	54	16	16	16	16	15	11	11	11	10	9	14
TOTAL	3.749	4.534	5.599	5.761	5.826	5.869	5.943	6.005	6.235	6.265	6.125	531	656	744	735	743	673	656	652	697	695	693

FUENTE: IDAE/MINETUR.



GRÁFICO 8.34. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA SEGÚN TECNOLOGÍAS



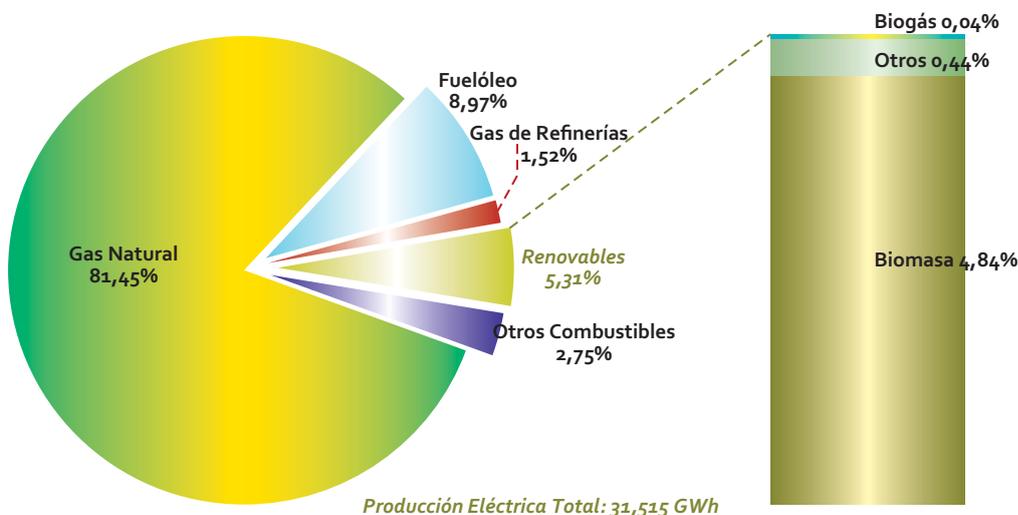
FUENTE: IDAE/MINETUR.

La tecnología de motores de combustión interna sigue siendo dominante, tanto en potencia como en número de instalaciones, con una potencia total de 3.030 MW distribuida en 521 instalaciones, caracterizadas por su menor potencia unitaria (5,82 MW). Le sigue a más distancia los ciclos combinados, con 1.190 MW de potencia instalada total repartida en 33 instalaciones, lo que lleva a esta tecnología a ostentar el mayor tamaño medio de todas las instalaciones de cogeneración, con 36,05 MW por instalación.

Atendiendo a la producción eléctrica generada por las instalaciones incluyendo la producción ver-

tida a red, Gráfico 8.35, ésta ha experimentado una disminución del 0,9% derivada de la contracción de actividad cogeneradora, estrechamente ligada a la menor producción del sector industrial, y en particular, de la industria manufacturera. El gas natural sigue siendo el combustible dominante en las instalaciones cogeneradoras, al que se debe el 81,5% de la producción eléctrica debida a la cogeneración. El resto de la producción eléctrica se cubre prácticamente con el fuelóleo y las energías renovables, que conjuntamente suponen el 14,28%.

GRÁFICO 8.35. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES, 2010

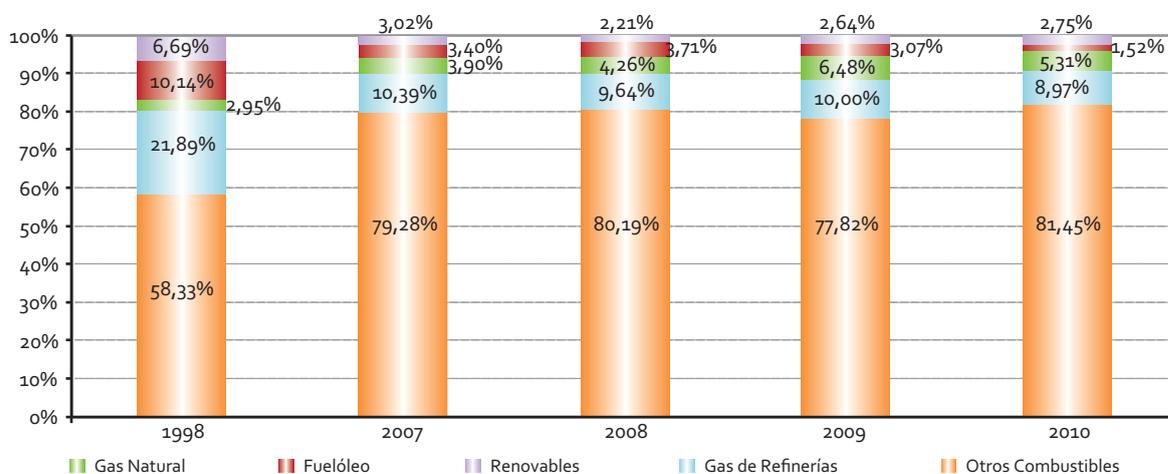


FUENTE: IDAE/MINETUR.

Considerando la evolución de la producción eléctrica según combustibles, Gráfico 8.36, en los últimos doce años destaca la participación al alza del gas natural y de las energías renovables, así como el retroceso continuo del gas de refinerías y del fuelóleo.

Así, en términos relativos, en el periodo señalado las energías renovables han incrementado su producción, dos veces con respecto a la producción total, creciendo incluso por encima de los incrementos de producción asociados al gas natural.

GRÁFICO 8.36. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA SEGÚN COMBUSTIBLES



FUENTE: IDAE/MINETUR.

La caída de producción eléctrica experimentada en 2010 responde a la disminución de la aportación de la mayoría de las fuentes energéticas, a excepción del gas natural y de otros combustibles menores como el gas de altos hornos y de coque-rías, cuyas producciones respectivas se han incrementado en un 3,7%, 24,1% y 4,4%.

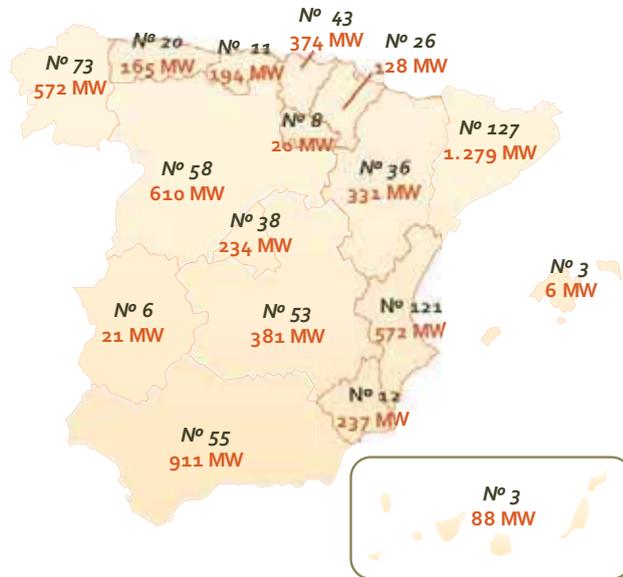
Un análisis de la distribución geográfica de las instalaciones de cogeneración en 2010, Gráfico 8.37, evidencia una elevada concentración en tan cinco Comunidades Autónomas, donde se localizan más del 60% de todas las instalaciones así como de la potencia total instalada. Estas Comunidades son: Cataluña, Andalucía, Castilla y León, Galicia y Valencia. Entre estas Comunidades, Cataluña es la

que mayor homogeneidad presenta en su posicionamiento relativo en cuanto al número de instalaciones y a potencia instalada, con el 20,9% de la potencia total y el 18,3% de todas las instalaciones.

La distribución geográfica de las instalaciones de cogeneración presenta un perfil similar al de la regionalización de la actividad industrial, Gráfico 8.38, especialmente en lo relativo a las Comunidades Autónomas que sostienen un mayor volumen de negocio industrial, localizándose en las mismas el grueso de las instalaciones de cogeneración y de potencia instalada. Así, las cinco Comunidades antes referidas concentran el 60% del negocio industrial, al tiempo que la mayor actividad cogeneradora como se evidencia de lo anterior.

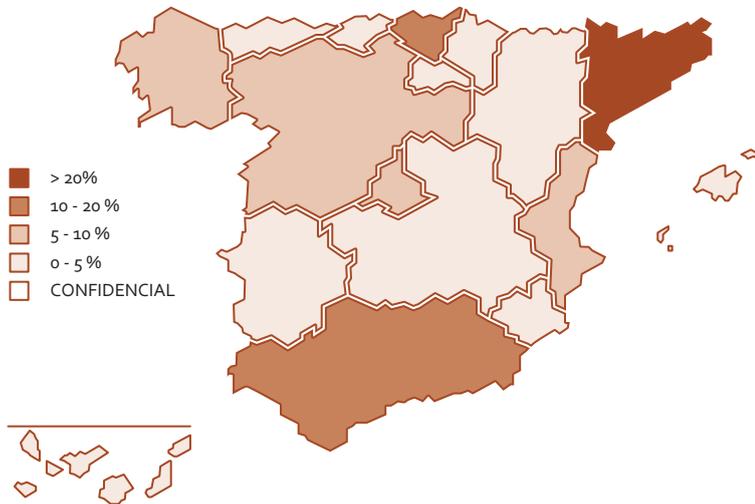


GRÁFICO 8.37. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN, 2010



FUENTE: IDAE/MINETUR.

GRÁFICO 8.38. DISTRIBUCIÓN GEOGRÁFICA DE LAS VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES, 2010



FUENTE: INE. Encuesta Industrial Anual de Productos. Año 2010

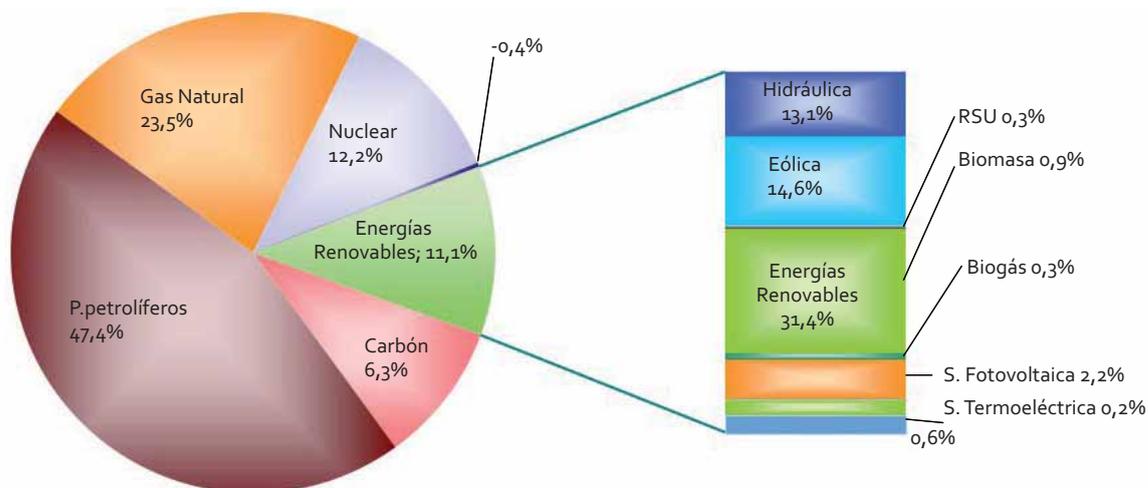
8.3. ENERGÍAS RENOVABLES

Las Energías Renovables en 2011

Acompañando a la disminución de los consumos primarios, las energías renovables experimentaron en 2011 una contracción 1,2% en términos de energía primaria, situándose en 14,9 millones de tep, Gráfico 8.39; no obstante, las renovables mantuvieron prácticamente la misma participación que en el año anterior, contribuyendo en

cerca de un 11,6% a satisfacer la demanda de energía primaria. Exceptuando el carbón, el resto de fuentes energéticas contrajeron su participación en el balance primario, y dentro de éstas, las energías renovables fueron las que experimentaron un menor decremento relativo, poniendo de manifiesto una cierta tendencia a la estabilización en su cobertura a la demanda de energía primaria. Esto cobra especial importancia si se considera la menor hidraulicidad observada en este año 2011.

GRÁFICO 8.39. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA 2011



FUENTE: Ministerio de Industria, Energía y Turismo - IDAE

Contribución por Fuentes Energéticas

Por el contrario, el comportamiento de las energías renovables, en términos de energía final, fue opuesto, incrementándose sus aportaciones en cerca de 9 puntos porcentuales y siendo las únicas fuentes energéticas sin contracción en 2011. Así mismo, la participación de las energías renovables sobre el consumo bruto de energía final, nuevo

indicador de contribución de las EERR de acuerdo con la Directiva 2009/28/CE de fomento de las energías renovables, se estima que alcanzó en 2011 cerca de un 16%.

Con respecto a la generación eléctrica, la producción eléctrica bruta total en el año 2011 ascendió a 292.051 GWh, disminuyendo con respecto al año



anterior en un 3,6%, pese a la tendencia pasada de incremento registrada el año anterior. La producción eléctrica bruta de las energías renovables fue de 86.600 GWh, un 11% menos que en el año anterior, y mostrando como resultado una contribución en el balance eléctrico del 29,7 % (excluyendo la producción eléctrica derivada de las instalaciones de bombeo). Este decremento no es un hecho aislado, ya que el balance muestra disminuciones generalizadas para todas las fuentes energéticas, excepto para la producción eléctrica del carbón, que aumenta un 70,7% en este año con respecto al anterior. A pesar de este escenario, la cobertura de la producción en 2011, constata y confirma una vez más a las energías renovables como la fuente energética predominante en la aportación al balance eléctrico anual, sobrepasando la aportación del gas natural y la de origen nuclear (28,9% y 19,7% respectivamente), como ya ocurriera el año anterior 2010.

El análisis de la producción eléctrica renovable recalca que el 84% fue aportado por las energías eólica e hidráulica (por ese orden, con 49% y 35% respectivamente). En primer lugar, la energía eólica ha experimentado en 2011 un decremento, en términos de producción, de alrededor de un 4% con respecto al año anterior, aun habiendo aumentado su potencia instalada en más de 800 MW. Los niveles de eolicidad, o viento disponible, han sido notablemente menores que en 2010, dentro de los márgenes de variabilidad de esta tecnología. Ello ha dado como resultado que en 2011 no se hayan superado los máximos de producción del año anterior, a excepción del 6 de noviembre de 2011, cuando se registró un nuevo máximo de cobertura de la demanda con energía

eólica de aproximadamente un 60% frente al máximo anterior del 54%; consecuencia de una considerable producción eólica, una demanda baja y un notable saldo exportador. En segundo lugar, la producción hidráulica se situó cerca de 30.600 GWh, valor inferior al valor medio histórico y un 28% menor que el registrado en 2010, año que destacó por una elevada hidráulidad. Cabe resaltar el nivel de las reservas hidroeléctricas del conjunto de los embalses, que finalizaron el año con un nivel de llenado del 54% de su capacidad total, frente al 66% del año anterior. En resumen, buena parte de la menor producción de electricidad de origen renovable se explica por un año hidráulico y eólico con menor disponibilidad de recursos.

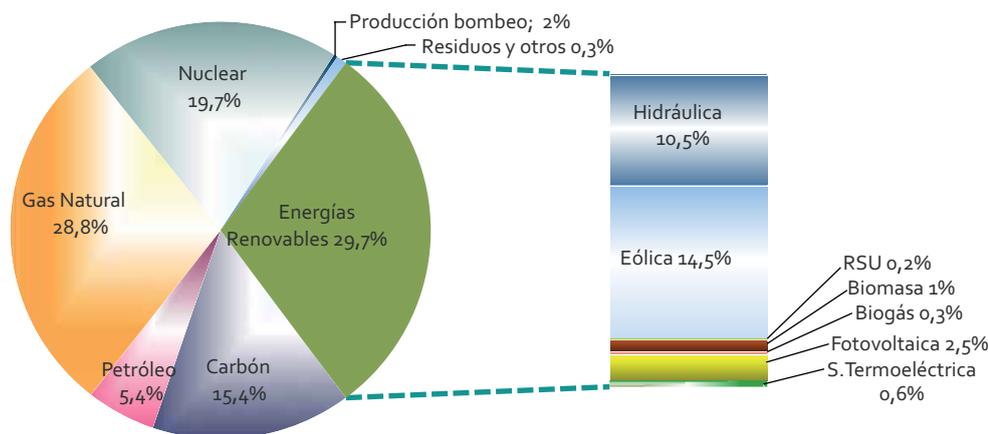
El Gráfico 8.40 refleja cómo las energías eólica e hidráulica cubren respectivamente un 14,5% y un 10,5% del total de la producción eléctrica en 2011. Tal y como viene sucediendo, las mayores exportaciones y el funcionamiento de las plantas de bombeo hidráulico, con más de 5.000 MW instalados, hacen posible que en picos de mayor producción eléctrica renovable, dicha producción mejore su capacidad de gestión, manteniendo cifras de cobertura de la demanda superiores al resto de áreas renovables.

Adicionalmente, dentro de la producción eléctrica renovable, destacan los aumentos de las producciones derivadas de las tecnologías solares, que se han incrementado en un 28% en su conjunto. Dentro de éstas, sobresale un año más el crecimiento relativo de la tecnología solar termoeléctrica, cuya producción fue aproximadamente 3 veces superior a la de 2010. El incremen-

to de capacidad experimentado por este tipo de plantas durante 2011 ascendió a más de 400 MW, acumulando un total de 1.149 MW instalados. En el caso del área solar fotovoltaica el

incremento de potencia fue de 365 MW, alcanzando un total acumulado en 2011 de 4.281 MW, con un crecimiento respecto a 2010 de cerca de un 15%.

GRÁFICO 8.40. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA 2011



FUENTE: Ministerio de Industria, Energía y Turismo - IDAE

Respecto al resto de áreas renovables, y al contrario que los descensos de las producciones hidráulica y eólica, se producen incrementos de generación eléctrica en las áreas de biomasa, y biogás, un 19% y 34% más que en 2010, respectivamente, en parte gracias a un aumento de su capacidad instalada en aproximadamente 33 MW en su conjunto.

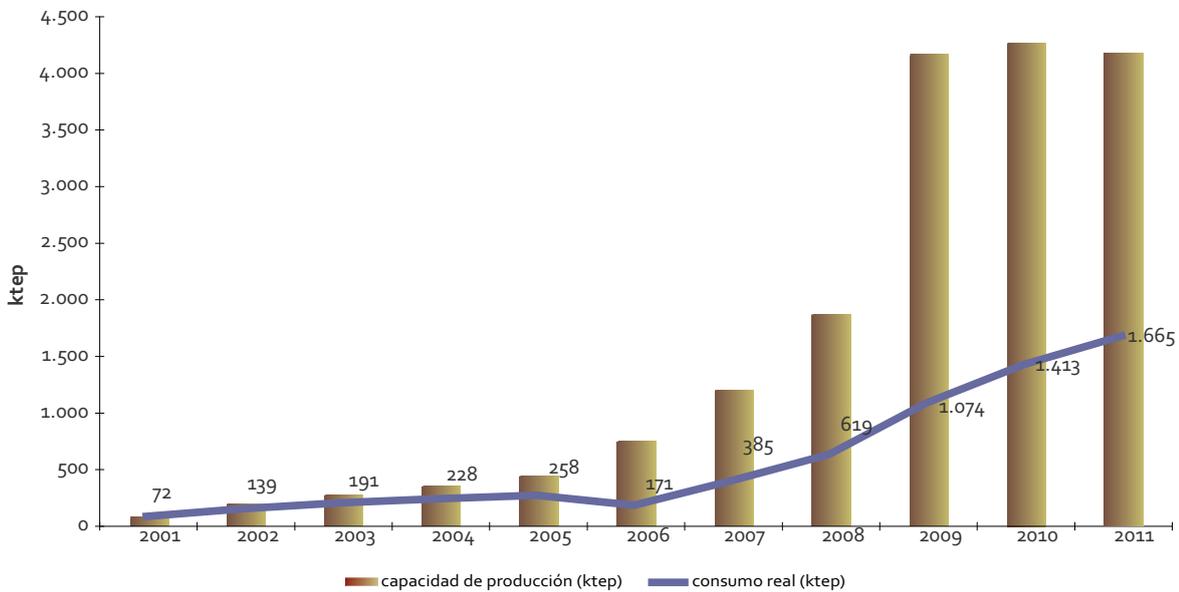
El consumo de biocarburantes, véase Gráfico 8.41, se incrementó en 2011 en un 18% con respecto a 2010, constatándose una tendencia de consumo creciente que alcanzó el pasado año los 1.665 ktep consumidos.

Por su parte, las capacidades de producción de biodiesel y bioetanol en España, se mantuvieron

en 2011 prácticamente estables con una capacidad conjunta de 4.178 ktep. Los biocarburantes han sido uno de los protagonistas que ha caracterizado los avances de las energías renovables en nuestro país durante los últimos años, creciendo en términos de consumo a una tasa media anual del 44% entre 2000-2011; no obstante, la capacidad de producción se mantiene prácticamente constante desde 2009. Durante 2011, la capacidad de producción de las plantas de biocarburantes se ha consolidado en alrededor de 4.178 ktep/año, a pesar de que en este año se han hecho efectivas a efectos estadísticos, las paradas de dos plantas de producción de biodiesel.



GRÁFICO 8.41. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO Y LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE BIOCARBURANTES



FUENTE: Ministerio de Industria, Energía y Turismo - IDAE

Una observación más detallada de la energías renovables durante 2011, se muestra en el Cuadro 8.3, donde puede observarse que el agregado de las áreas eléctricas llegó a producir cerca de 8,8 millones

de tep. Por su parte, el conjunto de las áreas térmicas alcanzó cerca de 4,5 millones de tep de producción térmica, siendo la biomasa de usos térmicos el área de mayor contribución con 4,2 millones de tep.

CUADRO 8.3. PRODUCCIÓN CON FUENTES RENOVABLES EN 2011

Generación Eléctrica renovables en 2011			
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción Energía Primaria (Provisional 2011 (ktep))
Hidráulica (> 50 MW) (1)	13.521	19.773	1.700
Hidráulica (Entre 10 y 50 MW)	3.087	7.329	630
Hidráulica (< 10 MW)	1.932	3.491	300
Biomasa	562	2.936	765
R.S.U.	224	703	174
Eólica	21.520	42.373	3.644
Solar fotovoltaica	4.281	7.343	631
Biogás	209	875	210
Solar termoelectrica	1.149	1.777	732
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	46.486	86.600	8.788



Sector de la calefacción y la refrigeración	
m ² Solar t. baja temp.	Producción Energía Primaria (Provisional 2011 (ktep))
Biomasa y residuos	4.255
Biogás	36
Solar térmica de baja temperatura	2.648.927
Geotermia	17
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	4.508,28

Sector del Transporte	
Biocarburantes (Transporte)	Consumo Provisional 2011 (ktep)
TOTAL BIOCARBURANTES	1.665

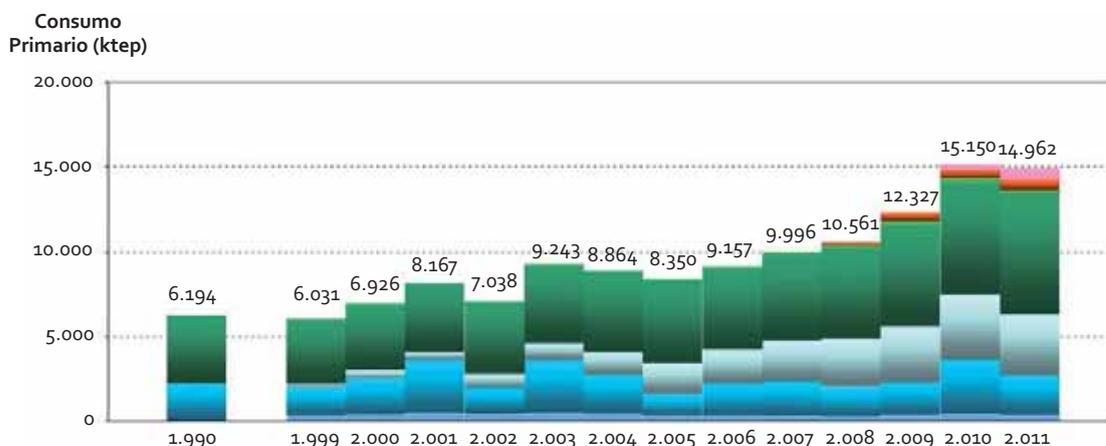
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES (ktep)	14.961
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)	129.340
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	11,6%

(1): No incluye la producción con bombeo
FUENTE: IDAE.

El Gráfico 8.42 presenta la evolución del consumo primario de energías renovables para el periodo 1990-2011, mostrando la tendencia creciente de consumo de energía primaria para estas tecnologías. El año 2011 se mantiene prácticamente estable con respecto a 2010, experimentando un ligero descenso, debido principalmente a las menores

aportaciones hidráulica y eólica en 2011 con respecto al año anterior. A modo de balance, cabe destacar al igual que en años anteriores que el conjunto de la biomasa, biogás, RSU y biocarburantes destaca por su mayor aporte sobre el total del consumo primario a lo largo del periodo, seguido de la eólica y la hidráulica, en dicho orden.

GRÁFICO 8.42. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES



FUENTE: IDAE.



Dentro de las aportaciones a la contribución renovable, el conjunto formado por la biomasa, biogás RSU y biocarburantes, obtiene un 47% de participación. Le sigue la energía eólica, que ha alcanzado el 24% de contribución. En tercer lugar, la energía hidráulica ha colaborado con el 18% de contribución renovable. Finalmente, las áreas restantes como las tecnologías solares termoeléctricas, alcanzan por primera una cifra de contribución mayor que la tecnología fotovoltaica, aportando un 5% de los consumos primarios renovables.

Evaluación del PER 2005-2010

El Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 tenía por objetivos al año 2010:

- 12% del consumo de energía primaria cubierto por fuentes renovables.
- 29,4% mínimo de generación eléctrica con renovables sobre el consumo nacional bruto de electricidad.

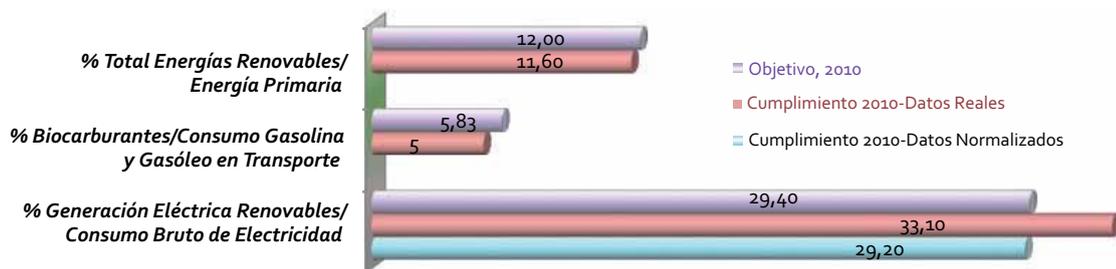
- 5,75% mínimo (5,83% en el desarrollo normativo posterior) de biocarburantes en relación con el consumo de gasolina y gasóleo en el transporte.

Los cinco años de vigencia del PER 2005-2010 se han caracterizado por:

- Un fuerte desarrollo global de las energías renovables.
- Crecimientos muy importantes en algunas áreas de generación de electricidad, como eólica y fotovoltaica, y en pleno crecimiento la solar termoeléctrica.
- Un elevado crecimiento de la capacidad de producción del sector de biocarburantes, aunque su industria afronta una coyuntura problemática.
- Un menor crecimiento que lo esperado de los usos térmicos y de la biomasa eléctrica.

El Gráfico 8.43 sintetiza la comparativa de objetivos y resultados obtenidos por el PER durante el periodo 2005-2010.

GRÁFICO 8.43. VISIÓN GLOBAL DE RESULTADOS/OBJETIVOS PER 2005-2010



Nota: Datos normalizados según metodología Directiva.
FUENTE: IDAE

A continuación se expone un análisis de cumplimiento para cada uno de los objetivos establecidos por el PER 2005-2010.

Energía renovable respecto a energía primaria

El objetivo del 12% de energías renovables en el consumo primario de energía suponía 20 millones de tep de abastecimiento renovable, sobre un total de 168 millones de tep de consumo total. La realidad del consumo primario en 2010 ha divergido con respecto al consumo primario previsto para este año. El consumo de energía primaria real en 2010 ascendió a 130 millones de tep, de los cuales, y de acuerdo con el Plan, 15,6 millones de tep deberían proceder de recursos renovables. Bajo la hipótesis de producción energética en un año medio², en 2010 se habría alcanzado el umbral de los 15,6 millones de tep con renovables, objetivo marcado por el PER 2005-2010.

² Año medio: «año de referencia tipo» definido en el PER 2005-2010, de acuerdo a las horas medias de funcionamiento y rendimientos considerados en el Plan.

Contabilizando la evolución de todas las áreas renovables, la contribución de estas fuentes al balance nacional de energía primaria en 2010 resultó ser del 11,6%. La suma de todas las contribuciones renovables en 2010 ascendió a 15.150 sobre una demanda primaria total de 130.134 ktep.

La contribución de energías renovables en 2010 en términos de energía primaria fue cubierta en cerca de dos terceras partes por energías renovables destinadas a la generación eléctrica, alrededor de un 28% mediante la utilización de recursos renovables para usos térmicos finales y cerca de un 9% por el consumo de biocarburantes en el transporte.

El Cuadro 8.4 muestra la evolución seguida por el consumo de las diferentes fuentes renovables y por el consumo de energía en España, medidos en términos de energía primaria, desde 2005 hasta 2010.

CUADRO 8.4. PORCENTAJE DE ENERGÍAS RENOVABLES SOBRE PRODUCCIÓN EN TÉRMINOS DE ENERGÍA PRIMARIA

	Producción Energía Primaria (Ktep)					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Hidráulica	1.537	2.232	2.349	2.009	2.271	3.636
Eólica	1.821	2.004	2.371	2.833	3.278	3.798
Biomasa	4.175	4.205	4.231	4.206	4.493	4.853
R.S.U.	189	252	309	328	319	216
Biogás	299	208	217	207	193	199
Biocarburantes (Transporte)	256	170	379	600	1.056	1.413
Geotermia	7	8	9	11	14	16
Solar fotovoltaica	4	10	43	220	513	552
Solar termoelectrónica	0	0	2	4	42	285
Solar térmica de baja temperatura	61	73	92	129	156	183
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	8.350	9.163	10.002	10.547	12.334	15.150
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)	145.610	144.687	147.191	142.026	129.764	130.134
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	5,7%	6,3%	6,8%	7,4%	9,5%	11,6%

FUENTE: IDAE.



En 2005 las energías renovables cubrían el 5,7% del consumo de energía primaria, por lo que durante el periodo de vigencia del PER 2005-2010, este porcentaje se ha visto incrementado en seis puntos porcentuales, hasta alcanzar en 2010 el 11,6%.

Objetivo de generación de electricidad con renovables

La generación de electricidad con fuentes de energía renovables ha experimentado un fuerte crecimiento durante la vigencia del PER 2005-2010, en especial en las áreas eólica, solar fotovoltaica y, más recientemente, en solar termoeléctrica, área ésta última que se encuentra en pleno crecimiento.

En 2010, año muy húmedo, la aportación de electricidad de origen renovable al consumo bruto de electricidad, producción bruta menos exportaciones y más importaciones de electricidad, fue de un 33,1%, frente al 18% de aportación que hubo en el año 2004.

Por su parte, la contribución de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad en España en 2010 fue de un 32%.

La producción asociada a las energías renovables superó a la producción nuclear, siendo la primera fuente en importancia, seguida de cerca por el gas natural y aventajando con creces a los productos petrolíferos y al carbón.

Consumo de biocarburantes respecto al consumo de gasolina y gasóleo en el transporte

Con objeto de asegurar que las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles lleguen al consumidor y, por lo tanto, incrementar el consumo de los biocarburantes, mediante la Ley 12/2007, de 2 de julio, se estableció una obligación de uso de biocarburantes, incluida como reforma de la Ley del Sector de Hidrocarburos. Esta obligación, que se ha desarrollado mediante la Orden Ministerial ITC/2877/2008, de 9 de octubre, pretende conseguir un uso mínimo obligatorio de biocarburantes en 2010 equivalente al objetivo establecido en el Plan de Energías Renovables para ese año.

Gracias a la Orden Ministerial citada en el párrafo anterior, en los últimos años el consumo de biocarburantes en España siguió una senda de crecimiento constante. El consumo de biocarburantes en el periodo 2005-2010, se incrementó en más de un millón de teps, pasando de representar el 0,82% del consumo energético en el sector del transporte en 2005 al 5% en 2010. No obstante, perviven importantes barreras a la comercialización de biocarburantes en España, que están ligadas principalmente al bajo desarrollo de los canales de logística y comercialización necesarios para que los consumidores puedan acceder a las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles.

Nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020

El fin del anterior PER 2005-2010 ha dado paso a un nuevo periodo de planificación energética para las energías renovables basado en el cumplimiento de los requerimientos de la Directiva de 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, que fija como objetivos generales conseguir una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea (UE) y una cuota del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía del sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

El objetivo de la Directiva para España se establece en un 20% del consumo final bruto de energía cubierto por fuentes renovables para el año 2020 —mismo objetivo que para la media de la UE—, junto a una contribución del 10% de estas fuentes de energía en el transporte. Tal y como la Directiva establecía, España notificó a la Comisión Europea, en junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva, mostrando las trayectorias estimadas para poder cumplir los objetivos propuestos. Estos objetivos han quedado recogidos en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

Por otra parte, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, prevé la elaboración de un Plan de Energías Renova-

bles para su aplicación en el periodo 2011-2020 (PER 2011-2020).

Mientras que el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) responde a los requerimientos y metodología de la Directiva de energías renovables, ajustándose al modelo de planes de acción nacionales adoptado por la CE, el PER 2011-2020 elaborado forma parte de la planificación propia de energías renovables en nuestro país. Así, el PER 2011-2020 incluye no sólo los elementos esenciales del PANER sino también información adicional como un detallado análisis sectorial con perspectivas de evolución tecnológica y de costes.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 recoge una serie de propuestas, las cuales, convenientemente combinadas, ejecutadas, coordinadas y supervisadas, pretenden cumplir con los requerimientos europeos, alcanzando los objetivos nacionales en 2020 fijados en el Plan y que representarán, según la metodología de la Directiva, un consumo de energías renovables del 20,8% sobre el consumo de energía final bruto, así como un consumo final de las mismas del 11,3% sobre el consumo de energía en el transporte.

El método de cálculo que estipula la Directiva para medir el cumplimiento del objetivo global y de su trayectoria indicativa se basa en el indicador de consumo de energías renovables respecto al consumo final bruto de energía, que consta de dos partes:

1. *Numerador*: compuesto por el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renova-



bles. Éste se calculará como la suma del consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables, del consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para calefacción y refrigeración y del consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector del transporte. Es importante aclarar que la Directiva 2009/28/CE define el consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes de energía renovables como la cantidad de electricidad generada a partir de estas fuentes, excluyendo la electricidad producida en unidades de acumulación por bombeo a partir de agua que se ha bombeado previamente aguas arriba. Igualmente, define el consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para calefacción y refrigeración como la energía procedente de fuentes renovables producida en sistemas urbanos, más el consumo de otras energías procedentes de fuentes renovables en la industria, los hogares, los servicios, la agricultura, la silvicultura y la pesca, con fines de calefacción, refrigeración y procesos.

2. *Denominador*: consumo final bruto de energía de todas las fuentes energéticas. Así mismo, es conveniente explicar lo que la Directiva entiende por consumo final bruto de energía; a saber, todos los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura, y la pesca, incluido el consumo de electricidad y calor por la rama de energía para la producción de electricidad y calor e incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y transporte.

Respecto al método de cálculo estipulado por la Directiva 2009/28/CE para medir el cumplimiento del objetivo del 10% de fuentes de energía renovable en el transporte en 2020, consiste en:

1. *Numerador*: consumo final de todos los tipos de energía procedente de fuentes renovables consumidas en todos los tipos de transporte.
2. *Denominador*: consumo en el sector del transporte de gasolina, gasóleo, biocarburantes utilizados en el transporte por carretera y ferrocarril, y electricidad.

Además, para el cálculo de electricidad procedente de fuentes de energías renovables y consumida por los vehículos eléctricos de carretera, este consumo se multiplicará por 2,5. En la misma línea, la contribución de los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocarburantes.

A continuación se muestra en el Cuadro 8.5 los objetivos globales del PER 2011-2020. Es necesario remarcar que los datos de partida del PER que hacen referencia al 2011, son diferentes a los datos provisionales 2011, dada la evolución temporal que sufre el dato estadístico a lo largo del tiempo, obteniendo series de datos diferentes a los empleados en la elaboración inicial del Plan, pero más ajustados al dato real.

CUADRO 8.5. OBJETIVOS GLOBALES PER 2011-2020

Ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
A. Consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables	4.624	7.323	7.860	8.340	8.791	9.212	9.586	9.982	10.547	11.064	11.669	12.455
B. consumo final bruto de fuentes renovables para calefacción y refrigeración	3.541	3.933	3.992	4.034	4.109	4.181	4.404	4.651	4.834	5.013	5.152	5.357
C. Consumo final de energía procedente de fuentes renovables en el sector transporte	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216
C.1. Consumo de electricidad procedente de fuentes renovables en el sector del transporte por carretera	0	0	0	0	5	11	21	34	49	67	90	122
C.2. Consumo de biocarburantes del artículo 21.2 (*)	0	5	15	45	75	105	142	167	193	177	199	252
C.3. Subtotal renovables para cumplimiento del objetivo en transporte: (C)+(2,5-1)x(C.1)+(2-1)x(C.2)	245	1.543	2.189	2.376	2.446	2.540	2.674	2.805	2.968	3.103	3.299	3.651
D. Consumo total de fuentes de energía renovables (evitando doble contabilización de la electricidad renovable en el transporte)	8.302	12.698	13.901	14.533	15.081	15.613	16.261	16.953	17.776	18.547	19.366	20.525
E. Consumo final bruto de energía en transporte	32.431	30.872	30.946	31.373	31.433	31.714	32.208	32.397	32.476	32.468	32.357	32.301
F. Consumo final bruto de energía en calefacción y refrigeración, electricidad y transporte (**)	101.719	96.382	96.381	96.413	96.573	96.955	97.486	97.843	98.028	98.198	98.328	98.443
Objetivos en el transporte (%)												
Objetivo obligatorio mínimo en 2020												10,0%
Grado de cumplimiento del objetivo obligatorio en 2020 (C.3/E)		5,0%										11,3%
Objetivos globales (%)												
Trayectoria indicativa (media para cada bienio) y objetivo obligatorio mínimo en 2020				11,0%	12,1%	13,8%	16,0%	20,0%				
Grado de cumplimiento de la trayectoria indicativa y del objetivo obligatorio mínimo en 2020 (D/F o [Daño1+Daño2]/[Faño1+Faño2])	8,2%	13,2%	14,7%	15,9%	17,0%	18,5%	19,7%	20,8%				

(*) Artículo 21, Apartado 2 de la Directiva 2009/28/CE: biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico.

(**) En algunos años el consumo de energía bruta final ha sido corregido según el Artículo 5, apartado 6 de la Directiva 2009/28/CE, el cual estipula que la cantidad de energía consumida en la aviación en un año determinado se considerará que no sobrepasa el 6,18% del consumo final bruto de energía de ese mismo año.

FUENTE: IDAE

OBJETIVOS POR SECTORES DE CONSUMO

En los siguientes apartados se exponen los objetivos del PER 2011-2020 para cada uno de los sectores considerados: eléctrico, calefacción/refrigeración y transporte.

Objetivos globales en el sector eléctrico

Hay que destacar que tanto para la energía hidráulica como para la energía eólica, la Directiva 2009/28/CE establece un método de normalización que ajusta la variabilidad anual potencial de ambas producciones; la cual se acentúa en años de alta/baja hidraulicidad o alto/bajo recurso eólico, respectivamente. Las fórmulas de cálculo para



llevar a cabo dicha normalización de producciones quedan especificadas en el Anexo II de la Directiva 2009/28/CE y su objetivo principal es definir unas horas medias de funcionamiento; tomando como referencia los 15 años de anteriores producción en el caso de la hidráulica, y 5 años anteriores en el caso de la eólica.

El PER 2011-2020 sigue apostando por la tecnología eólica terrestre, al ser una tecnología madura y muy cercana a la competitividad con la generación eléctrica convencional, y cuyo crecimiento vendrá dado tanto a la construcción de nuevos parques eólicos como a la repotenciación de los obsoletos. Así mismo, se espera un incremento anual progresivo de la potencia eólica marina instalada, la cual empezaría a entrar en servicio alrededor de la mitad de la década.

En cualquier caso, con el objetivo de conseguir un desarrollo proporcionado de toda la oferta de tecnologías renovables, para obtener así el máximo beneficio de estas fuentes energéticas, ya en la segunda mitad de la década se empiezan a incorporar tecnologías como la geotermia o las energías del mar, de cara a preparar su progresiva maduración durante la década 2020-2030.

La energía hidroeléctrica, a pesar de ser una tecnología ya consolidada, presenta todavía potencial como para seguir instalando una media anual de entre 40 y 60 MW, teniendo en cuenta los proyectos en fase de tramitación administrativa y el potencial para aprovechar hidroeléctricamente

infraestructuras de titularidad estatal. Cabe subrayar el desarrollo de la potencia instalada de bombeo, cuyo incremento se considera será un factor significativo para facilitar la integración en la red de las energías renovables no gestionables.

Respecto a las tecnologías solar fotovoltaica y solar termoeléctrica se prevé un incremento moderado, bastante equilibrado entre ambas en cuanto a producción energética y en línea con los cupos de potencia establecidos en la legislación.

En relación a la generación eléctrica con biomasa, teniendo en cuenta el número de plantas que, en función del crecimiento de la demanda eléctrica, podrían entrar en funcionamiento en el periodo, la abundancia del potencial disponible, y el mayor desarrollo de la cogeneración, se estima que la potencia instalada podría llegar a alcanzar unas dos veces y media la existente a finales de 2010.

Finalmente, cabe señalar que, de cumplirse las expectativas del PER 2011-2020, la producción de electricidad renovable en el año 2020 superaría el 38% sobre la producción total de electricidad, respecto al aproximado 30% del año 2010. Estos porcentajes pueden variar ligeramente dependiendo de si la cuota se calcula sobre el consumo bruto de electricidad, como indica la Directiva, sumando las importaciones y restando las exportaciones de electricidad a la producción bruta; o sobre producción bruta de electricidad. Estas contribuciones se presentan en el Cuadro 8.6.

CUADRO 8.6. CONTRIBUCION 2010-2020 DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE A LA PRODUCCION BRUTA DE ELECTRICIDAD Y AL CONSUMO BRUTO DE ELECTRICIDAD

	2005	2010	2011	2012	2013	2014
Producción bruta de electricidad (GWh) (A)	292.970	300.241	303.197	311.503	321.471	329.418
Consumo bruto de electricidad (GWh) (A) + importaciones - exportaciones	291.627	291.903	294.897	303.277	312.286	319.449
% EERR sobre prod. bruta	14,5%	32,3%	31,6%	31,4%	32,1%	32,7%
% EERR (eólica e hidráulica normalizadas) sobre consumo bruto (método Directiva)	18,4%	29,2%	31,0%	32,0%	32,7%	33,5%
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Producción bruta de electricidad (GWh) (A)	349.111	349.111	357.236	365.659	374.566	383.634
Consumo bruto de electricidad (GWh) (A) + importaciones - exportaciones	326.784	337.251	345.236	353.659	362.566	371.634
% EERR sobre prod. bruta	33,4%	33,8%	34,7%	35,6%	36,7%	38,1%
% EERR (eólica e hidráulica normalizadas) sobre consumo bruto (método Directiva)	34,1%	34,4%	35,5%	36,4%	37,4%	39,0%

Nota: dado que el cierre estadístico de la información 2010-2011 ha sido posterior a la elaboración del PER 2011-2020, los datos de esta tabla presentan algunas pequeñas diferencias con dicho cierre estadístico.
FUENTE: IDAE.

Objetivos globales en el sector calor/frío

El Cuadro 8.7 recoge los objetivos para las tecnologías de generación de calor/frío, las cuales incluyen la energía geotérmica, entre ellas la bomba de calor, la solar térmica, la biomasa, ya sea en estado sólido o en forma de biogás, y la aerotermia.

Respecto a la biomasa térmica, el consumo se distribuye principalmente entre el sector industrial y el sector doméstico y edificios. Se estima que el consumo en el primero crecerá tres veces más en términos relativos que el del sector doméstico, para llegar, en 2020, a un consumo absoluto total distribuido de forma bastante equitativa entre ambos sectores.

A pesar de la desaceleración sufrida por el sector solar térmico debida a la crisis inmobiliaria, la superficie solar térmica instalada se ha seguido desarro-

llando, y se estima que seguirá su senda ascendente. El crecimiento de superficie instalada que se prevé es de un 15% anual, lo que dará lugar a una producción energética que pasará de un 4% de incremento en los dos primeros años a un 16% anual hasta el 2020.

La evolución de la geotermia para usos térmicos se desarrollará en dos tipos de aplicaciones:

1. Energía geotérmica, excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor: se estima que su actual uso en balnearios e invernaderos se mantendrá constante, de ahí el estancamiento aparente en la primera mitad de la década; el cual, dará lugar a más de dos veces y media la potencia instalada en 2010 una vez hayan entrado en marcha varios proyectos de «*district heating*» o «sistemas urbanos de calefacción».



2. Energía renovable a partir de bombas de calor geotérmicas: la bomba de calor mediante geotermia de muy baja temperatura para climatización y ACS ha experimentado un crecimiento notable en estos últimos años. Por ello, enviando las correctas señales, se estima que se continuará con crecimientos de un 15% en la primera mitad de la

década para seguir con incrementos algo inferiores una vez el mercado vaya alcanzando su madurez.

Finalmente, se observa cómo la bomba de calor aerotérmica experimentará crecimientos moderados de un 6% hasta casi duplicar su producción energética en 2020.

CUADRO 8.7. OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SECTOR DE LA CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN

ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Energía geotérmica (excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor)	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	5,2	6,4	7,1	7,9	8,6	9,5
Energía solar térmica	61	183	190	198	229	266	308	356	413	479	555	644
Biomasa	3.468	3.729	3.779	3.810	3.851	3.884	4.060	4.255	4.377	4.485	4.542	4.653
Sólida (incluye residuos)	3.441	3.695	3.740	3.765	3.800	3.827	3.997	4.185	4.300	4.400	4.450	4.553
Biogás	27	34	39	45	51	57	63	70	77	85	92	100
Energía renovable a partir de bombas de calor	7,6	17,4	19,7	22,2	24,9	28,1	30,8	33,6	37,2	41,2	45,8	50,8
De la cual aerotérmica	4,1	5,4	5,7	6,1	6,4	6,9	7,4	7,9	8,4	9,0	9,7	10,3
De la cual geotérmica	3,5	12,0	14,0	16,1	18,5	21,2	23,4	25,7	28,8	32,2	36,1	40,5
Totales	3.541	3.933	3.992	4.034	4.109	4.181	4.404	4.651	4.834	5.013	5.152	5.357

FUENTE: IDAE.

Objetivos globales en el sector del transporte

En la Cuadro 8.8 se desglosan todas las fuentes de energías renovables utilizadas en el sector del transporte. Es importante destacar la aparición de objetivos para el vehículo eléctrico antes de la mitad de la década. A título comparativo se incluye también en la Cuadro 8.9 la contribución total de las energías procedentes de fuentes de energías renovables en el transporte.

Por otro lado, las hipótesis que explican la evolución prevista en la producción y uso de biocarbu-

rantes en España durante el periodo 2011-2020 son las siguientes:

1. Biodiésel

Se prevé que el ritmo de crecimiento se intensifique gracias a los objetivos de biocarburantes establecidos para el inicio de la década, en concreto para los años 2011, 2012 y 2013, los cuales forman parte de las medidas establecidas en el Plan de Ahorro Energético del Gobierno, de marzo de 2011. Asimismo, este consumo seguirá una senda ascendente a lo largo de la década, apoyado por el desarrollo de especifi-

caciones para mezclas etiquetadas, junto con el previsible éxito de la normalización del B10.

En cuanto a las importaciones, se prevé, a partir de 2010, un descenso paulatino en términos relativos durante los próximos años, hasta estabilizarse en torno al 10% del consumo total durante la segunda mitad del periodo 2011-2020.

Por último, y en lo referente al consumo de biodiésel del artículo 21.2 de la Directiva 2009/28/CE, aquél que se obtiene a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico, las cifras aportadas muestran la expectativa existente de que al final del periodo 2011-2020 se alcance un grado de utilización próximo a los dos tercios del potencial de aprovechamiento de aceites vegetales usados.

2. Bioetanol y bio-ETBE

Se prevé que el consumo prácticamente se duplique, desde 2011 hasta 2020. Su proyección

ascendente será en parte motivada por la probable desaparición de la gasolina de protección y la generalización de la especificación de la gasolina como E10.

Por otro lado, se estima que la importante contribución de las importaciones de ETBE al consumo nacional de etanol que se observan en 2010 se vaya reduciendo en los años siguientes hasta desaparecer, al generalizarse la incorporación en las gasolinas de la mezcla directa de bioetanol junto con ETBE.

En lo que respecta al consumo de bioetanol y bio-ETBE del artículo 21.2 de la Directiva 2009/28/CE, las cifras aportadas muestran la expectativa de que al final del periodo 2011-2020 se encuentren en fase comercial alguno de los proyectos existentes en España de producción de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos residuales.

CUADRO 8.8. OBJETIVOS DEL PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020 EN EL SECTOR DEL TRANSPORTE

ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Bioetanol/bio-ETBE	113	226	232	281	281	290	301	300	325	350	375	400
De los cuales biocarburantes del artículo 21.2 (*)	0	0	0	0	0	0	7	7	7	19	19	52
Biodiésel	24	1.217	1.816	1.878	1.900	1.930	1.970	2.020	2.070	2.120	2.170	2.313
De los cuales biocarburantes del artículo 21.2 (*)	0	5	15	45	75	105	135	160	186	158	180	200
Electricidad procedente de fuentes renovables	107	96	126	172	182	198	229	266	307	356	420	503
De la cual transporte por carretera	0	0	0	0	5	11	21	34	49	67	90	122
De la cual transporte no por carretera	107	96	126	172	176	187	207	232	258	289	330	381
Total biocarburantes	137	1.442	2.048	2.159	2.181	2.220	2.271	2.320	2.395	2.470	2.545	2.713
TOTAL EERR en el TRANSP.	245	1.538	2.174	2.331	2.363	2.418	2.500	2.586	2.702	2.826	2.965	3.216

(*) Artículo 21, Apartado 2 de la Directiva 2009/28/CE: biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material lignocelulósico.

FUENTE: IDAE.



CUADRO 8.9. CONTRIBUCIÓN DE LOS BIOCARBURANTES Y OTRAS FUENTES RENOVABLES AL CONSUMO EN EL TRANSPORTE

ktep	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Fuentes de EERR en el sector del transporte (%) (método Directiva)	0,8%	5,0%	7,1%	7,6%	7,8%	8,0%	8,3%	8,7%	9,1%	9,6%	10,2%	11,3%

FUENTE: IDAE.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

Las principales novedades legislativas en materia de eficiencia energética, cogeneración y energías renovables correspondientes al año 2010 se destacan a continuación:

EFICIENCIA ENERGÉTICA

I. PLAN DE ACCIÓN 2008-2012 DE LA E4:

PLAN DE ACTIVACIÓN DEL AHORRO Y LA EFICIENCIA ENERGÉTICA 2008-2011.

- Real Decreto 303/2011, de 4 de marzo, por el que se modifican el Reglamento General de Circulación, aprobado por el Real Decreto 1428/2003, de 21 de noviembre, y el Texto Articulado de la Ley sobre Tráfico, Circulación de Vehículos a Motor y Seguridad Vial, aprobado por el Real Decreto Legislativo 339/1990, de 2 de marzo, y se reduce el límite genérico de velocidad para turismos y motocicletas en autopistas y autovías.

La coyuntura internacional y la evolución del precio del petróleo ponen de manifiesto la necesidad de adoptar medidas encaminadas a la reducción del consumo de esta fuente energética y sus derivados, cuya demanda se con-

centra en el sector del transporte. Dada la relación entre el consumo de carburantes en carretera y los límites de velocidad de circulación de los vehículos en autopistas y autovías, el presente real decreto procede a la modificación del artículo 48 del Reglamento General de Circulación relativo al límite de velocidad de vehículos en dichas vías. Esta medida se aplicará transitoriamente en atención a los resultados obtenidos, estando establecida su vigencia en el periodo comprendido entre el 7 de marzo de 2011 y el 30 de junio de 2011. El Gobierno podrá acordar su prórroga atendiendo a la situación del mercado energético. Una vez concluido su vigencia, se restablecerá el límite de velocidad anterior la entrada en vigor de esta norma.

- Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética.

El real decreto, en vigor desde el 24 de mayo de 2011, tiene por objeto la regulación de los gestores de cargas del sistema como sujetos que desarrollan la actividad destinada al suministro de energía eléctrica para la recarga de los vehículos eléctricos, de conformidad con lo previsto en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico. Con ello se contribuye a impulsar la implantación



del vehículo eléctrico, así como a la integración de la generación en régimen especial o de sistemas que almacenen energía eléctrica para una mejor gestión del sistema eléctrico. Por otra parte, en línea con lo anterior y con las medidas de infraestructura y gestión de la demanda previstas por la Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico, con el horizonte 2014, y el Plan de Acción 2010-2012, se procede a crear el peaje de acceso 2.1DHS de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW que diferencia tres periodos tarifarios, periodo 1, periodo 2 y periodo 3 (supervalle). Por ello, se hace necesario establecer una nueva modalidad de discriminación horaria que contemple este periodo en los peajes de acceso regulados por la legislación vigente, así como incluir dicha modalidad dentro de la tarifa de último recurso (TUR), al ser de aplicación a los consumidores acogidos a la TUR de potencia contratada hasta 10 kW, siendo necesario adaptar su procedimiento de cálculo modificando en estos términos la disposición normativa correspondiente (Orden ITC/1659/2009).

- **Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos durante 2011, en el marco del Plan de acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al vehículo eléctrico en España 2010-2014**

Este real decreto tiene por objeto la regulación de la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos eléctricos nuevos, enten-

diendo como tales aquellos cuya energía de propulsión procede, total o parcialmente, de la electricidad de sus baterías, cargadas a través de la red eléctrica. La finalidad de dichas ayudas, en forma de subvenciones, es facilitar y fomentar la movilidad eléctrica. Estas ayudas se concederán a la adquisición de vehículos eléctricos nuevos, operaciones de financiación por leasing financiero y arrendamiento por renting o leasing operativo de estos vehículos, cuyas solicitudes se registren en el sistema telemático de gestión de la subvención antes del 1 de diciembre de 2011, o hasta el agotamiento de los fondos si esta circunstancia se produjera con anterioridad.

Las ayudas para la adquisición de un vehículo se otorgarán una sola vez sin que quepa duplicidad en caso de transmisión del mismo vehículo. La cuantía de las ayudas variará según el vehículo a adquirir y autonomía en modo de funcionamiento exclusivamente eléctrico. Estas ayudas serán compatibles con otras subvenciones, ayudas, ingresos o recursos para el mismo fin, procedentes de cualesquiera administraciones o entes públicos o privados, nacionales, de la UE o de organismos internacionales y con otras ayudas o subvenciones que pudieran establecer las Comunidades Autónomas para igual fin. No obstante, serán incompatibles con las concedidas por el IDAE en el marco del Proyecto Piloto MOVELE o del Programa de Ayudas a Proyectos Estratégicos, así como de los Proyectos Estratégicos del Plan de Acción 2008-2012 de la E4. En caso de concurrencia de subvenciones de otras Administraciones públicas o entes públicos o privados, el importe de las ayudas conce-



didadas no podrá superar el coste de adquisición del vehículo.

- **Real Decreto 1700/2011**, de 18 de noviembre, por el que se modifica el Real Decreto 648/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la adquisición de vehículos eléctricos durante 2011, en el marco del Plan de Acción 2010-2012 del Plan integral de impulso al vehículo eléctrico en España 2010-2014, para prorrogar el plazo de admisión de solicitudes de ayuda.

El desplazamiento de la oferta de vehículos eléctricos hacia finales de 2011 y 2012, coincidiendo con la proximidad de la finalización de la vigencia de las ayudas a la adquisición de estos vehículos, reguladas en el RD 648/2011, hace necesario continuar aplicando medidas de estímulo a la adquisición de los mismos.

El presente real decreto, en vigor desde el 25 de noviembre, procede a modificar el RD 648/2011 ampliando el periodo de admisión de solicitudes desde el 1 al 15 de diciembre de 2011 y desde el 1 de enero de 2012 hasta el 30 de noviembre de 2012.

II. ORDENANZAS DE ALUMBRADO:

Desde el año 2006 se vienen intensificado las actuaciones relativas a la incorporación de este tipo de ordenanzas, registrándose en el último año un total de ocho adicionales, a las que se suman otras dos en tramitación. Estas nuevas ordenanzas se encuentran ampliamente distribuidas, localizándose en ocho provincias distintas,

con mayor incidencia en Murcia y Navarra. 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.

III. EQUIPAMIENTO:

- **Real Decreto 187/2011**, de 18 de febrero, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.

Este real decreto, en vigor desde el 4 de marzo de 2011, tiene como objeto el establecimiento de los requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía, con el fin de contribuir al desarrollo sostenible y a la protección del medio ambiente, a través del incremento de la eficiencia energética, disminución de la contaminación e incremento de la seguridad del abastecimiento energético. Su ámbito de aplicación se extiende a los productos relacionados con la energía sobre los que resulten aplicables medidas de ejecución para poder ser introducidos en el mercado o puestos en servicio. Se incluyen además de los productos que utilizan energía, que constituían el ámbito cerrado de la Directiva 2005/32/CE, otros muchos productos relacionados con la energía que tienen un importante potencial de mejora para reducir las consecuencias medioambientales, como ventanas y materiales aislantes utilizados en la construcción o algunos productos que utilizan el agua, que mediante un mejor diseño ecológico también pueden contribuir a



un ahorro energético importante durante su utilización. Se excluye de su aplicación los medios de transporte de personas o mercancías.

Queda derogado el RD 1369/2007 relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos que utilizan energía, así como el RD 838/2002 por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes.

- **Real Decreto 1390/2011**, de 14 de octubre, por el que se regula la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada.

Mediante el presente real decreto, se procede a regular la información dirigida al usuario final, particularmente por medio del etiquetado y la información normalizada del producto, sobre el consumo de energía y cuando corresponda, de otros recursos esenciales respecto a los productos relacionados con la energía durante su utilización, así como otra información complementaria, de manera que permita elegir a los usuarios finales productos más eficientes. Su aplicación se limita a los productos relacionados con la energía cuya utilización tenga una incidencia directa o indirecta significativa sobre el consumo de energía, y en su caso, sobre otros recursos esenciales. Quedan excluidos de su ámbito de actuación los productos de segunda mano, los medios de transporte para personas o mercancías, así como la placa de datos de potencia o su equivalente colocada sobre dichos productos por motivos de seguridad.

Este real decreto, en vigor a partir del 16 de octubre de 2011, refuerza los principios contenidos en el Real Decreto 187/2011, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía. Asimismo, mediante su aprobación se procede a la incorporación al derecho español de la Directiva 2010/30/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la indicación del consumo de energía y otros recursos por parte de los productos relacionados con la energía, mediante el etiquetado y una información normalizada.

IV. TRANSPORTE:

- **Real Decreto 1361/2011**, de 7 de octubre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se fijan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo, en lo relativo a las especificaciones técnicas del gasóleo denominado clase B.

A objeto de compaginar la mejora medioambiental asociada a la reducción del contenido de azufre, requerida por el RD 1088/2010 según lo establecido por la Directiva 2009/30/CE, y minimizar el impacto económico de la medida, mediante este real decreto, se detallan los usos del gasóleo B para los que se exige un contenido máximo en azufre de 10 mg/kg a partir del 1 de enero de 2011 y aquellos que temporalmente, hasta el 31 de diciembre de 2011, están eximidos de su cumplimiento. Para otros usos del



gasóleo B distintos a los especificados, no será exigible dicha medida. Según esto, el presente real decreto, en vigor a partir del 21 de octubre de 2011, modifica al RD 61/2006, en lo referente a las especificaciones técnicas relativas a gasóleos de uso agrícola y marítimo (clase B), de modo que a partir del 1 de enero de 2011, el contenido máximo autorizado de azufre de los gasóleos para máquinas móviles no de carretera, tractores agrícolas y forestales y embarcaciones de recreo sea 10 mg/kg, pudiéndose producir entregas a usuarios finales con un contenido en azufre de hasta 20 mg/kg. Hasta el 31 de diciembre de 2011 se podrá comercializar gasóleo que contenga un máximo de 1000 mg/kg de azufre para vehículos ferroviarios y tractores agrícolas y forestales, siempre y cuando este límite no ponga en riesgo el funcionamiento adecuado de los sistemas de control de emisiones.

ENERGÍAS RENOVABLES

- **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.

En el Consejo de Ministros del 4 de marzo 2011 se estableció, como parte del Plan de medidas urgentes de ahorro y eficiencia energética, la necesidad de incrementar la obligación de introducir biodiesel en carburantes hasta el 7% en contenido energético para los años 2011, 2012 y 2013. Con objeto de reducir el consumo de combustibles fósiles en el sector del transporte, contribuir a diversificar las fuentes de

energía primaria, incrementar la seguridad de abastecimiento energético, acrecentar la independencia energética y reducir el coste de las importaciones de petróleo, se considera conveniente, establecer nuevos objetivos más ambiciosos de venta y consumo de biocarburantes que los establecidos por el RD 1738/2010, de 23 de diciembre. El presente real decreto tiene como objeto el establecimiento de los objetivos anuales obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte, para los años 2011, 2012 y 2013. A tal fin, se fijan tres objetivos mínimos, en relación al contenido energético en gasolinas, en gasóleos y en el total de gasolinas y gasóleos vendidos o consumidos.

Objetivos (%)	2011	2012	2013
Biocarburantes	6,2	6,2	6,5
Biocarburantes en diesel	6,0	7,0	7,0
Biocarburantes en gasolina	3,9	4,1	4,1

Los porcentajes indicados se calcularán, para cada uno de los sujetos obligados, de acuerdo con las fórmulas recogidas en la Orden ITC/2877/2008.

Los sujetos obligados a acreditar el cumplimiento de dichos objetivos son: los operadores al por mayor del sector de hidrocarburos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor; Las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrado por los operadores al por mayor; los consumidores de



productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.

- **Resolución de 3 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el procedimiento de operación 3.7 «Programación de la generación de origen renovable no gestionable» de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.**

La Secretaría de Estado de Energía procede mediante la presente Resolución, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, a la aprobación de un procedimiento de operación, por el cual se habilita un soporte normativo para el control de producción de generación de régimen especial en los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares de manera análoga al ya existente en el Sistema Eléctrico Peninsular. Dicho procedimiento describe los flujos de información y los procesos necesarios para la programación de la generación de origen renovable no gestionable, con el fin de garantizar la operación segura de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares. En consecuencia, pretende establecer medidas de operación que permitan la máxima integración posible de la potencia y energía compatible con la operación segura y estable de los Sistemas.

Este procedimiento se aplica a los siguientes sujetos: Red Eléctrica como Operador del Sistema (OS); empresas propietarias de instalacio-

nes de producción de origen renovable no gestionable; Centros de Control de las instalaciones de generación de origen renovable no gestionable; las empresas propietarias de instalaciones de la red de transporte; las empresas propietarias de instalaciones de la red de distribución y los gestores de distribución correspondientes. Desde el punto de vista de las instalaciones de producción, será de aplicación a todas las instalaciones de generación de origen renovable no gestionable instaladas en los SEIE con potencia nominal registrada en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE) mayor de 1 MW o a aquellas inferiores a 1 MW pero que formen parte de una agrupación de instalaciones cuya potencia total sea mayor de 1 MW.

- **Resolución de 14 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se incluye el hidrobiodiesel en el anexo 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.**

Esta resolución tiene por objeto la incorporación del hidrobiodiesel en el anexo de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, para que pueda certificarse el contenido energético de dicho biocarburante, estableciendo el contenido energético de este biocarburante en 0,8121 tep/m³ así como el rendimiento en volumen del 97% para el proceso de transformación de aceite vegetal en hidrobiodiésel, salvo en los casos de mezclas de hidrobiodiésel con gasóleo de origen fósil.



- **Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo.**

El presente real decreto, en vigor desde el 6 de noviembre de 2011, tiene como objetivos: la regulación de los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos establecidos en la normativa comunitaria; el establecimiento del sistema nacional de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos; y la configuración del valor doble de determinados biocarburantes, para el cumplimiento de los objetivos obligatorios en materia de energías procedentes de fuentes renovables en el transporte y la obligación de utilizar energías renovables.

Mediante este real decreto se incorporan parcialmente al ordenamiento jurídico nacional la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

ORDENANZAS SOLARES:

A partir del año 2001, fecha en que tuvo lugar la publicación por el IDAE del modelo de Ordenanza Municipal sobre Captación Solar para usos térmicos, ha sido intensa la actividad a nivel nacional en cuanto a la elaboración y aprobación de ordenanzas solares, tanto de aprovechamiento de energía térmica como fotovoltaica. En el año 2011 han

sido trece los municipios en los que se han aprobado ordenanzas solares adicionales. A estos se suman otros tres con tramitaciones en curso. Como es habitual, a nivel geográfico, la mayor actividad se registra en el área mediterránea, con Cataluña a la cabeza. Se espera 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.

RÉGIMEN ESPECIAL

- **Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.**

El objetivo del presente Real Decreto-ley, en vigor desde el 25 de diciembre de 2010, es abordar con carácter urgente la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Asimismo, mantiene el objetivo de eliminar la aparición de nuevo déficit en el sistema eléctrico a partir del 2013, y asegura esta senda de reducción recogiendo un conjunto de medidas que permitan solventar la situación coyuntural. En el diseño de estas medidas se ha cuidado asegurar la garantía del suministro, y garantizar la protección del derecho de los consumidores al suministro eléctrico en condiciones equitativas, así como asegurar el cumplimiento de los objetivos en materia de eficiencia energética y fomento de las energías renovables.



Por ello en primer lugar, se anula la excepción del pago por el uso de las redes de transporte y distribución a los consumos por bombeo y se establece la obligación de los productores de energía eléctrica del pago de dichos peajes. Así, dado que las instalaciones de generación, especialmente las de régimen especial, han experimentado un crecimiento significativo, se ha producido un incremento de las inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. En el contexto actual de crisis y déficit tarifario, queda justificado que los generadores contribuyan mediante el pago de peajes a los costes imputables a las inversiones requeridas, fijándose provisionalmente un peaje de acceso de 0,5 €/MWh tomando como referencia la normativa comunitaria vigente. En segundo lugar, con el fin de reducir los costes imputables a la tarifa se establece que las empresas productoras del régimen ordinario financiarán el Plan de Acción 2008-2012 de la «Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012». En tercer lugar, parece razonable que los productores de régimen especial contribuyan a mitigar los sobrecostes del sistema, de manera proporcional a las características de cada tecnología, a su grado de participación en la generación de esos sobrecostes y al margen existente en la retribución cuya rentabilidad razonable queda en todo caso garantizada. Con tal fin, se han venido aprobando en los últimos meses medidas regulatorias dirigidas a los productores de energía eléctrica eólica, termosolar y de cogeneración. Por ello, teniendo en cuenta el ritmo de crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas, y salvaguardando el principio de suficiencia de su retribución, dada la incidencia que su

generación produce en el déficit tarifario, se establece la posibilidad de limitar las horas equivalentes de funcionamiento con derecho al régimen económico primado que tengan reconocido. De este modo se fijan dichos valores de referencia de acuerdo con los valores utilizados para el cálculo de su retribución establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y los reflejados en el RD 661/2007. Paralelamente, se amplía a 28 años para las instalaciones de tipo de tipo fotovoltaico, las referencias en el plazo a los primeros 25 años establecidas en el RD 661/2007.

- **Orden ITC/2585/2011**, de 29 de septiembre, por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los precios de los peajes de acceso supervalle y se actualizan determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, a partir de 1 de octubre de 2011.

Mediante la presente orden, en vigor desde el 2 de octubre de 2011, se revisan los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y se establecen a partir de 1 de octubre de 2011 los peajes de acceso supervalle a las redes de transporte y distribución, definidos en el RD 647/2011 por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética y en la Orden ITC/1659/2009. En relación con esto, se establece un periodo de seis meses a partir de la entrada en vigor de esta orden para la adaptación de los equipos de medida en aquellos suministros que se acojan al peaje de acceso con discriminación horaria supervalle.



Asimismo, de acuerdo con lo previsto en el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se procede a la actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de cogeneración que utilicen gas natural, gasóleo, fuel-oil o GLP, instalaciones de residuos, así como las instalaciones de cogeneración para el tratamiento y reducción de residuos. Dichas actualizaciones se realizarán en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles y el IPC trimestral. Por otro lado, el desarrollo de las convocatorias de preasignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas y el enorme número de expedientes tramitados, aconsejan una modificación del calendario de las convocatorias de forma que se celebren asociadas cada dos trimestres. En consecuencia, se modifica el RD 1578/2008 de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de forma que el número de convocatorias anuales se fija en cuatro, coincidentes con las fechas de resolución del procedimiento de preasignación.

- **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

El objeto del real decreto es efectuar el desarrollo de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en sintonía con la Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la

demanda de calor útil y con la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables mediante el establecimiento de las condiciones administrativas y técnicas básicas de conexión a la red de baja y alta tensión hasta 36 kV de las instalaciones de energías renovables y de cogeneración de pequeña potencia, teniendo en cuenta sus especiales características y con la finalidad de establecer una regulación específica que permita el desarrollo de estas actividades.

El real decreto será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y especial de potencia no superior a 100 kW, de las tecnologías presentes en instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa, o cualquier tipo de biocarburante, o bien residuos con valorización energética no contemplados en la categoría anterior, en cualquiera de los dos casos siguientes: cuando se conecten a las líneas de tensión inferior a 1 kV de la empresa distribuidora; y cuando se conecten al lado de baja de un transformador de una red interior, a una tensión inferior a 1 KV, de un consumidor conectado a la red de distribución y siempre que la potencia instalada de generación conectada a la red interior no supere los 100 kW. Igualmente, será de aplicación a las instalaciones de régimen ordinario y régimen especial de potencia no superior a 1.000 kW de las tecnologías contempladas en las instalaciones de cogeneración, así como de centrales que utilicen como combustible principal biomasa procedente de: cultivos energéticos, de residuos de las actividades agrícolas, de jardinerías, o de apro-



vechamientos forestales y otras operaciones silvícolas; de estiércoles, biocombustibles o biogás procedente de la digestión anaerobia de residuos agrícolas y ganaderos, de residuos biodegradables de instalaciones industriales o de lodos de depuración de aguas residuales, así como el recuperado en los vertederos; y de instalaciones industriales, que se conecten a las líneas de tensión no superior a 36 kV de la empresa distribuidora, bien directamente o a través de una red interior de un consumidor.

Asimismo, se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la futura y próxima regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo que incentivará el autoconsumo.

Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida con beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

Mediante este real decreto, en vigor desde el 9 de diciembre de 2011, se procede a la incorporación parcial al derecho español de la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables en lo relativo a la simplificación de los procedimientos de autorización para las instalaciones de producción de electricidad de pequeño tamaño

y a las condiciones de acceso a las redes. Asimismo, se deroga el RD 1663/2000 sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ampliando el ámbito de aplicación de la nueva regulación y manteniendo la estructura básica de su contenido.

LIBERALIZACIÓN DEL MERCADO ENERGÉTICO E IMPULSO DE LA PRODUCTIVIDAD

- **Ley 2/2011**, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

La Ley de Economía Sostenible, en vigor desde el 6 de marzo de 2011, recoge disposiciones relativas a distintos ámbitos de la sostenibilidad ambiental, desde la que se abordan reformas globales de los sectores afectados. Estos ámbitos son el modelo energético, la reducción de emisiones, el transporte y la movilidad sostenible y, en especial por su importancia en el modelo económico español, la rehabilitación y la vivienda.

Con relación a la *sostenibilidad medioambiental*, la Ley, recoge los grandes principios aplicables en la materia, esto es, la garantía de la seguridad del suministro, la eficiencia económica y el respeto al medio ambiente, así como los objetivos nacionales para 2020 sobre ahorro y eficiencia energética y sobre utilización de energías renovables, coherentes con los establecidos en la UE. De ello se deriva un *modelo energético* que buscará impulsar la participación de las energías renovables, reforzar la previsibi-



lidad y la eficiencia de las decisiones de política energética y en especial del marco de incentivos y reducir la participación de las energías con mayor potencial de emisiones de CO₂. Por otra parte, se impulsa la cooperación entre Administraciones Públicas y se fomenta la I+D+i en materia de energías renovables y ahorro y eficiencia energética, con hincapié en las nuevas obligaciones para las Administraciones Públicas.

Respecto al *sector transporte*, la Ley pretende impulsar su transformación para incrementar su eficiencia económica y medioambiental, así como la competitividad en el mismo. En cuanto a la *movilidad sostenible*, se fomenta la aplicación de los planes de movilidad sostenible, supeditando la concesión de subvenciones estatales al transporte público urbano o metropolitano a la puesta en marcha de estos planes. Se avanza también en el fomento de la movilidad sostenible en las empresas, dando rango legal a la previsión de planes de transporte. En materia de promoción del transporte por carretera limpio, por una parte, se transpone la Directiva 2007/46/CE por la que se crea un marco para la homologación de los vehículos de motor y de los remolques, y por otra, la Directiva 2009/33/CE relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes. Según esto, los poderes adjudicadores y los operadores que ejecuten obligaciones de servicio público, en sus adquisiciones de vehículos de transporte en carretera, deberán considerar el impacto energético y medioambiental ligado al uso de los vehículos durante su vida útil.

En lo referente al *sector de la vivienda*, la Ley trata de impulsar la recuperación de este sector mediante reformas dirigidas al impulso a la rehabilitación y la renovación urbanas. Asimismo, la Ley prevé que la Administración General del Estado, junto a las Administraciones competentes en materia de ordenación del territorio y urbanismo, impulse las acciones de rehabilitación y renovación y la coordinación de las medidas, los fondos, las ayudas y los beneficios, incluidos los previstos en programas comunitarios, destinados a tales objetivos. En este ámbito se contempla el uso de tecnologías limpias y eficientes dirigidas a la gestión de la energía, agua y residuos.

Como **instrumento financiero** se recoge el **Fondo de Economía Sostenible** cuyo fin es apoyar el desarrollo de los principios y objetivos contenidos en la Ley. Se prevén igualmente instrumentos de coordinación entre la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas, así como con las Entidades locales, en el seguimiento y evaluación de la aplicación de la Ley.

- **Orden ITC/2366/2011**, de 30 de agosto, **por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para la realización de actuaciones en el marco de la política pública para el fomento de la competitividad de sectores estratégicos industriales para el período 2012-2015.**

Constituye el objeto de la presente orden, en vigor desde el 4 de septiembre de 2011, el establecimiento de las bases del régimen de ayudas para impulsar actuaciones dirigidas al



mantenimiento y mejora de la competitividad de sectores estratégicos industriales, en el periodo 2012-2015. El ámbito de aplicación incluye actuaciones que tienen como finalidad favorecer la competitividad de las empresas de los sectores estratégicos industriales, y de manera específica en aspectos como: el incremento del valor añadido de productos y servicios, orientados a la producción limpia; el aumento de la eficiencia y sostenibilidad de los procesos de producción; la reorientación de la producción hacia productos más sosteni-

bles que mejoren la eficiencia energética y su impacto ambiental a lo largo del ciclo de vida; etc.

Las actuaciones beneficiarias deberán integrarse dentro de planes de competitividad empresarial concernientes a algunos de los siguientes sectores: bienes de equipo; químico y farmacéutico; metalúrgico y siderúrgico; productos metálicos y fabricación de otros productos minerales no metálicos; ferroviario; automoción; y aeroespacial.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



En España, durante el año 2011 ha continuado el estancamiento de la economía, produciéndose, en consecuencia, un descenso del consumo energético en relación con el año 2010, tanto en energía primaria como, un poco más elevado, en energía final. En este contexto, aunque su participación porcentual se ha incrementado, también se ha producido un descenso, en relación con el año anterior, de la aportación de las energías renovables en la generación eléctrica.

Respecto a la actividad internacional en el ámbito del cambio climático, entre noviembre y diciembre de 2011 se ha celebrado la COP 17 en Durban (Sudáfrica) 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-17 de Durban (Sudáfrica). 28 noviembre – 9 diciembre 2011

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 periodo 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 28 de noviembre y el 9 de diciembre de 2011, se han celebrado en Durban (Sudáfrica) las reuniones correspondientes a la 17ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (COP 17) y la 7ª Sesión de la Conferencia de las Partes, en calidad de reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (CMP7) y del 35.º Periodo de Sesiones de los Órganos Subsidiarios.

Tras dos semanas de intensas negociaciones que obligaron a prorrogar en más de un día las negociaciones, las Partes de la Convención han alcanzado un acuerdo que refuerza el marco multilateral de lucha contra el cambio climático gracias a tres elementos centrales de un paquete de decisiones que han supuesto el gran éxito de la Cumbre:

1. Un proceso para determinar un marco legal, aplicable a todos los países, a partir de 2015 que facilite la acción climática,
2. La puesta en marcha del Fondo Verde para el Clima,
3. La continuación del Protocolo de Kioto a través de un segundo periodo de compromiso.

Estos tres grandes avances políticos se han complementado con un conjunto de más de 30 decisiones que culminan el progreso del año anterior en la cumbre de Cancún, a través de la implementación y desarrollo de muchos de los elementos acordados entonces. Así, en el ámbito del Grupo de Trabajo para la Cooperación a Largo plazo (AWG LCA), se ha avanzado en la puesta en marcha de los elementos ya lanzados en los Acuerdos de Cancún en ámbitos como la mitigación, los mecanismos de mercado, la adaptación, la tecnología, la financiación a largo plazo o el fortalecimiento de capacidades entre otras cuestiones. Por su parte, el Grupo de Trabajo para la consideración de los Futuros Compromisos de las Partes Anexo I (AWG KP) ha trabajado para dar forma a la continuidad del Protocolo de Kioto avanzado en las cuestiones relacionadas con los compromisos de reducción que asumirán las Partes en el segundo periodo de compromiso, cerrar las reglas relativas al mismo y en una serie de propuestas de enmiendas.

Además, la COP y la CMP han adoptado una serie de decisiones significativas entre las que destacan las relativas a la adaptación, con el acuerdo sobre el proceso, las modalidades y directrices para la elaboración e implementación de los Planes Nacionales de Adaptación en los países menos desarrollados y en otros países en desarrollo, el Programa de Trabajo sobre enfoques para hacer frente a las pérdidas y daños asociados al cambio climático y los talleres que se llevarán a cabo en 2012 sobre este tema, el establecimiento de un foro único para tratar el impacto de las medidas de respuesta, las cuestiones relativas al mecanismo de desarrollo limpio (MDL), materialidad o las

modalidades para considerar la captura y almacenamiento de carbono como proyectos de MDL, entre otros temas.

La alianza entre la Unión Europea, la Alianza de los Pequeños Estados Insulares (AOSIS, en sus siglas en inglés) y el grupo de los Países Menos Desarrollados, ha sido clave para conseguir un proceso que aumente el nivel de ambición y que reafirme el objetivo de los 2.º C a través de la adopción de un acuerdo jurídicamente vinculante que incluya a todos los países consiguiendo mantener la presión en los países emergentes como China, Brasil e India, así como en Estados Unidos, actores más difíciles en estas negociaciones.

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 y algunas de ellas aprobado a lo largo del año 2011. Entre ellas cabe señalar las siguientes:

– *Derechos de emisión y Asignación gratuita.*

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 ar-

tículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (*en adelante CIMs*).

Como apoyo a los Estados miembros y las autoridades competentes para aplicar correctamente la nueva metodología de asignación de derechos de emisión y para la Fase III de ETS, además de las normas establecidas en la Decisión de la Comisión, se han elaborado un total de nueve documentos guía. La Comisión considera que es necesario alcanzar el máximo nivel de armonización en la aplicación de la metodología de asignación para la fase III. Los documentos guía tienen como objetivo lograr la coherencia en la interpretación de las CIMs, para promover la armonización y evitar posibles abusos o distorsiones de la competencia en el UE. La lista completa de los documentos se describe a continuación

Documento Guía n. 1.—Orientación general: esta guía ofrece una visión general del proceso de asignación y explica los fundamentos de la metodología de asignación.

Documento Guía n. 2.—Orientación sobre las metodologías de asignación: esta guía explica cómo funciona la metodología de asignación y sus principales características.

Documento Guía n. 3.—Recogida de datos: esta guía explica que datos deben remitir los operadores a las autoridades competentes y la forma de recopilarlos. Refleja la estructura del cuestionario de recogida de datos facilitada por la CE.

Documento guía n. 4.—Orientación sobre verificación de datos: esta guía explica el proceso de veri-

ficación, la obtención de datos para las Medidas Nacionales de Aplicación.

Documento guía n. 5.—Orientación sobre la fuga de carbono: se presenta la cuestión de las fugas de carbono y cómo afecta al cálculo de la asignación gratuita.

Documento guía n. 6.—Orientación sobre flujos de calor: se explica cómo aplicar las metodologías de asignación en caso de transferencia de calor más allá de los límites de una instalación.

Documento guía n. 7.—Orientación sobre los nuevos entrantes y cierres: esta guía tiene por objeto explicar las normas de reparto de los nuevos entrantes, así como el tratamiento de los cierres.

Documento guía n. 8.—Orientación sobre la emisiones de gases residuales y de proceso.

Documento guía n. 9.—Orientación para sectores específicos: esta guía describe la aplicación de referencia de producto así como los límites del sistema para los productos enumerados en las CIMs.

Decisión de la Comisión 2011/389/UE, de 30 de junio de 2011, sobre la cantidad total de derechos de emisión para la Unión a que se refiere el artículo 3 sexies, apartado 3, letras a) a d), de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad.

Tal y como se menciona en su artículo 4:

- La cantidad total de derechos de emisión para la Unión a que se refiere el artículo 3 *sexies*, apartado 3, letra d), de la Directiva 2003/87/CE en el período comprendido entre el 1 de enero de 2012 y el 31 de diciembre de 2012 asciende a 180 958 245
- La cantidad total de derechos de emisión para la Unión a que se refiere el artículo 3 *sexies*, apartado 3, letra d), de la Directiva 2003/87/CE en cada uno de los años del período que empieza el 1 de enero de 2013 asciende a 170 972 071.

– 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 2011/745/UE*, de 11 de noviembre de 2011, 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.

– Subastas

Durante el primer período de comercio de derechos de emisión, 2005-2007, los Estados miembros han subastado cantidades de derechos de emisión muy pequeñas. Durante el segundo período, 2008-2012, la mayor parte de derechos de emisión de carbono sigue siendo asignada de forma gratuita, aunque la cantidad de derechos subastada respecto al primer período va a ser un poco mayor. La



revisión de la Directiva 2003/87 prevé un cambio fundamental para el tercer periodo de comercio de derechos de emisión que se inicia en 2013, al ser el mecanismo de asignación más transparente.

En noviembre de 2010 la Comisión ha publicado el *Reglamento 1031/2010*, mediante el cual se establece el esquema para la realización de subastas de derechos de emisión, tanto para los derechos asignados a la aviación, incluida en el Capítulo II de la Directiva 2003/87, como para los derechos asignados a instalaciones estacionarias, incluidos en el Capítulo III de la Directiva 2003/87.

En dicho Reglamento la opción de una plataforma común de subastas que actúe en representación de los Estados Miembros se considera como la mejor opción para proporcionar un acceso pleno, justo y equitativo a las pequeñas y medianas empresas incluidas en el régimen de la UE, minimizando el riesgo de abuso de mercado. Sin embargo, se contempla también que los Estados miembros que lo deseen el designen una plataforma de subasta propia siempre y cuando se respeten las reglas para su funcionamiento y se asegure la coordinación con la plataforma común. Las plataformas de subasta deben ser mercados regulados, con el objeto de fortalecer los mecanismos de vigilancia.

La plataforma común realizará subastas con una frecuencia al menos semanal, mientras que en las plataformas nacionales el volumen de derechos subastados en subastas individuales deberá situarse entre 10 y 20 millones de derechos de emisión.

El plazo establecido para que los Estados miembros informaran a la Comisión de su decisión de

designar su propia plataforma finalizó el día 19 de febrero de 2011. Alemania, Polonia y Reino Unido han sido los únicos países que han informado a la Comisión de su intención de designar plataformas nacionales.

Las subastas se llevarán a cabo mediante un formato de ronda única, oferta sellada y precio uniforme. Podrán participar en las subastas, entre otros, los titulares de instalaciones u operadores aéreos con cuenta en el registro europeo de derechos de emisión y sus agrupaciones empresariales y compañías de inversión que pujen por cuenta propia o en nombre de clientes. Todos los procesos de subasta deberán ser supervisados por un único observador independiente.

Cada año en la Unión Europea se estima que se podrían subastar del orden de 1.000 millones de derechos de instalaciones fijas y 30 millones de derechos de aviación.

El *Reglamento (UE) n.º 1210/2011 de la Comisión*, de 23 de noviembre de 2011, modifica el Reglamento (UE) n.º 1031/2010, en particular con el fin de determinar el volumen de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero por subastar antes de 2013.

Tal y como se detalla en el Anexo I del Reglamento los derechos de emisión por subastar en 2012 con arreglo al artículo 10, apartado 1 para España ascienden a 10.145.000.

– *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.

La financiación de los proyectos al amparo de esta Decisión (NER 300) será del 50% de los costes pertinentes de cada proyecto, diferenciándose, a la hora de determinar dichos costes, entre los proyectos de demostración CAC y los proyectos de demostración FER.

Los Estados miembros, dentro de los proyectos presentados en cada convocatoria, que se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea, evaluarán si un determinado proyecto cumple con los criterios de subvencionabilidad establecidos en la citada Decisión. En tal caso y si el Estado miembro apoya el proyecto, dicho Estado miembro presentará la propuesta al Banco Europeo de Inversiones (BEI) e informará a la Comisión al respecto.

A fecha de 9 de mayo de 2011, un total 78 propuestas de proyectos de demostración a gran escala que involucran energías renovables innovadoras (65) y captura y almacenamiento de carbono (13) han superado la fase de los Estados miembros de la NER 300 del programa y se han presentado al Banco Europeo de Inversiones (BEI).

– Seguimiento y Notificación

Mediante la *Decisión de la Comisión 2011/540/UE*, de 18 de agosto de 2011, por la que se modifica la Decisión 2007/589/CE, se incluyen las directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de nuevas actividades y gases.

Los artículos 14 y 15 de la Directiva 2009/29/CE establecen que antes del 31 de diciembre de 2011 la Comisión debe adoptar un Reglamento sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones y un Reglamento para la verificación de los informes de emisiones y la acreditación y supervisión de verificadores.

Los borradores de reglamentos obtuvieron la opinión favorable del Comité de Cambio Climático en



su reunión del 14 de diciembre de 2011. Las propuestas se remitieron el 1 de marzo de 2012 para someterlas a proceso de escrutinio de 3 meses por el Parlamento Europeo y el Consejo.

Está previsto que los Reglamentos estén listos para su adopción a principios del mes de junio de 2012.

– *Registro de la Unión*

Por lo que respecta a la implantación del registro único de la Unión Europea, se ha desarrollado en 2011 el siguiente *Reglamento (UE) n.º 1193/2011 de la Comisión*, de 18 de noviembre de 2011, por el que se 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.

Directiva 2011/92/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de diciembre de 2011, relativa a la evaluación de las repercusiones de determinados proyectos públicos y privados sobre el medio ambiente.

La Directiva 2011/92 se aplica a la evaluación de las repercusiones sobre el medio ambiente de los proyectos públicos y privados que puedan tener repercusiones importantes sobre el medio ambiente. Mediante esta Directiva se viene a codificar, en aras de una mayor claridad y racionalidad, la antigua Directiva 85/337/CEE, del Consejo, de 27 de junio de 1985 y sus modificaciones posteriores.

La idea fundamental es que la autorización de los proyectos públicos y privados que puedan tener repercusiones considerables sobre el medio ambiente solo debe concederse después de una evaluación de los efectos importantes que dichos proyectos puedan tener sobre el medio ambiente.

A tal efecto, existen unas clases de proyectos que tienen unas repercusiones notables sobre el medio ambiente que deben, en principio, someterse a una evaluación sistemática. Otras clases de proyectos, por el contrario, que no tienen necesariamente repercusiones importantes sobre el medio ambiente, solamente se deben someter a una evaluación cuando los Estados miembros consideren que podrían tener repercusiones significativas sobre el medio ambiente, pudiendo establecer umbrales o criterios a fin de determinar cuáles de dichos proyectos procede evaluar, teniendo en cuenta los criterios de selección pertinentes que establece la Directiva 2001/92/2011.

En el anexo I de la Directiva se enumeran los proyectos que serán objeto de una evaluación de impacto ambiental. Entre los proyectos relativos a los sectores energéticos, figuran los siguientes:

- Refinerías de petróleo bruto (con exclusión de las empresas que fabrican únicamente lubricante a partir de petróleo bruto) e instalaciones de gasificación y de licuefacción de, al menos, 500 toneladas de carbón o de pizarra bituminosa al día.
- Centrales térmicas y otras instalaciones de combustión de una producción calorífica de, al menos, 300 MW.

- Centrales nucleares y otros reactores nucleares, incluidos el desmantelamiento o la puesta fuera de servicio definitivo de tales centrales y reactores (con exclusión de las instalaciones de investigación para la producción y transformación de materiales fisionables y fértiles, cuya potencia máxima no supere 1 KW. de carga térmica continua).
 - Instalaciones de reproceso de combustibles nucleares irradiados.
 - Extracción de petróleo y gas natural con fines comerciales cuando la cantidad extraída sea superior a 500 toneladas por día, en el caso del petróleo y a 500.000 m³ por día, en el caso del gas.
 - Tuberías con un diámetro de más de 800 mm y una longitud superior a 40 km, para el transporte de gas de petróleo o productos químicos y para el transporte de flujos de dióxido de carbono (CO₂) con fines de almacenamiento geológico, incluidas las estaciones de bombeo asociadas.
 - Canteras y minería a cielo abierto, cuando la superficie del terreno abierto supere las 25 hectáreas, o extracción de turba, cuando la superficie del terreno de extracción supere las 150 hectáreas.
 - Construcción de líneas aéreas de energía eléctrica con un voltaje igual o superior a 220 kV y una longitud superior a 15 km.
 - Instalaciones para el almacenamiento de productos petrolíferos, petroquímicos, con una capacidad de, al menos, 200.000 toneladas
 - Emplazamientos de almacenamiento de conformidad con la Directiva 2009/31/CE, relativa al almacenamiento geológico del dióxido de carbono (CO₂).
 - Instalaciones para la captura de flujos de CO₂ con fines de almacenamiento geológico, de conformidad con la Directiva 2009/31/CE, procedente de instalaciones incluidas en este anexo, o cuando la captura total anual de CO₂ sea igual o superior a 1,5 megatoneladas.
- En el anexo II de la Directiva figuran los proyectos para los que los Estados miembros deben determinar si será objeto de una evaluación de impacto ambiental. Los Estados miembros realizarán dicha determinación mediante un estudio caso por caso o mediante umbrales o criterios establecidos por los mismos, para lo cual deberán tener en cuenta los criterios que figuran en el anexo III de la Directiva.
- Entre los proyectos relativos a los sectores energéticos, en el anexo II de la Directiva figuran los siguientes:
- Instalaciones industriales para la producción de electricidad, vapor y agua caliente (proyectos no incluidos en el anexo I).
 - Instalaciones industriales para el transporte de gas, vapor y agua caliente; transmisión de energía eléctrica mediante líneas aéreas (proyectos no incluidos en el anexo I).
 - Almacenamiento de gas natural sobre el terreno.
 - Almacenamiento subterráneo de gases combustibles.
 - Almacenamiento sobre el terreno de combustibles fósiles.
 - Fabricación industrial de briquetas de hulla y de lignito.
 - Instalaciones para el procesamiento de residuos radiactivos (que no estén incluidos en el anexo I).



- Instalaciones de producción de energía hidroeléctrica.
- Instalaciones para la utilización de la fuerza del viento para la producción de energía (parques eólicos)
- Instalaciones para la captura de flujos de CO₂ con fines de almacenamiento geológico, de conformidad con la Directiva 2009/31/CE, procedente de instalaciones no incluidas en el anexo I.
- Canteras, minería a cielo abierto y extracción de turba (proyectos no incluidos en el anexo I).
- Minería subterránea.
- Perforaciones para el almacenamiento de residuos nucleares.
- Instalaciones industriales en el exterior para la extracción de carbón, petróleo, gas natural, minerales y pizarras bituminosas.

Para la evaluación ambiental de los proyectos, la Directiva señala que los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para que el promotor de los mismos suministre en la forma adecuada la información que se especifica en el anexo IV de la misma, señalando, asimismo, que si el promotor lo solicita, antes de presentar la solicitud, la autoridad competente del Estado miembro deberá dar una opinión sobre la información que deberá suministrar. Esta información contendrá, al menos:

- Una descripción del proyecto que incluya información sobre el emplazamiento, diseño y tamaño.
- Una descripción de las medidas previstas para evitar, reducir, y, si fuera posible, compensar, los efectos adversos significativos.
- Los datos requeridos para identificar y evaluar

los principales efectos que el proyecto pueda tener en el medio ambiente.

- Una exposición de las principales alternativas estudiadas por el promotor y una indicación de las principales razones de su elección, teniendo en cuenta los efectos medioambientales.
- Un resumen no técnico de la información anterior.

La Directiva contempla la participación real del público en la adopción de las decisiones de las autoridades competentes de los Estados miembros, contribuyendo a la toma de conciencia por parte de los ciudadanos de los problemas medioambientales y al respaldo público de las decisiones adoptadas. Asimismo, la Directiva establece que los Estados miembros garantizarán, de acuerdo con su derecho interno, que los miembros del público interesado tengan la posibilidad de recurrir a los tribunales las decisiones, acciones u omisiones que caigan dentro del ámbito de las disposiciones relativas a la participación del público de la presente Directiva, para lo cual los Estados miembros determinarán la fase en la que pueden impugnarse tales decisiones, acciones u omisiones.

La Directiva regula, asimismo, las situaciones en las que un determinado proyecto de un Estado miembro pueda tener efectos significativos en otro Estado.

9.3. ÁMBITO NACIONAL

- Real Decreto 101/2011, de 28 de enero, por el que se establecen las normas básicas que han de regir los sistemas de acreditación y verifica-

ción de las emisiones de gases de efecto invernadero y los datos toneladas-kilómetro de los operadores aéreos y de las solicitudes de asignación gratuita transitoria de instalaciones fijas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

Este real decreto tiene por objeto establecer las normas básicas que han de regir los sistemas de acreditación y verificación de las emisiones de gases de efecto invernadero y los datos toneladas-kilómetro de los operadores aéreos y de las solicitudes de asignación gratuita transitoria en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen. Concretamente en el artículo 7 establece que la verificación se llevará a cabo por un verificador acreditado en el marco del régimen de comercio de derechos de emisión, con independencia del alcance de su acreditación, que deberá ajustarse a lo previsto en las normas comunitarias.

– Real Decreto 301/2011, de 4 de marzo, sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño.

En la disposición adicional cuarta de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión, modificada por la Ley 13/2010, de 5 de julio, se establece que el órgano autonómico competente podrá acordar,

previo informe favorable del Ministerio de Medio Ambiente, y Medio Rural y Marino, la exclusión a partir del 1 de enero de 2013 de las instalaciones ubicadas en el territorio de su comunidad autónoma que tengan la consideración de pequeños emisores o sean hospitales, cuando los respectivos titulares de las instalaciones lo hayan solicitado y hayan acreditado el cumplimiento de los requisitos que se establecen en este apartado.

No obstante, de acuerdo con lo establecido en la Ley 1/2005, corresponde al Gobierno determinar mediante real decreto qué medidas de mitigación se consideran equivalentes a las previstas en el supuesto de participación en el régimen de comercio de derechos de emisión, que se efectúa mediante el presente Real Decreto 301/2011 que contiene, asimismo, una previsión sobre el sistema de seguimiento, verificación y notificación para las instalaciones excluidas y sobre medidas simplificadas para determinadas instalaciones en atención al volumen de emisiones medias anuales verificadas.

Las medidas equivalentes previstas en el real decreto son las siguientes:

- La imposición a la instalación de la obligación a una instalación de reducir sus emisiones a un 21 por ciento en 2020 respecto de las del año 2005, como se prevé, con carácter general para el conjunto de instalaciones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión en la Unión Europea.
- La imposición de la obligación de entregar créditos de carbono en cuantía equiparable a las emisiones de CO₂e que superen el volumen



cubierto por los derechos de emisión que le hubieran correspondido con arreglo a las reglas de asignación gratuita en caso de encontrarse sujeta al régimen de comercio de derechos de emisión.

- La existencia de un tributo que grave las emisiones de CO₂e de una instalación que superen un volumen de emisiones equivalente al que resulte cubierto por los derechos de emisión que le hubieran correspondido con arreglo a las reglas de asignación gratuita.

Los titulares de las instalaciones, en el momento de solicitar la exclusión, podrán plantear al órgano competente de la comunidad autónoma su voluntad de que únicamente se lleve a cabo tal exclusión si quedan sujetos a una determinada tipología de medida de mitigación equivalente de las citadas anteriormente.

La citada exclusión por parte del órgano autonómico requiere un informe previo y favorable del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

Por otra parte, si al inicio del tercer periodo del régimen de comercio de derechos de emisión (1 de enero de 2013) las medidas de mitigación equivalentes no resultasen de plena aplicación a las instalaciones excluidas del régimen de comercio de derechos de emisión, se las incluirá nuevamente en el mismo.

Finalmente, se ha aprovechado el Real Decreto 301/2011 para establecer, en su disposición adicional única, que las solicitudes de asignación de derechos de emisión, que han de presentar los

titulares de las instalaciones para el tercer periodo del régimen de comercio de derechos de emisión con arreglo a lo previsto en el artículo 19 de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, deberán completarse mediante la presentación de la información y documentación que resulte necesaria para calcular su asignación de conformidad con lo exigido por la Decisión de la Comisión, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2009/29/CE. Dicha presentación deberá efectuarse en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de la citada Decisión.

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.

Mediante la adquisición de créditos de carbono vinculados a proyectos o iniciativas de reducción de emisiones, el FES-CO₂ movilizará recursos y eliminará barreras a la inversión privada, fomentando la actividad de las empresas en los sectores asociados a la lucha contra el cambio climático. El Fondo adquirirá créditos en forma de reducciones verificadas de emisiones de proyectos desarrollados en España, y de forma adicional podrá adquirir créditos internacionales generados al amparo del

Protocolo de Kioto, así como cualquier otro tipo de crédito que pueda ser objeto de negociación en los mercados de carbono.

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.

– **Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora e la calidad del aire.**

El objeto del Real Decreto 102/2011 es definir los objetivos de calidad del aire, de acuerdo con el anexo III de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, con respecto a las concentraciones de dióxido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas, plomo, benceno, monóxido de carbono, ozono, arsénico, cadmio, níquel y benzo(a)pireno en el aire.

El real decreto regula la evaluación, el mantenimiento y la mejora de la calidad del aire en relación con las sustancias enumeradas anteriormente y con los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) distintos del benzo(a)pireno y establece los métodos y criterios comunes de evaluación de las concentraciones de las sustancias antes citadas, el mercurio y de los depósitos de arsénico, cadmio, mercurio, níquel y HAP. En el caso del amoníaco, cuyas principales emisiones atmosféricas se deben a actividades agropecuarias, se establecen los métodos y criterios de evaluación de sus mediciones.

Asimismo, el real decreto determina la información a facilitar a la población, a intercambiar entre

las distintas administraciones y la que hay que suministrar a la Comisión Europea.

Todo ello con la finalidad de evitar, prevenir y reducir los efectos nocivos de las sustancias mencionadas sobre la salud humana, el medio ambiente en su conjunto y demás bienes de cualquier naturaleza.

Se habían trasladado a la legislación española las disposiciones comunitarias en la materia, de acuerdo con la Directiva 96/62/CE, Directiva Marco sobre evaluación y gestión de la calidad del aire, y su desarrollo a través de las «Directivas Hijas» en relación con las diferentes sustancias. Dicha incorporación se hizo a partir de la base legal que constituía la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de Protección del Ambiente Atmosférico, desarrollada por el Decreto 833/1975, a través de distintos reales decretos.

La Directiva 2008/50/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, relativa a calidad del aire ambiente y una atmósfera más limpia, ha venido a modificar el anterior marco regulatorio comunitario, sustituyendo la Directiva Marco y las tres primeras Directivas Hijas, e introduciendo regulaciones para nuevos contaminantes, como las partículas de tamaño inferior a 2,5 micrómetros y nuevos requisitos en cuanto a la evaluación y gestión de la calidad del aire ambiente.

Por otra parte, a nivel nacional, la antigua Ley 38/1972 de Protección del Ambiente Atmosférico, ley preconstitucional y preautonómica, ha sido sustituida por la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera. Esta



nueva ley habilita al Gobierno a definir y establecer los objetivos de calidad del aire y los requisitos mínimos de los sistemas de evaluación de la misma.

De acuerdo con lo anterior, en consonancia con la nueva normativa comunitaria y como desarrollo de la Ley 34/2007, en aras a simplificar la normativa nacional referente a la calidad del aire, este Real Decreto 102/2011 sustituye a los reales decretos anteriores de calidad del aire para determinadas sustancias. Asimismo, el Decreto 833/75 ha sido modificado en varias ocasiones, aunque, no obstante, han permanecido en vigor ciertos criterios de calidad del aire, que se incorporan a este nuevo real decreto, derogando, en consecuencia el citado Decreto 833/1975.

En el Real Decreto 102/2011 se definen las actuaciones a realizar por todas las administraciones públicas implicadas en la gestión de la calidad del aire. Asimismo, establece que la evaluación de la calidad del aire para las diferentes sustancias se llevará a cabo por las comunidades autónomas o las entidades locales, clasificando cada zona o aglomeración de su territorio en relación con los umbrales de evaluación, que se establecen en el anexo II del real decreto.

Para cada uno de las sustancias contaminantes reguladas, excepto para el amoníaco, sobre el que solo se establece una vigilancia de los niveles del mismo, el real decreto establece en su anexo I objetivos de calidad del aire que han de alcanzarse, mediante una planificación y toma de medidas adecuada, en unas determinadas fechas, así como la determinación de los correspondientes valores límite u objetivo.

El real decreto, asimismo, fija los métodos y criterios comunes para realizar la evaluación de la calidad del aire que, dependiendo de los niveles de los contaminantes, deberá realizarse mediante mediciones, una combinación de mediciones y modelización o solamente mediante modelización. En función de los resultados obtenidos en dicha evaluación, el real decreto fija los criterios de gestión para lograr el mantenimiento de la calidad del aire, o su mejora, cuando sea precisa, conforme a los planes de actuación que, al respecto, se adopten, incluyendo, asimismo, las medidas más severas previstas de actuación para los episodios en los que puedan ser superados los umbrales de alerta o de información fijados.

Las comunidades autónomas, cuando en determinadas zonas o aglomeraciones los niveles de contaminantes en el aire superen cualquier valor límite o valor objetivo, así como el margen de tolerancia correspondiente, aprobarán planes de calidad del aire para esas zonas y aglomeraciones con el fin de conseguir respetar el valor límite o el valor objetivo correspondiente, según se especifica en el anexo I del real decreto.

El real decreto determina los criterios para las mediciones de las concentraciones de las sustancias contaminantes en el aire, así como los criterios para la determinación del número mínimo de puntos para las mediciones fijas de las concentraciones de dichos contaminantes, así como la ubicación de los puntos de muestreo.

Por último, además de la información que ha de suministrarse a la ciudadanía y a las organizaciones interesadas, en el real decreto se establecen

los cauces necesarios para dar cumplimiento a las disposiciones comunitarias en relación con el suministro a la Comisión Europea de la información correspondiente.

– **Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación.**

El objeto del Real Decreto 100/2011 es la actualización del catálogo de actividades, ya sean de titularidad pública o privada, potencialmente contaminadoras de la atmósfera, que figura en el anexo IV de la Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera, así como establecer determinadas disposiciones básicas para su aplicación y unos mínimos criterios comunes, que puedan adoptar las comunidades autónomas, en relación con las medidas sobre el control de las emisiones para las actividades incluidas en dicho catálogo.

La Ley 34/2007, que tiene por objeto establecer las bases en materia de prevención, vigilancia y reducción de la contaminación atmosférica con el fin de evitar o aminorar los daños que de ella puedan derivarse para las personas, el medio ambiente y demás bienes de cualquier naturaleza, incluye, en su anexo IV, el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera, para poder controlar en origen dicha contaminación. Además, la Ley 34/2007 complementa este enfoque con el sometimiento de ciertas instalaciones en las que se desarrollan actividades potencialmente contaminadoras de

la atmósfera a un régimen de intervención administrativa, manteniendo esta herramienta clásica de control e intervención, identificando tres grupos A, B y C, basados en los que figuraban en el Decreto 833/1975, por el que se desarrolló la Ley 38/1972, de Protección del Ambiente Atmosférico.

Conforme a lo establecido en el apartado 2 de la disposición final novena de la Ley 34/2007, estaba pendiente la debida actualización del citado catálogo, tarea normativa que se realiza mediante el presente Real Decreto 100/2011.

La actualización del catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera supera la anterior división en dos partes del catálogo del anexo IV de la Ley 34/2007 aunándolas en una sola, empleando una estructura internacionalmente aceptada. La relación de actividades sin grupo asignado, basada en la clasificación SNAP-97, por una parte, y la enumeración de instalaciones y actividades concretas asignadas a los grupos A, B y C, por otra, se agrupan en una única relación que, asimismo, se ha desarrollado en un nivel adicional que permite la desagregación de las actividades en función de la potencia o capacidad de sus instalaciones, permitiendo así su asignación a los diferentes grupos en función de su potencial contaminador.

Las instalaciones en las que se desarrolle alguna actividad perteneciente a los grupos A o B, quedan sometidas a la autorización administrativa prevista en el artículo 13.2 de la Ley 34/2007, que se otorgará por las comunidades autónomas en



los términos que éstas determinen. Las instalaciones en las que se desarrolle alguna actividad perteneciente al grupo C, quedarán sometidas a la notificación prevista en el artículo 13.3 de la citada ley, notificación que se remitirá al órgano competente de la comunidad autónoma, asimismo en los términos que éstas determinen.

Para la determinación de los valores límite de emisión en las correspondientes autorizaciones, o medidas técnicas que los complementen o sustituyan, el órgano competente, según lo previsto en el artículo 13.4 a) de la Ley 34/2007, deberá tener en cuenta, entre otras cuestiones, las características técnicas de la instalación, la naturaleza de las emisiones, la adopción de las técnicas y medidas adecuadas para reducir la contaminación y, en la medida de lo posible, las mejores técnicas disponibles, los planes y programas aprobados según lo establecido en el artículo 16 de la citada ley, así como los valores límite de emisión fijados, en su caso, por la normativa en vigor o en los tratados internacionales suscritos por el Estado español o por la Unión Europea.

El Real Decreto 100/2011 establece las obligaciones de los titulares en relación con las emisiones contaminantes a la atmósfera, sobre los requisitos relativos a los procedimientos de control de las mismas, así como los relativos a los procedimientos de registro y remisión de información de las emisiones a los órganos competentes de las comunidades autónomas.

En el anexo del Real Decreto 100/2011 se recoge el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera. CAPCA-2010.

– **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.**

La Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril, relativa al fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables establece que cada Estado miembro velará porque la cuota de este tipo de energía en todos los tipos de transporte en 2020 sea, como mínimo, equivalente al 10% de su consumo final de energía en el mismo.

Mediante el Real Decreto 1738/2010, de acuerdo con la habilitación al Gobierno establecida en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, se fijaron los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013 y se establecieron los objetivos anuales de consumo y venta de biocarburantes, tanto globales como por producto en dicho período.

Con el objetivo de reducir el consumo de combustibles fósiles en el transporte, contribuir a diversificar las fuentes de energía primaria y mejorar el medio ambiente, en el Consejo de Ministros del 4 de marzo de 2011 se estableció, como parte del Plan de medidas urgentes de ahorro y eficiencia energética, la necesidad de incrementar la obligación de introducir biodiesel en carburantes hasta el 7% en contenido energético para los citados años.

El objetivo del Real Decreto 459/2011 es el establecimiento de los nuevos objetivos anuales obligatorios mínimos de venta o consumo de biocarburantes con fines de transporte para los años 2011, 2012 y 2013.



Para ello, los objetivos establecidos en el Real Decreto 1738/2010 de biocarburantes en diésel se elevan del 3,9%, 4,1% y 4,1% en 2001, 2012 y 2013, respectivamente, hasta el 7%, aunque, dada la fecha de publicación del presente real decreto y el tiempo necesario para consumir el producto actualmente en el sistema, para el año 2011 se establece el objetivo de biocarburantes diésel en el 6%.

Del mismo modo, los objetivos globales de biocarburantes establecidos en el Real Decreto 1738/2010 se elevan del 5,9%, 6,0% y 6,1% en 2001, 2012 y 2013, respectivamente, hasta el 6,4%, 6,5% y 6,5%, en los mismos años, aunque, por las mismas razones antes expuestas, para el año 2011 se establece el objetivo global de biocarburantes en el 6,2%.

Asimismo, el real decreto, establece los objetivos de biocarburantes en gasolina, que son los siguientes: 3,9%, 4,1% y 4,1% para los años 2011, 2012 y 2013, respectivamente.

Los porcentajes indicados anteriormente se calcularán, para cada uno de los sujetos obligados, de acuerdo con las fórmulas recogidas en la Orden ITC/2877/2008 o de acuerdo con las fórmulas que en el futuro se establezcan por orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Ecoómico.

La disposición final primera del real decreto habilita al Ministerio de Industria, Energía y Turismo a introducir, por orden ministerial, excepciones o mecanismos de flexibilidad de carácter territorial

en el mecanismo de fomento del uso de biocarburantes, excepción que se ha realizado mediante la Orden IET/631/2012, de 29 de marzo, para la Comunidad Autónoma de Canarias y para las Ciudades de Ceuta y Melilla, ya que en el momento actual no se consideran justificadas las inversiones para la instalación de infraestructuras de mezcla directa de biotanol en territorios fraccionados o con bajo volumen de consumo, estableciendo, de forma transitoria para dichos territorios, unos objetivos de biocarburantes del 4,7%, 5,5% y 5,7% para los años 2001, 2012 y 2013, respectivamente. Del mismo modo, los objetivos transitorios para los biocarburantes en gasolina se establecen para dichos territorios en el 3,0%, 3,4% y 3,8% para los años 2001, 2012 y 2013, respectivamente.

– **Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a los efectos de su cómputo.**

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, en su disposición adicional decimosexta, establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles con fines de transporte, obligatorios a partir del año 2009. La Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, tomando la habilitación de la citada ley, establece un mecanismo de fomento del citado uso de biocarburantes y otros combustibles, regulando las condiciones generales que deben cumplir los biocarburantes para su certificación, señalando que deberán haber acreditado su sostenibilidad en los términos



que se establezcan, teniendo en cuenta la calidad, el origen de las materias primas y la evaluación ambiental de los cultivos.

Por su parte la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, como la Directiva 2009/30/CE, que modifica la Directiva 98/70/CE, relativa a las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, introduciendo un mecanismo para el control y reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en el ciclo de los combustibles, definen criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, cuya demanda se está incrementando, pero el fomento de su utilización, aunque se procure una mejora de la productividad de tierras degradadas, no debe tener como efecto alentar la destrucción de áreas ricas en biodiversidad.

Mediante el Real Decreto 1597/2011, que traslada a la legislación española los artículos correspondientes de las citadas directivas, se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos determinados en dichas directivas comunitarias, estableciéndose el sistema nacional de verificación del cumplimiento de los citados criterios e incorporado, asimismo, la configuración del valor doble de determinados biocarburantes para el cumplimiento de los objetivos obligatorios en materia de energías procedentes de fuentes renovables en el transporte.

Únicamente si los biocarburantes y biolíquidos cumplen los criterios de sostenibilidad, que se establecen en este real decreto, la energía procedente de los mismos se tendrá en cuenta para

evaluar el cumplimiento de los objetivos obligatorios mínimos de consumo y venta de biocarburantes con fines de transporte establecidos en el marco del mecanismo de fomento del uso de los mismos, para evaluar, asimismo, el cumplimiento de los objetivos y obligaciones de utilizar energías renovables establecidos en la normativa nacional y comunitaria, evaluar, del mismo modo, el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida de los combustibles y carburantes utilizados en el transporte, optar a ayudas financieras a su consumo, beneficiarse de ayudas a las inversiones o al funcionamiento, así como para aplicar las disposiciones comunitarias en relación con la reducción de las emisiones de CO₂ de los vehículos ligeros.

Los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos que se establecen en el Real Decreto 1597/2011, son los siguientes:

- La reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del uso de biocarburantes y biolíquidos será de un 35%, como mínimo, calculadas según se establece en el artículo 5 y anexo I del real decreto, aplicable a partir del 1 de abril de 2013 para aquellos biocarburantes y biolíquidos en cuya cadena de producción se incluya al menos una instalación de producción que estuviese operativa el 23 de enero de 2008. Esta reducción será, al menos, del 50%, a partir del 1 de enero de 2017 y, al menos, del 60%, a partir del 1 de enero de 2018 para los biocarburantes y biolíquidos producidos en instalaciones cuya producción haya comenzado a partir del 1 de enero de 2017.

- Los biocarburantes y biolíquidos no se podrán producir a partir de materias primas procedentes de tierras que en enero de 2008 fueran de elevado valor en cuanto a diversidad.
- Los biocarburantes y biolíquidos no se podrán producir a partir de materias primas procedentes de tierras que en enero de 2008 tuvieran elevadas reservas de carbono.
- Los biocarburantes y biolíquidos no podrán provenir de materias primas producidas en tierras que en enero de 2008 fueran turberas o cualquier tipo de humedal con carácter turboso.

Los agentes económicos deberán demostrar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad antes mencionados por alguna de las siguientes formas, o una combinación de las mismas: acogiéndose al procedimiento de verificación que se establece en el real decreto, que conforma el sistema nacional de verificación de la sostenibilidad; acogiéndose a un sistema voluntario reconocido por la Comisión Europea para este fin; o de conformidad con las condiciones de un acuerdo bilateral o multilateral celebrado por la Unión Europea con terceros países, siempre que la Comisión Europea haya reconocido que dicho acuerdo demuestra que los biocarburantes y biolíquidos obtenidos a partir de materias primas cultivadas en dichos países cumplen con los criterios de sostenibilidad.

Los agentes económicos integrados en la cadena de producción y comercialización de biocarburantes y biolíquidos hasta el consumidos final serán los siguientes: agricultores, cooperativas y otras figuras asociativas de producción y comercialización de materias primas vegetales; recogedores,

transformadores y comercializadores de la materia prima; productores y comercializadores de biocarburantes y biolíquidos; titulares de instalaciones de logística o de mezcla de productos petrolíferos, biocarburantes o biolíquidos; y los sujetos obligados a la venta o consumo de biocarburantes, establecidos en el artículo 2 del Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de carburantes para los años 2011, 2012 y 2013.

El Real Decreto 1597/2011 establece el sistema nacional de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos que está constituido por el conjunto de entidades, usuarios, sujetos obligados, procedimientos y documentos establecidos con el fin de verificar la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos.

El Ministerio de Industria, Energía y Turismo es la entidad de supervisión del sistema nacional de verificación de la sostenibilidad que, según la disposición final tercera del real decreto, dictará las disposiciones necesarias para el desarrollo del citado sistema.

La Comisión Nacional de la Energía es la entidad de verificación responsable de la expedición de certificados de consumo y venta de biocarburantes, según lo dispuesto en la Orden ITC/2877/2008 que, asimismo según la citada disposición final tercera, dictará las circulares necesarias al respecto.

Las entidades de verificación de la sostenibilidad, que deberán estar acreditadas para tal fin por ENAC o cualquier otro Organismo Nacional de

Acreditación designado por otro Estado miembro, son las encargadas de realizar el informe de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, para lo cual los agentes económicos integrados en la cadena de su producción y comercialización deben presentar a la Comisión Nacional de la Energía la documentación pertinente.

Según la disposición transitoria única, el real decreto establece un período transitorio para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, que durará desde la entrada en vigor del real decreto (6 de noviembre de 2011)

hasta la aprobación de las disposiciones necesarias para el desarrollo del sistema nacional de verificación.

El Real Decreto 1597/2011 establece, asimismo, que los biocarburantes obtenidos a partir de desechos, residuos, materias celulósicas no alimentarias y material linocelulósico se considerará que equivale al doble de la de otros biocarburantes a los efectos del cumplimiento de las obligaciones impuestas a los sujetos obligados en materia de energías renovables y del objetivo establecido para la utilización de la energía procedente de fuentes renovables.

10. INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

10.1. PLAN NACIONAL DE INVESTIGACIÓN CIENTÍFICA, DESARROLLO E INNOVACIÓN TECNOLÓGICA (I+D+i) 2008-2011. PROGRAMA DE TRABAJO 2011

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.

El 7 de octubre pasado, el Consejo de Ministros acordó prorrogar la vigencia del VI Plan Nacional

de Investigación científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica 2008-2011 hasta el momento en que el Gobierno apruebe el Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica, establecido por la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación.

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 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.

La financiación dedicada a esta actuación representa el 10,7% del total de las actuaciones promovidas desde el Plan Nacional.

CUADRO 10.1.- FINANCIACIÓN ACCIÓN ESTRATÉGICA

Acción Estratégica	Líneas de actuación	Subvención (€)	Anticipo (€)	Financiación total (€)
ENERGÍA y CAMBIO CLIMÁTICO	Proyectos específicos de I+D+i en energía y cambio climático	13.000.000	52.000.000	65.000.000

10.2. INSTRUMENTOS

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.

Son destacables en materia de energía los Programas INNFACTO (apoyo a proyectos de colaboración público-privada) e INNFLUYE (apoyo a Plataformas Tecnológicas), instrumentos para fortalecer la cooperación público-privada en materia de I+D+i, impulsar las plataformas tecnológicas en áreas de interés estratégico nacional, y



promocionar la internacionalización de las todas las actuaciones de I+D+i.

Programa INNPACTO-ENERGÍA

El objetivo fundamental del Programa INNPACTO es propiciar la creación de proyectos en cooperación entre empresas y organismos de investigación 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. Son proyectos de desarrollo experimental, con fuerte componente internacional, con los que se pretende, además, crear empresas innovadoras y orientar la actividad de empresas ya existentes hacia la actividad innovadora.

Hasta la fecha se han efectuado dos 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.

Los resultados obtenidos en ambas convocatorias en el área de energía se indican en el cuadro 10.1, donde también se presenta la suma de los mismos. En todos los casos la ayuda concedida incluye subvención, préstamo (0% de interés) y anticipo reembolsable con cargo al FEDER.

CUADRO 10.2. PROYECTOS FINANCIADOS EN LAS CONVOCATORIAS INNPACTO. ÁREA ENERGÍA

INNPACTO 2010 (2010-2013)			
Área Temática	TOTAL (2010-2013)		
	N.º Proyectos	Presupuesto (€)	Total Ayuda Concedida (€)
Redes inteligentes	7	15.441.044	12.729.661
Eficiencia Energética	4	15.521.129	12.812.983
Energía Solar	5	12.122.843	10.705.850
Bioenergía	8	14.471.214	12.823.953
Energía eólica	2	9.330.106	6.730.559
Almacenam. y Recuperación de Energía	1	756.178	611.641
H ₂ y Pilas de Combustible	2	6.762.469	5.448.968
Energía Geotérmica	0	0	0
Energía marina	1	6.520.544	5.678.890
Hibridación EERR	1	24.372.640	11.732.688
Fisión Nuclear	0	0	0
Captura CO ₂	0	0	0
TOTAL	31	105.298.168	79.275.193
TOTAL AYUDA CONCEDIDA (€)			79.275.193

INNPACTO 2011 (2011-2014)			
Área Temática	TOTAL (2011-2014)		
	N.º Proyectos	Presupuesto (€)	Total Ayuda Concedida (€)
Redes inteligentes	19	70.964.486	49.495.382
Eficiencia Energética	17	35.984.830	25.440.120
Energía Solar	15	43.811.984	29.944.648
Bioenergía	8	18.960.802	12.843.915
Energía eólica	12	25.388.705	17.924.154
Almacenam. y Recuperación de Energía	4	8.245.445	5.547.153

INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO EN EL SECTOR ENERGÉTICO

INNPACTO 2010 (2010-2013) (Continuación)			
Área Temática	TOTAL (2010-2013)		
	N.º Proyectos	Presupuesto (€)	Total Ayuda Concedida (€)
H ₂ y Pilas de Cobustible	2	5.540.451	3.887.047
Energía Geotérmica	3	9.855.648	5.636.213
Energía marina	1	2.989.718	2.260.510
Hibridación EERR	0	0	0
Fisión Nuclear	1	1.255.111	378.220
Captura CO ₂	0	0	0
TOTAL	82	222.997.180	153.357.363
TOTAL AYUDA CONCEDIDA (€)			153.357.363

INNPACTO 2010 + INNPACTO 2011 (2010-2014)			
Área Temática	TOTAL (2010-2014)		
	N.º Proyectos	Presupuesto (€)	Total Ayuda Concedida (€)
Redes inteligentes	26	86.405.530	62.225.044
Eficiencia Energética	21	51.505.959	38.253.103
Energía Solar	20	55.934.827	40.650.498
Bioenergía	16	33.432.016	25.667.868
Energía eólica	14	34.718.811	24.654.712
Almacenam. y Recuperación de Energía	5	9.001.623	6.158.794
H ₂ y Pilas de Cobustible	4	12.302.920	9.336.016
Energía Geotérmica	3	9.855.648	5.636.213
Energía marina	2	9.510.262	7.939.400
Hibridación EERR	1	24.372.640	11.732.688
Fisión Nuclear	1	125.111	378.220
Captura CO ₂	0	0	0
TOTAL	113	328.295.348	232.632.556
TOTAL AYUDA CONCEDIDA (€)			232.632.556

En la convocatoria INNPACTO 2010 (que incluye la anualidad 2011) se financiaron un total de 31 proyectos, siendo la ayuda total concedida de aproximadamente 79,3 M€, mientras que en la convocatoria INNPACTO 2011 el número de actuaciones financiadas se elevó a 82 y la ayuda concedida a 153,3 M€. Todo ello hace un total de 113 actuaciones financiadas en el área de energía por un total de 232,6 M€. Todos estos proyectos de colaboración público-privada en curso en el área de energía son de alto interés estratégico nacional, impulsan un desarrollo energético sostenible y garantizan la explotación de los resultados. Las áreas temáticas que cubren pretenden dar respuesta a los principales problemas de dependencia energética e impacto ambiental que existen actualmente en España.

En el gráfico 10.1 aparecen desglosados por líneas temáticas. Se observa que las líneas prioritarias apoyadas (reflejo de las solicitudes presentadas a las mismas) son, en sentido decreciente, las siguientes: redes inteligentes, eficiencia energética, solar (fotovoltaica, térmica de baja T^a y termoeléctrica), 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 existen iniciativas *onshore* pero también eólica *offshore* y minieólica. Destacan también un número importante y creciente de proyectos relacionados con el almacenamiento y recuperación de energía y la geotermia, existiendo también proyectos en las temáticas de hidrógeno y pilas de com-

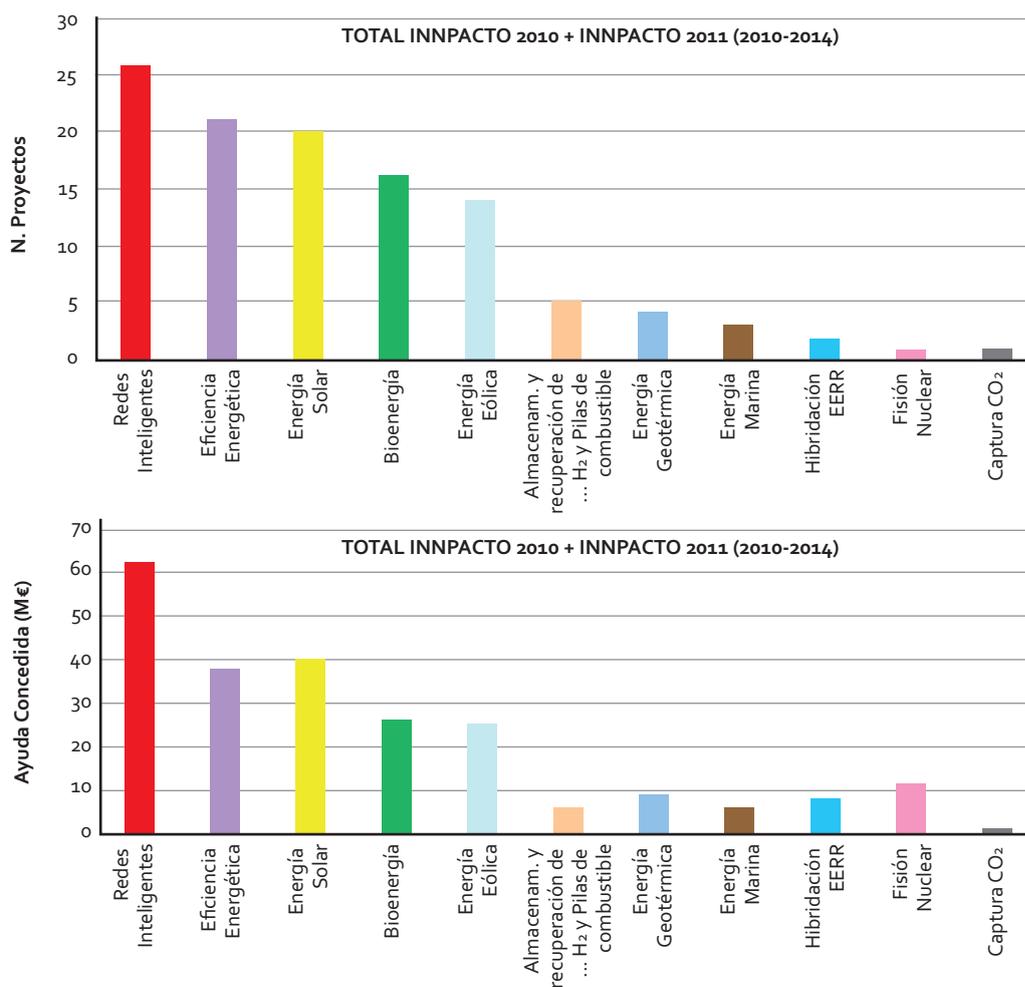


bustible, y energía marina, así como un proyecto de demostración de una planta de hibridación de energías renovables (solar, biomasa y eólica).

Las líneas temáticas de los proyectos financiados están en total consonancia con el SET PLAN (Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas) que contempla: redes eléctricas inteligentes (*Smart Grids*), solar (fotovoltaica y termosolar), eólica, ciudades inteligentes (*Smart Cities*), bioenergía, ener-

gía 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 corto plazo. Para ello la industria, a través de las *European Industrial Initiatives*, EII's, 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.

GRÁFICO 10.1. NÚMERO DE PROYECTOS Y AYUDA CONCEDIDA POR LÍNEAS TEMÁTICAS EN LAS CONVOCATORIAS INNPACTO. Área Energía





Respecto a la naturaleza jurídica de las entidades participantes en estos proyectos de colaboración público-privada y las comunidades autónomas a las que pertenecen, en los gráficos 2 y 3 respectivamente se presentan los resultados obtenidos en la convocatoria INNPACTO 2011. Un total del 59% son empresas, 24% de ellas PYMEs y 3% empresas públicas, un 26% de participantes son centros públicos de I+D, y el restante 15% se corresponde con centros privados dedicados a la I+D.

En cuanto a la distribución de la ayuda concedida por comunidades autónomas, consecuencia de los beneficiarios involucrados en cada una de ellas, destacan claramente Madrid y País Vasco, con ayudas totales superiores a 40 y 30 M€ respectivamente, seguidas de otras CCAA cuya ayuda oscila

entre 12 y 6 M€: Andalucía, Navarra, Comunidad Valenciana, Castilla y León, Aragón, Cataluña y Castilla La Mancha.

GRÁFICO 10.2. NATURALEZA JURÍDICA DE LOS PARTICIPANTES EN LA CONVOCATORIA INNPACTO 2011. Área Energía

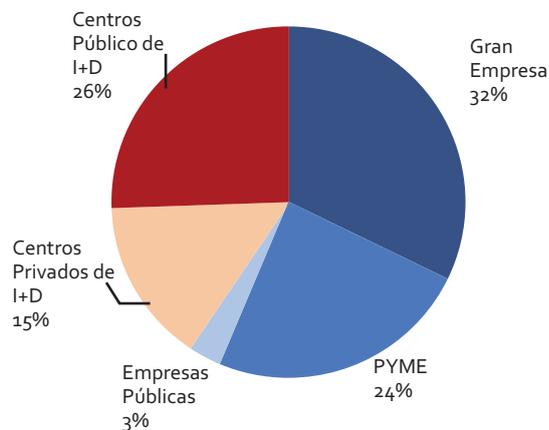
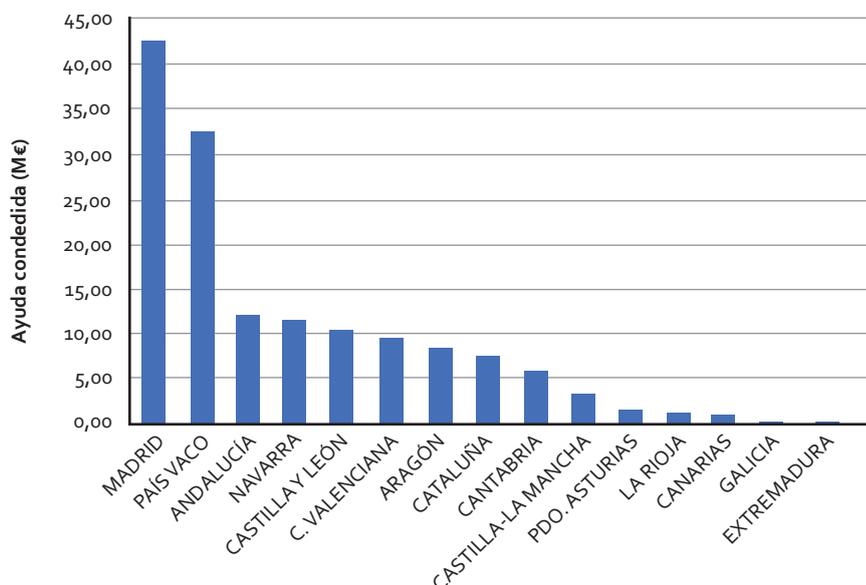


GRÁFICO 10.3. AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LA CONVOCATORIA INNPACTO 2011. Área Energía





Programa INNFLUYE- ENERGÍA

El Programa INNFLUYE es de apoyo a **Plataformas Tecnológicas**. Consiste en la creación y consolidación de 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.

En la actualidad se dispone en Energía de 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.

Actuaciones CDTI en el área de Energía: 2011

El Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) es una Entidad Pública Empresarial dependiente de la Secretaría General de Ciencia, Tecnología 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.

Durante el año 2011 el CDTI ha aprobado en el área de energía 127 operaciones de I+D+i desarrollados por empresas bajo la modalidad de Ayudas parcialmente reembolsables. Estas ayudas han dado lugar a una inversión total de 128,2 Millones de euros y una aportación pública por valor de 94,7 Millones de euros.

El peso de los compromisos de aportación pública del Centro al sector energético representa un total del 10,38% respecto al total de sectores y suponiendo una cifra similar, 10,45%, respecto a la inversión empresarial total.

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 estimularan 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.

Financiación en el sector¹:

Los compromisos de financiación pública de los proyectos aprobados por CDTI en 2011 mediante Ayudas parcialmente reembolsables ascendieron a 94,7 millones de euros. Esta financiación representa el 73,9% del presupuesto financiable.

Por tipología, los proyectos de I+D, tanto individuales como en cooperación representan el 97,3% del total.

¹ La selección para la realización de este análisis parte de la codificación por áreas sectoriales que utiliza el Centro 03: Energía, así como la codificación Unesco en el área tecnológica 3322 Tecnología energética.

CUADRO 10.3. OPERACIONES FINANCIADAS EN 2011, POR TIPOLOGÍA

Tipología	Nro de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
COOPERACIÓN INTEREMPRESAS NACIONAL	6	2.164.233	2.885.644
INTEGRADOS	3	7.106.492	9.475.323
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO	79	61.658.792	87.140.818
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO COOPERACION	37	22.978.152	27.591.785
NEOTEC	1	350.000	536.668
NEOTEC2	1	417.597	596.567
Total general	127	94.675.266	128.226.805

Dentro del área sectorial, la I+D+i en energía solar, biomasa y biocombustibles, energía eólica y energías renovables y tecnologías emergentes supone

el 57,5% de los proyectos aprobados, el 63,0% de los compromisos de aportación pública y el 63,5% del presupuesto total de inversión empresarial.



CUADRO 10.4.- PROYECTOS DE PROYECTOS FINANCIADOS POR ÁREAS SECTORIALES

Área Sectorial	Nro. de operaciones	Compromiso de aportación pública CDTI (€)	Presupuesto Total (€)	% Aportación/ Total
Investigación y desarrollo tecnológico en energía solar.	32	18.741.555,45	25.480.744,00	20%
Investigación y desarrollo tecnológico en biomasa y biocombustibles.	16	13.724.937,24	16.745.646,00	14%
Investigación y desarrollo tecnológico en energía eólica.	13	17.711.069,68	25.907.212,00	19%
Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	12	9.460.971,03	13.343.114,69	10%
Otros contenidos.(Optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía.)	7	3.439.478,34	4.132.801,58	4%
Investigación y desarrollo tecnológico en poligeneración.	5	3.550.311,80	4.208.176,00	4%
Otros contenidos.(Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.)	4	2.279.734,72	2.989.843,00	2%
Investigación y desarrollo tecnológico en generación distribuida, transporte y distribución activa.	4	2.943.288,94	3.990.479,00	3%
Automoción.	3	2.381.435,67	3.643.016,00	3%
Investigación y desarrollo tecnológico para mejorar la eficiencia en el uso final de la energía, con especial atención al sector industrial.	3	1.874.234,65	2.666.217,00	2%
Investigación y desarrollo tecnológico para la evaluación y predicción de recursos de energías renovables.	3	1.139.062,17	1.558.520,56	1%
Otros contenidos.(Vehículos de transporte)	2	1.162.547,58	1.846.949,00	1%
Otros desarrollos en el ámbito de la energía	23	16.266.639,18	21.714.086,00	17%
TOTAL	127	94.675.266,45	128.226.804,83	100%

INNPRONTA financia grandes proyectos integrados de investigación industrial, de carácter estratégico y gran dimensión (presupuesto de cada proyecto superior a 15 millones de euros). Los proyectos son realizados por agrupaciones de empresas en colaboración con organismos de investigación y han de perseguir el desarrollo de tecnologías novedosas en áreas tecnológicas de futuro con proyección económica y comercial a nivel internacional.

La financiación de INNPRONTA, concedida a través de una combinación de subvención y préstamo, alcanza una elevada intensidad de ayuda. Este programa está cofinanciado con cargo a los Fondos

FEDER «Programa Operativo de I+D+i por y para el beneficio de las empresas-Fondo Tecnológico».

Los proyectos INNPRONTA, de una duración de cuatro años, suponen un salto cualitativo en la colaboración en I+D entre empresas y organismos de investigación. En cuanto a estos últimos, cabe destacar la participación de las universidades (48,28%), seguida de los centros públicos de investigación (32,18%) y los centros de innovación y tecnología (19,54%).

Este programa, que supone un gran esfuerzo presupuestario (oscila entre los 12 y 16 millones de euros

por cada proyecto), es de un ambicioso alcance científico técnico un ejemplo es CIUDAD2020, proyecto Innpronta que pretende lograr un avance en las áreas de eficiencia energética, Internet del futuro,

Internet de las cosas, comportamiento humano, sostenibilidad medioambiental y movilidad y transporte, con el objetivo de diseñar la ciudad del futuro, sostenible, inteligente y eficiente.

CUADRO 10.5. DATOS CIUDAD 2020.

INNPRONTA 2011				
Área Sectorial	N.º Proyectos	Ayuda:Subvención/PréstamoCDTI (€)	Presupuesto Total (€)	N.º Empresas
Energía				
CIUDAD 2020	1	13.830.070	16.270.671	9

10.3. ACTIVIDADES DE I+D

10.3.1. 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 siempre 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 fundamental como la física de altas energías y la biomedicina.

Con un equipo humano formado por unas 1.400 personas, el CIEMAT está diversificado tecnológica y geográficamente. Además de la sede de Madrid en la que trabaja una parte significativa del personal, se cuenta en Andalucía 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 Extremadura con el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA) ubicado en Trujillo, 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 subdi-



recciones generales de carácter horizontal, la de Seguridad y Mejora de las Instalaciones, la de Relaciones Institucionales y Transferencia del Conocimiento y la Secretaría General. Desde el punto de los recursos económicos, los gastos totales del CIEMAT en 2011 fueron de 96,3 M€, distribuidos según los porcentajes siguientes: Energía 23%, Fusión 10%, Investigación Básica 8%, Medio Ambiente 11%, Tecnología 14%, Seguridad y Mejora 6% 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 nos dan la capacidad y la posibilidad de tener información actual sobre los temas de nuestro 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 damos algunos datos que permitan 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 2011 fue de 240. De ellos, 153 (64%) 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 (79), pues nuestra labor también es reconocida en el entorno más próximo.

En cuanto al alcance de los comités, un 20% (49) de la participación corresponde a 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. Destacar también el número de 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. Estos suponen el 48% (116). Completan el total, 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, el mayor número (125) corresponden a los 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 (26% 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 (27%), efectos de la energía en el medio ambiente (22%) y radiaciones ionizantes (20%).

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).
- Association EURATOM-CIEMAT. Steering Committee.
- Grupo Consultivo de Energía (AGE) para el Séptimo Programa Marco (7PM).
- Comité ejecutivo European Energy Research Alliance (EERA).
- 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.
- Extension of International Reference System (SIR).
- Comité Ejecutivo de la European Climate Research Alliance (ECRA).
- Comité «Environment, including Climate Change» del Séptimo Programa Marco (7PM) de la UE.

- Grupo técnico de Compuestos Orgánicos Persistentes para el seguimiento de la aplicación del Convenio de Estocolmo en España.

Entre las iniciativas surgidas durante 2011 en las que el CIEMAT está fuertemente implicado, y cuyo alcance se hará visible en años posteriores, es el lanzamiento, a iniciativa del Ministerio de Economía y Competitividad, del proyecto de la Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE). El propósito de esta Alianza, liderada por el CIEMAT, es lograr la coordinación de todos los actores nacionales dentro del campo de la innovación relacionada con la energía.

Para conseguirlo, se han marcado los siguientes objetivos básicos: contribuir a una mejor asignación de recursos públicos y privados dedicados a la innovación energética, acelerar el desarrollo y consolidación de nuevas tecnologías energéticas mediante la integración y coordinación de las capacidades existentes en centros públicos y empresas, promover vínculos efectivos y estables de colaboración entre el sector público y el privado y favorecer la participación en iniciativas internacionales de forma coordinada, a fin de que estén presentes los objetivos del sector, en particular en la planificación europea de la I+D+i energética.

ALINNE se presentó públicamente el 30 de junio de 2011 y cuenta con un Comité Ejecutivo, formado inicialmente por 22 personas, la mitad de las cuales son representantes cualificados de las empresas más importantes del sector (9 grandes empresas y 2 PYMES seleccionadas en base a parámetros objetivos de esfuerzo en I+D+i relacio-



nado con la energía) y la otra mitad representantes del sector público o académico con competencias o actividad probada en investigación e innovación energéticas. Para el desarrollo de sus funciones cuenta con el apoyo de tres comités delegados: Estrategia, Coordinación e Internacionalización. La presidencia del Comité Ejecutivo recae en el Director General del CIEMAT, como el Organismo Público de Investigación de referencia en el ámbito energético en nuestro país. El CIEMAT también está llevando la secretaría técnica de la Alianza.

Por otro lado, el CIEMAT participa en las plataformas tecnológicas españolas y europeas relacionadas con nuestro ámbito de actuación, como son: CEIDEN (P.T. de energía nuclear de fisión), CO₂ (P.T. española de CO₂), Plataforma tecnológica de la construcción, Plataforma tecnológica fotovoltaica, Plataforma nacional de fusión, BIOPLAT (P.T. española de la biomasa), SOLAR CONCENTRA (P.T. de energía solar térmica de concentración) y Plataforma tecnológica española de eficiencia energética.

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 2011:

ÁREA: Energías renovables y ahorro energético

Las energías renovables, área en la que España ocupa una posición destacada internacionalmente, significan una importante parcela en el trabajo

del CIEMAT, cubriendo la cadena energética asociada con la biomasa, el estudio de la energía eólica, los sistemas de concentración solar, tanto para la generación de electricidad como para la aplicación a procesos industriales y la energía solar fotovoltaica, sin olvidar la eficiencia energética en la edificación mediante la consideración de diseños de arquitectura sostenible y la integración de energías renovables.

LÍNEA: Energía solar fotovoltaica

En Dispositivos fotovoltaicos de silicio depositado se han obtenido, en colaboración con el Centro Láser de la Universidad Politécnica de Madrid, mini-módulos fotovoltaicos de tecnología «pin» de 8.6 cm² de área y más del 7 % de eficiencia, mediante procesos de interconexión, realizados en el novedoso régimen láser de los picosegundos (proyecto PSE-Microsil), y se han desarrollado células de tipo «pin» operativas sobre plástico (proyecto Clásico).

En Dispositivos fotovoltaicos de materiales policristalinos de lámina delgada, se ha solicitado una patente («Procedimiento para depositar calcogenuros por coevaporación física») dentro del proyecto GENESIS-FV y se han desarrollado electrodos multicapa basados en la combinación de láminas delgadas de Al:ZnO (AZO) y Sb:SnO₂ (ATO) que permiten obtener alta conductividad eléctrica en un mayor rango de temperatura que las láminas individuales (proyecto PSE-Fotomol).

En Módulos y células solares fotovoltaicos se está trabajando en la evaluación de módulos fotovol-

taicos con diferentes vidrios frontales respecto al ángulo de incidencia y al efecto de la suciedad superficial, con regímenes de limpieza distintos y en estabilidad y durabilidad de nuevos encapsulantes y procesos para células y módulos de lámina delgada (proyecto ATON). También se realiza una importante actividad de montaje, puesta en operación y de caracterización de células solares y su calibración (respuesta espectral, curvas I-V en iluminación y oscuridad, foto-electroluminiscencia, electroluminiscencia, caracterización electro-óptica, estudios termográficos, etc.). Y se han puesto a punto técnicas para el análisis de los defectos en módulos fotovoltaicos que provienen de centrales fotovoltaicas en operación, como la electroluminiscencia, termografía, espectrofotometría, aislamiento eléctrico, etc.

En Componentes fotovoltaicos y nuevos desarrollos de sistemas y centrales fotovoltaicas se está ultimando la instalación en el Campus de la Universidad Carlos III en Leganés de más de 30 microcentrales de 1 kW que incluyen la mayoría de tecnologías de módulos fotovoltaicos y la obtención continua y automática de curvas I-V de distintos tipos de módulos FV (m-Si, p-Si, CIGS, TeCd, HIT, Células de Contacto Posterior, a-Si, a-Si/ μ -Si, etc). La abundante información así obtenida permitirá evaluar y comparar la producción fotovoltaica en condiciones reales (proyectos Inndisol, Calener-FV, Kaneka, Performance y PN-Universidad de Jaén).

En Centrales y sistemas fotovoltaicos se está trabajando en una nueva herramienta de diagnóstico de centrales fotovoltaicas conectadas a la red que incluye la evaluación de inversores, detección de

fallos y degradación prematura de módulos (proyecto Evadifot).

El Laboratorio de calibración y ensayos de módulos, componentes y sistemas FV ha experimentado un incremento destacable durante el año 2011 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 para centrales termoeléctricas (más de 400 calibraciones), y en tareas de caracterización y ensayo de módulos fotovoltaicos en laboratorio para determinación de potencia, estudio de defectos y evaluación de la degradación (más de 2000 caracterizaciones) y evaluación in-situ de grandes centrales fotovoltaicas en operación. Por último, se participa activamente en comités de AENOR, de la International Electrotechnical Commission (IEC) de normalización y en plataformas tecnológicas nacionales y europeas.

LÍNEA: Energía eólica

En Sistemas eólicos aislados, el CIEMAT ha dirigido su actividad principalmente a los aerogeneradores de pequeña potencia para aplicaciones de autogeneración. Este año se ha finalizado el proyecto PSE-MINIEOLICA, que ha ayudado a fomentar este tipo de tecnología mediante la investigación, el desarrollo y la innovación. Es de destacar la necesaria actividad de ensayo y certificación de nuevos aerogeneradores y componentes (especialmente palas) llevada a cabo en el CEDER. Además, se ha comenzado el proyecto HAIZENE, financiado en la convocatoria INNFACTO 2011,



para el desarrollo de un telesistema de gestión de minigeneración distribuida.

En el marco de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) se ha aprobado la recomendación práctica sobre el etiquetado para el consumidor de aerogeneradores de pequeña potencia, liderada por el CIEMAT. Esta recomendación se va a aplicar en España para facilitar el etiquetado armonizado de los aerogeneradores de pequeña potencia.

Dentro de la tecnología de redes inteligentes, se ha avanzado en el proyecto GEBE (Gestión de balances de redes energéticas con generación distribuida inteligente), destacando la evaluación de un sistema electroquímico de almacenamiento mediante tecnología de ion-litio para gestión de redes débiles, con alta penetración de energías renovables, instalado en el CEDER.

Dentro de las nuevas aplicaciones de la energía eólica, y aprobado en la convocatoria INNFACTO 2011, se está desarrollando un sistema de desalación de agua de mar accionado directamente por una aeroturbina que, en caso de éxito, permitirá un considerable ahorro de energía (proyecto WINDOSMOSIS)

Por último, y dentro de la predicción de recursos eólicos, se han comenzado dos novedosos proyectos enfocados al desarrollo de herramientas para el diseño optimizado de parques eólicos en entorno marino. Estos son el proyecto DTOC del Séptimo Programa Marco (7PM) y el proyecto NEPTUNE de la KIC-Innoenergy. En ambos se va a acoplar un modelo oceánico (ROMS) con un

modelo meteorológico o dinámico (WRF) mediante distintas estrategias. El CIEMAT tiene un acuerdo de colaboración con el National Center of Atmospheric Research (NCAR) de EEUU, propietario del WRF, para el desarrollo y mejora de dicho modelo en la estimación del recurso eólico

LÍNEA: Biomasa

En Cultivos energéticos las actividades realizadas se han enmarcado en el desarrollo de varios proyectos del Plan nacional, el programa CYTED y el 7PM.

En lo relativo a la caracterización de la biomasa como combustible, desde el Laboratorio de caracterización de biomasa se ha continuado participando en distintos grupos de trabajo del Comité europeo CEN TC 335 (normalización de biocombustibles sólidos), destacando la presentación a los correspondientes Grupos de Trabajo de dos propuestas relativas a una modificación en la aplicación de la normas EN del poder calorífico de la biomasa sólida y de la determinación de las dimensiones de pélets de biomasa, con el objetivo de simplificar la metodología analítica en determinados casos. Asimismo desde el subcomité 1 del AEN CTN164 de AENOR se ha seguido coordinando la revisión y transposición de las normas europeas EN a normas UNE (14 en 2011). También, dentro del proyecto del 7PM BIOMASUD interreg SUDOE se ha trabajado en una etiqueta de calidad para los pélets producidos en Castilla y León. Además, se han llevado a cabo el subproyecto 2R «Cultivos forestales como productores de biomasa con fines energéticos: carac-

terización de la biomasa como combustible» del Plan Nacional de I+D-INIA, relativo al análisis comparativo como combustible sólido de la biomasa de chopo en alta densidad para diferentes localizaciones y condiciones de cultivo. Finalmente, dentro de los ya citados proyectos se han continuado en el CEDER los estudios para la definición de las necesidades hídricas del cultivo del chopo en alta densidad y los ensayos clonales de producción de biomasa, así como el seguimiento y la evaluación del potencial de especies leñosas (olmo, robinia, plátano) como cultivos energéticos en España.

En el campo de la evaluación de recursos de biomasa y dentro del ya mencionado proyecto BIOMASUD se ha elaborado e introducido en la aplicación BIORAISE la información para España relativa a los recursos de biomasa residual agroindustrial, incluyendo productores y consumidores de estos residuos. Así mismo, se ha coordinado un estudio dentro del proyecto Hibrelec de programa CYTED para la evaluación de los recursos de biomasa en España, Portugal, Chile, Colombia y Cuba, identificándose en una base de Sistema de Información Geográfica (SIG) aquellas zonas en Portugal y España aisladas de la red eléctrica y con potencial de biomasa leñosa utilizable para generación eléctrica mediante pequeñas plantas de tecnología híbrida solar-gasificación de biomasa. Asimismo dentro del proyecto BioMaxEff del 7PM se ha iniciado un estudio de la situación actual y perspectivas del mercado de los biocombustibles sólidos para aplicaciones térmicas en España, que incluirá además una caracterización y evaluación de la calidad de al menos 80 biomásas de venta en el mercado, en España, Portugal y Francia.

Respecto al estudio y desarrollo de cultivos energéticos se ha continuado la coordinación del PSE On Cultivos y de su subproyecto 2R, en el que se realiza la coordinación técnica del programa de cultivos herbáceos a nivel nacional y dentro del que, además, se están desarrollando diferentes parcelas de gramíneas anuales y perennes para la producción de biomasa. En el proyecto INNPACTO DECOCEL, iniciado en 2011, se ha coordinado el grupo de trabajo encargado de determinar en base SIG el potencial sostenible y costos previstos de producción de la biomasa de diferentes cultivos energéticos a nivel local en España. Los datos obtenidos serán finalmente integrados en BIORAISE lo que, junto con la información ya disponible en ella, convertirá a esta herramienta del CIEMAT en un potente instrumento para evaluar los recursos de biomasa sostenibles a nivel local, aspecto de capital importancia en la determinación de la viabilidad de los proyectos comerciales.

En lo referente a la preparación de biocombustibles sólidos, en el proyecto INNPACTO On3bio-term se han implementado diversas modificaciones en la planta piloto de secado solar asistido con biomasa en el CEDER iniciándose la fase de puesta en marcha de la planta, así como el proceso para su patente. También se han optimizado en planta piloto las condiciones de producción de pélets a partir de las biomásas de triticale, eucalipto, chopo y paulownia que serán utilizados en el proyecto, determinándose los costes energéticos y económicos de su producción. En este mismo área y dentro del proyecto INNPACTO G+C 15 MWt se ha construido en el CEDER una planta piloto para la pulverización de biomasa con tecnología innovadora para llevar a cabo este proce-



so cuya viabilidad se pretende demostrar en el proyecto.

Dentro del proyecto del Plan E TRITIMASS se ha concluido en 2011 un estudio en planta piloto para determinar la tendencia a la sinterización y características de los depósitos formados por las cenizas de las biomasa de triticale y avena en el proceso de combustión en relación con la paja de trigo y, posteriormente, se ha colaborado en los ensayos de certificación con las dos primeras biomasa de la planta de generación eléctrica con paja de Sangüesa (25 MWe), durante los que se han medido en condiciones reales de operación los sinterizados producidos por las biomasa consideradas. Dentro del ya citado proyecto INNPACTO G+C 15 MWt se ha construido en el CEDER una planta de combustión piloto, con un combustor de biomasa pulverizada de cenizas fundidas, cuya puesta en marcha y evaluación para diferentes biomasa se realizará en 2012.

LÍNEA: Biocarburantes

De los resultados obtenidos, destaca por su importancia la asesoría a la empresa INERCO y al Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en la realización de la ingeniería básica y de detalle y el comienzo de la construcción de la instalación piloto del módulo bioquímico del Centro de biocombustibles de segunda generación (CB26), en Aoiz (Navarra). La instalación piloto será la más relevante en España para la obtención de biocarburantes de 2ª generación.

El trabajo de investigación desarrollado en el marco de diversos proyectos financiados por el Plan

nacional de I+D, el 7PM y otras entidades ha girado en torno a mejorar el proceso de obtención de etanol a partir de biomasa lignocelulósica. Así, en el proyecto RESTOENE financiado por la Comunidad Autónoma de Madrid se está optimizando el proceso de producción de glucosa a partir de paja de cebada teniendo en cuenta determinadas condiciones de temperatura y tiempo durante el pretratamiento y la presencia de distintos catalizadores para la hidrólisis de los carbohidratos en azúcares monoméricos. En el proyecto BIOREFOL del Plan nacional se ha realizado la caracterización de los oligosacáridos presentes en la fracción líquida obtenida después del pretratamiento de steam explosion a partir de restos de poda de olivar. En el proyecto CENIT I+DEA se ha estudiado el rendimiento de la producción de bioetanol a partir de grano de maíz cultivado en diferentes condiciones y la factibilidad de utilizar el residuo lignocelulósico de la planta para producción de etanol. También se está desarrollando una técnica para el análisis rápido y no destructivo a partir de paja de trigo mediante la técnica NIR (tipo de espectroscopia que permite análisis sencillos en un corto espacio de tiempo, sin manipular la muestra) en el proyecto PSE On-cultivos.

Se ensayó con éxito un proceso innovador para el pretratamiento integrado de paja de cebada mediante extrusión con catalizador e hidrólisis en el proyecto BABETHANOL. En el PSE MICROALGAS, se determinó el contenido de carbohidratos en varias cepas de algas y se caracterizaron físico-química y energéticamente.

Además, dentro del proyecto CENIT BIOSOS se ha optimizado el proceso de preparación de

inóculo en la producción de bioetanol a escala laboratorio en la planta de Babilafuente (Salamanca) y se han estudiado las condiciones del pre-tratamiento de steam explosion con y sin catalizador ácido de esta biomasa lignocelulósica. En el proyecto BIOFUEL se ha determinado el potencial de obtención de bioetanol a partir de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos, tras un proceso de higienización activa y, en colaboración con IMECAL, se solicitó la patente española y la extensión europea para el procedimiento de revalorización energética de la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos y su instalación.

Se inició el proyecto Proethanol 2G, financiado por la UE, en colaboración con varios socios europeos y brasileños para seguir avanzando en el proceso de producción de etanol a partir de biomasa lignocelulósica.

Por último, se ha creado la Unidad mixta entre el CIEMAT y el IMDEA Energía para el desarrollo de procesos biotecnológicos para la producción de energía, que permitirá aprovechar las sinergias de ambos grupos en esta área de investigación.

LÍNEA: Energía solar térmica

En el ámbito de los Sistemas solares de media concentración se ha desarrollado un amplio abanico de actividades dentro de diversos contratos y proyectos de I+D+i centrados en la tecnología de concentradores cilindroparábolicos (CCP) y sistemas de almacenamiento térmico (SAT) para centrales termosolares.

Respecto a los resultados obtenidos cabe destacar el desarrollo de recubrimientos selectivos y antireflexivos para receptores solares, en colaboración con las empresas Huiyin y Arquimedes Solar a través de acuerdos de licencia de la patente; así como la caracterización de diversos prototipos de CCP y tubos receptores para CCP desarrollados por empresas españolas y extranjeras. Asimismo se han realizado análisis de parámetros ópticos y de durabilidad de reflectores solares y se ha colaborado con diversas empresas en el control de calidad y posibles mejoras en diversas centrales termosolares.

En el campo de SAT para centrales termosolares, se ha puesto a punto el nuevo lazo experimental con sales fundidas y se han realizado diversos estudios de simulación y desarrollo relacionados con una planta piloto GDV (Generación Directa de Vapor) de 3 MWe. También se ha diseñado y simulado un campo solar de CCP de pequeño tamaño para cubrir la demanda térmica del proceso de cocido de corcho en una industria de Extremadura.

En el ámbito de los Sistemas solares de alta concentración, su actividad se ha centrado, fundamentalmente, en los sistemas de receptor central, aunque también se han realizado acciones relacionadas con otros sistemas de foco puntual, como los discos Stirling y los simuladores solares.

Los resultados más destacables obtenidos han sido el desarrollo de sistemas, dando apoyo a las empresas que están promoviendo la primera generación de centrales termosolares de receptor central (CRS), como Abengoa Solar y Sener/Torresol Energy, colaborando con ellas en diversos pro-



yectos de I+D (CONSOLIDA-Cenit y Helitosal). Estas actuaciones han contribuido a la consolidación tecnológica, a la vez que al estudio de una nueva generación de centrales termosolares de este tipo.

También se han desarrollado componentes para la tecnología de receptor central, con especial énfasis en la tecnología de receptor volumétrico de aire atmosférico y se han caracterizado nuevos helióstatos en las instalaciones experimentales existentes en la PSA. Además, se han llevado a cabo campañas de ensayos de envejecimiento acelerado sobre materiales metálicos para receptores de tubos y se ha continuado con el desarrollo de capacidades de experimentación y análisis para estudiar la degradación y durabilidad de materiales de receptores solares sometidos a altos flujos de radiación.

En cuanto a la Aplicación de concentración solar a procesos industriales, se ha continuado con la campaña de ensayos para la evaluación térmica del receptor de 500 kW instalado en la torre CRS de la PSA y se ha iniciado la primera experiencia piloto en el mundo para el desarrollo de ciclos termoquímicos dirigidos a obtener hidrógeno a partir del agua.

También cabría citar el comienzo de varias iniciativas nacionales, como el proyecto SolH₂ (Producción de hidrógeno empleando energía solar térmica de alta temperatura) en colaboración con la empresa Hynergreen, el IMDEA y la Universidad de Sevilla, que plantea el diseño y evaluación de un receptor de 100 kW para llevar a cabo la disociación del agua utilizando ferritas comerciales o el proyecto »Producción de hidrógeno y pilas de

combustible: desarrollo y aplicaciones» que tiene como objetivo la remodelación de la infraestructura existente en la PSA para disponer de una plataforma adecuada para proyectos de demostración de producción limpia de H₂.

En Detoxificación solar de aguas residuales y desinfección solar, se han continuado las actividades al amparo de los distintos proyectos, tanto internacionales como del Plan Nacional (EDARSOL, SODISWATER, TRAGUA o INNOVAMED). Cabe destacar los resultados y la optimización, en distintas plantas piloto, de los procesos de descontaminación y desinfección solares de distintos tipos de contaminantes industriales (a elevada concentración), contaminantes emergentes (antibióticos, drogas, hormonas, etc) y patógenos (bacterias o esporas de hongos). Se han ensayado diferentes catalizadores inmovilizados de rutilo (TiO₂) o dopados, además del proceso de foto-fenton. También se han estudiado la aplicación de distintas combinaciones entre la oxidación avanzada solar y la oxidación biológica para la descontaminación de aguas residuales industriales. Todo ello complementado con estudios cinéticos, de caracterización de productos intermedios mayoritarios y evaluación de toxicidad durante los diferentes tratamientos fotocatalíticos solares.

Especial mención merece el premio Rey Jaime I que el investigador Sixto Malato Rodríguez ha recibido en la convocatoria de Protección del medio ambiente «por su trayectoria científica en la utilización de la energía solar para el tratamiento y descontaminación de aguas, sistema de probada aplicación en la PSA; así como, en potenciales a nivel mundial».

En Desalación solar de agua de mar, se ha proseguido con los estudios para la aplicación de la energía solar en desalación de agua aplicando la destilación multiefecto o la destilación con membranas. Los logros más destacables obtenidos han sido la evaluación termodinámica de distintas configuraciones para el acoplamiento de plantas de desalación de agua con concentradores solares parabólicos en la región del Mediterráneo y el norte de África; así como, los estudios de viabilidad de distintos conceptos de poligeneración solar asociada a la producción de agua.

En Descontaminación y desinfección de aire se ha continuado con el estudio de la preparación y eficiencia de diferentes tipos de fotocatalizadores. Entre las actividades realizadas este año cabe resaltar: nuevas síntesis y caracterizaciones de catalizadores, basados en rutilo (TiO_2), inmovilizados (TiO_2 poroso en lámina delgada, nanotubos de TiO_2 , SiMgOx/TiO_2), así como ensayos con buenos resultados de su aplicación en la depuración de olores con presencia de formaldehído, metano, metilciclohexano, tolueno, ácido sulfhídrico, monóxido de nitrógeno, además de ambientes de oficina con presencia significativa de microorganismos (bacterias y hongos). Así mismo, se han realizado distintos estudios comparativos entre reactores fotolíticos y fotocatalíticos.

En Medida y caracterización de la radiación solar, el trabajo se fundamenta en la mejora del conocimiento de la radiación solar incidente en la superficie de la Tierra, de cara a su aprovechamiento energético.

En lo que respecta a los avances relacionados con la estimación de la radiación solar, en 2011 cabe destacar: el desarrollo de un modelo que permite estimar la radiación solar con una mayor resolución espacial, a partir de las imágenes del canal visible de alta resolución del satélite Meteosat segunda generación, y la realización de un estudio de predicción de la radiación solar que permite establecer relaciones directas entre los valores de irradiancia solar y energía producida a partir de sistemas solares termoelectrónicos y fotovoltaicos.

Con respecto a los mecanismos de medida y métodos de caracterización, se ha llevado a cabo la actualización de la estación radiométrica ubicada en el CEDER, según las directrices establecidas por la Organización Meteorológica Mundial en el marco de la red Baseline Surface Radiation Network. De esta manera, los valores que sean registrados por esta estación meteorológica podrán ser utilizados como referencia de calidad en el análisis y/o validación de modelos meteorológicos o medioambientales.

Por último, se ha abierto una nueva línea de actividad relacionada con la integración y desarrollo de aplicaciones informáticas de la radiación solar con el objetivo de generar información georreferenciada de la misma y ofrecerla para consulta general, en el marco de la ley sobre las Infraestructuras y los Servicios de Información Geográfica en España (LISIGE), transposición española de la directiva europea INSPIRE (Infraestructura para la Información Espacial en Europa).

LÍNEA: Eficiencia energética

En el campo de los Componentes y técnicas en la edificación, en el Laboratorio de ensayos energéticos para componentes de la edificación (LECE), localizado en la PSA, se ha realizado el montaje y la puesta a punto de dispositivos para el ensayo y análisis experimental de diferentes estrategias, sistemas y componentes de la edificación como son: fachada ventilada, paneles radioconvectivos y recinto para el ensayo de techos. Estas actividades se desarrollan en el ámbito de la I+D+i sobre sistemas pasivos que también se están analizando conjuntamente en el proyecto PSE-ARFRISOL. En el caso del laboratorio de dinámica de fluidos, ubicado en Madrid, tiene como eje central el equipo de medidas termo-velocimétricas (PIV), que junto con el software de simulación CFD (Computational Fluid Dynamics), ha sido utilizado para el análisis energético de fachadas ventiladas de junta abierta. Por último, en el proyecto INNPACTO CELSIUS, el cual incluye la evaluación energética experimental de un edificio de oficinas de 6.000 m² (demostrador de energía), se han realizado diversos trabajos para poner a punto el sistema de monitorización del citado edificio (puesta a punto y verificación de equipos, adaptación del software para gestión de sistemas de monitorización, desarrollo de software para visualización de medidas instantáneas, puesta en marcha del sistema de monitorización, adquisición y evaluación preliminar de los primeros datos registrados).

En relación a la Eficiencia energética en la edificación, en el proyecto ENVITE del Plan E, en el que se realiza la evaluación energética, optimización y construcción de un edificio de oficinas (demostrador de energía), se ha contribuido al diseño experimental de la monitorización y la elaboración de las especificaciones técnicas necesarias para la implementación de dicha monitorización. Con respecto al Laboratorio de aclimatización de espacios abiertos, cuyo equipo central es un árbol del viento, ha continuado participando en proyectos de I+D+i (como el proyecto ECO-Valle Mediterranean Verandahways). En el proyecto INNPACTO DEPOLIGEN prosiguen los estudios de tecnologías energéticas que permitan conseguir edificios, distritos y barrios residenciales o del sector terciario de «emisión cero». Por último, se ha continuado asesorando y colaborando en el proyecto EDEA (Efficient Development of Eco-Architecture) con el Centro Nacional del Hidrogeno (CNETHPC).

Con respecto a la Integración de energía solar en la edificación, en el proyecto PSE-ARFRISOL, tras haber construido los 5 contenedores-demostradores de investigación e implementado y puesto a punto los sistemas de monitorización en años anteriores, se sigue optimizando su operación, monitorizando en condiciones reales de uso y llevando a cabo el análisis de los datos registrados tanto energéticos como de confort ambiental. Así mismo, se ha realizado la optimización de las instalaciones de climatización basadas en sistemas de energías renovables integrados (biomasa, solar térmica y fotovoltaica, geotermia, refrigeración por absorción y refrigeración radioconvectiva).

En la Evaluación energética de espacios urbanos, el CEDER ha iniciado una nueva línea de investigación relacionada con las redes eléctricas inteligentes, la integración de las energías renovables en

redes y la generación distribuida. En ella se pretende aprovechar la potencialidad de las instalaciones del CEDER como plataforma experimental en la generación y distribución inteligente de energía eléctrica y térmica.

Se dispone de una infraestructura de red eléctrica (varios centros de transformación en el recinto) y de comunicaciones que posibilitan ensayar y probar a escala real nuevos modelos arquitecturales y conceptuales de compañías eléctricas, telecomunicaciones, informática, movilidad eléctrica, cargadores de baterías de vehículos eléctricos, diferentes tecnologías de generación con fuentes renovables, etc. El objetivo es integrar todos los elementos y actores involucrados en la generación, transporte, distribución y consumo, para la consecución de sistemas y aplicaciones más eficientes.

Así, se ha comenzado el diseño y desarrollo de un software para la organización y regulación inteligente de la gestión energética de ayuntamientos en el proyecto INNFACTO Soria+X.

LÍNEA: Otras tecnologías: almacenamiento de energía, pilas de combustible y SIG

En el campo de los Almacenadores cinéticos de energía, en el marco del Proyecto Singular Estratégico SA2VE, se ha puesto en marcha, en una subestación ferroviaria de ADIF (Administrador de Infraestructuras Ferroviarias), un sistema de almacenamiento desarrollado en el CIEMAT y aplicado a la recuperación de la energía de frenado.

Por último, en el campo de la obtención de energía eléctrica a partir de energías marinas, se han finalizado los ensayos del generador eléctrico lineal (WEDGE) y definido el dimensionado del absorbedor puntual y su modo de funcionamiento para su integración dentro del proyecto UNDIGEN.

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, en sus siglas inglesas).

La actividad en pilas de combustible poliméricas (PEMFC) se ha centrado en la optimización de los métodos de electrodeposición y la preparación de electrodos basados en Pt y compuestos electrodepositados. Dos han sido los principales objetivos en este periodo: aumentar la cantidad de catalizador depositado (o área electroactiva) y mejorar la reproducibilidad del proceso. En otra actividad se han definido también los parámetros básicos de montaje y componentes para trabajar con celdas de cátodo abierto y estudiar posibles aplicaciones.

La actividad en pilas de óxidos sólidos (SOFC) se ha centrado en el desarrollo de nuevos electrodos utilizando nuevas formulaciones basadas en distintos catalizadores (Cu-Fe, Cu-Ceria, óxidos mixtos $\text{La}_2\text{NiO}_{4+d}$, La_2NiO , 6CuO , 4O_{4+d} o La-NiMgAl). Las celdas obtenidas con estos electrodos han sido caracterizadas evaluando su operación y estabilidad así como el efecto de la presencia de determinados dopantes (Gd o Tb) y la compatibilidad química entre electrodos y electrolito en una

celda, donde se han obtenido rendimientos prometedores.

En cuanto a la integración de sistemas, se ha continuado con el desarrollo de varios sistemas híbridos con pilas de combustible: un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI), un sistema EGA (de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables fotovoltaica y eólica) en el que se ha integrado un nuevo electrolizador alcalino y se sigue colaborando con el CSIC en el desarrollo del prototipo de generación de energía eléctrica basado en reformado de biogás y pilas de combustible de baja temperatura en cuatro etapas.

En relación a Tecnologías de la información geográfica para la integración de energías renovables cabe destacar la inscripción en el Registro de la propiedad intelectual del programa IntiGIS 1.0, desarrollado en el CIEMAT y aplicado a la electrificación rural con energías renovables. Su importancia se hace evidente por las más de 400 descargas realizadas desde numerosos países, la mayoría procedente de América, a través de la página Web del CIEMAT.

ÁREA: Fisión nuclear

En el ámbito de la fisión nuclear, de gran tradición en el Centro, se abordan la seguridad de las instalaciones nucleares, el estudio de los residuos de baja, media y alta actividad, y el diseño de reactores avanzados y de sistemas asistidos por acelerador.

LÍNEA: Seguridad nuclear

En Accidentes severos, los proyectos vigentes han sido: SARNET2, red de excelencia europea en accidente severo del Séptimo Programa Marco (7PM) de EURATOM; BIP2, enmarcado en la OECD y dirigido al comportamiento físico-químico del yodo en caso de accidente; y los acuerdos CSNAS y CSN-CCVM con el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN). A través de estos últimos se ha participado en proyectos internacionales como ARTIST2, SFP y CCVM, los dos últimos en el marco de la OECD.

Los logros más destacables de la I+D+i han sido el desarrollo de un modelo de simulación (ARI3SG) de la retención de partículas radiactivas en el lado secundario de un generador de vapor en condiciones de accidente severo SGTR. La herramienta computacional se ha dotado con utilidades para el cálculo de las incertidumbres asociadas a las estimaciones.

En cuanto a la Termo-mecánica del combustible nuclear, las actividades discurren a través de dos colaboraciones: TERMOCAQ y AICAST. 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.

Se ha analizado la capacidad predictiva de los actuales códigos para capturar los principales cambios termo-mecánicos que suceden en el

combustible durante rampas de potencia. El estudio, llevado a cabo en colaboración con otros investigadores internacionales, se basó en experimentos del proyecto SCIP (Studsвик Cladding Integrity Project). Asimismo se ha propuesto una correlación empírica de fluencia mecánica que extiende el dominio de aplicación del código FRAPCON-3 a almacén temporal en seco del combustible. Su capacidad y efecto se han ilustrado mediante la simulación a escenarios de 100 años de almacenamiento.

Finalmente, las actividades relativas a Sistemas nucleares innovadores se han conducido a través del proyecto ESFR del 7PM de EURATOM. El análisis de alternativas para ciclos de producción de energía de reactores de IV Generación refrigerados por sodio, ha conducido a la recomendación de ciclos Rankine frente a los de Brayton con helio, en términos de rendimiento termodinámico. Los ciclos subcríticos optimizados parecen ser la mejor opción a corto plazo; sin embargo, a largo plazo los ciclos super-críticos supondrían una opción ventajosa. No obstante, se está realizando una extensión de los estudios a ciclos de Brayton basados en el comportamiento del CO₂ en condiciones supercríticas cuyos resultados son prometedores.

Además, se han iniciado a finales de 2011 los proyectos JASMIN (7PM) y TERMOMECA (CSN).

LÍNEA: Innovación nuclear

Se han continuado realizando las actividades de I+D+i dentro de los tres ámbitos principales de

actuación: la simulación en reactores y ciclos de combustible, el estudio de los datos nucleares para la transmutación y la realización de experimentos integrales.

En Ciclos avanzados se ha seguido trabajando en los proyectos ARCAS, CP-ESFR y CDT-FASTEF, del 7PM. Los resultados más destacables son: el análisis de escenarios con reactores rápidos de sodio, reproductores y transmutadores, simulando detalladamente el escenario europeo de reactores planteado. Además, se han finalizado varios estudios en relación con un grupo de posibles configuraciones de reactor para estimaciones de transmutación de actínidos minoritarios, partiendo del diseño básico de un reactor con núcleo isoreproductor. Así mismo, se han realizado cálculos neutrónicos de diversas configuraciones del núcleo, estimaciones de coeficientes de reactividad y de quemado.

En Transmutación, cabe resaltar la participación en la toma y análisis de datos de captura neutrónica o fisión de diferentes isótopos dentro de la instalación n_TOF del CERN (Ginebra-Suiza), así como la participación en el proceso de diseño de una segunda zona experimental para dicha instalación y la elaboración de un programa científico asociado.

También se ha finalizado el análisis de la medida de la sección eficaz de captura neutrónica del ²⁴³Am, iniciado el análisis de datos para una medida análoga del ²⁴¹Am y se ha terminado el diseño de un espectrómetro de neutrones por tiempo de vuelo para el experimento DESPEC, de la futura instalación internacional FAIR (Darmstadt - Alemania).



Se ha finalizado el diseño de una línea de tiempo de vuelo de neutrones para la subsección de la European Spallation Source (ESS) en Bilbao, definiendo los blindajes necesarios para apantallar el blanco de producción de neutrones. Además, se han definido dos salas experimentales a diferentes distancias del blanco, dos colimadores para conformar la óptica y un sumidero de neutrones donde impactará el haz que no interacciona con las muestras irradiadas.

Por último, en experimentos integrales, los resultados más destacables en prospección de reactores avanzados de IV Generación han sido la obtención de discrepancias en reactividad predichas por las simulaciones de los datos obtenidos en la instalación VENUS-F y que pueden explicarse por las incertidumbres, inferiores a un 1%, en el enriquecimiento del combustible o en sus impurezas.

Se ha desarrollado un procedimiento basado en simulaciones Monte Carlo con el que se pueden reducir las incertidumbres en las matrices de covarianza de secciones eficaces a partir de un conjunto suficientemente grande de experimentos. Este procedimiento se basa en la utilización de secciones eficaces modificadas, de forma que cumplan las restricciones y ligaduras impuestas por la matriz de covarianza que se pretende estudiar.

En Reactores avanzados, se ha continuado con la gestión de los proyectos Halden y Reactor Jules Horowitz (JHR).

En el ámbito internacional del proyecto Halden se han realizado 11 experimentos, cuyos resultados

han dado origen a diversas actividades de investigación. La información obtenida ha confirmado el interés del Consorcio nacional Halden de continuar con el IASCC (Irradiation Assisted Stress Corrosion Cracking) Review Meeting por ser un método efectivo de gestionar el programa de materiales del proyecto. Se ha promovido el uso de muestras con mayor contenido de hidrógeno para analizar su influencia en el IASCC, destacando este tipo de experimentos como prioritarios. También se ha manifestado el interés expreso de utilizar aleaciones de inonel en uno de los experimentos (IFA 669) y el uso de combustibles de gadolinio y otro tipo de materiales de interés para el sector español. Tanto en el proyecto nacional como en el internacional se ha llegado a un preacuerdo de la condiciones de renovación del convenio que sustenta ambas contribuciones de este proyecto.

Respecto al proyecto JHR, se han finalizado e integrado mutuamente los modelos neutrónico y termohidráulico del simulador de experimentos (EXIMU). También se ha finalizado e integrado el modelo HMI (Human Machine Interface).

En cuanto a la construcción de los generadores de vapor de la instalación, encargada al consorcio español para el proyecto JHR, se ha finalizado su dimensionamiento termohidráulico y ha sido aceptado por el CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique). También se ha llevado a cabo el análisis de riesgos de estos equipos, validado por el CEA y la empresa APAVE (organismo inspector de garantía de calidad seleccionado por el CEA para todo el proyecto), dando lugar a la publicación del informe final.

LÍNEA: Residuos radiactivos

En Residuos de baja y media actividad ha continuado el apoyo tecnológico a ENRESA realizando acciones como la caracterización radiológica de muestras procedentes del desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera, llevando a cabo la determinación de emisores α , β puros y de baja energía para la verificación de la calidad de los análisis radiológicos y para el establecimiento de factores de escala de las distintas corrientes de residuos del desmantelamiento. También se ha prestado apoyo al proyecto PIMIC (Plan Integrado para la Mejora de las Instalaciones del CIEMAT), tanto en la realización de determinaciones mediante escáner gamma de bultos de materiales radiactivos, como determinaciones por espectrometría α , β y γ . Gracias a la ejecución de estos análisis, se han desarrollado distintas metodologías de caracterización específicas, permitiendo determinar los efectos de la matriz y la adecuación de las metodologías previas.

En esta línea de desarrollos para la caracterización destructiva de materiales radiactivos se están desarrollando técnicas para la realización de cuantificaciones simultáneas (^{241}Am - y Pu-a) más rápidas, mediante técnicas de centelleo en fase líquida bifásico.

Adicionalmente, cabe destacar el desarrollo y verificación de una metodología de cálculo basado en espectros y de muestras de uranio, de gran utilidad para la caracterización de fuentes huérfanas. Se ha continuado con el desarrollo del proyecto CARBOWASTE del 7PM, en el cual se realizó

un ejercicio de intercomparación de métodos analíticos para grafito irradiado CWRRT (Carbowaste Round Robin Test). Asimismo se ha estudiado la correlación de la irradiación del grafito mediante técnicas de caracterización estructural: BET (análizador de área superficial y tamaño de poros por adsorción de gas), XRD (difracción de rayos-X) y SEM (microscopía de barrido electrónico) del grafito virgen e irradiado de UNGG (Uranium Naturel Graphite Gaz) y MTR (Materials Test Reactor). Además, se han llevado a cabo estudios de descontaminación mediante agentes químicos de los principales contaminantes del grafito irradiado (^{14}C , ^3H y emisores β - γ y α).

En colaboración con ENRESA se han puesto a punto las técnicas de disolución y caracterización de ^{129}I y ^{99}Tc en grafito de Vandellos I para el proyecto CRC del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

Por último, se han comenzado los estudios del proyecto GRAFTEC sobre tratamiento térmico de grafito irradiado de Vandellos I y la caracterización de una matriz vítrea para el acondicionamiento de dicho material.

En Residuos de alta actividad, los estudios experimentales, los desarrollos instrumentales y los esfuerzos teóricos han permitido una mejora significativa en el conocimiento y capacidad de evaluación de la alteración que sufriría la matriz del combustible nuclear usado en su almacenamiento definitivo. Estos estudios han permitido completar los inicialmente previstos en el acuerdo de colaboración con ENRESA en este campo.



Por otra parte, se han conseguido importantes progresos en las actividades de separación de actínidos de los residuos radiactivos de alta actividad (y del combustible irradiado) que se enmarcan en los acuerdos de colaboración con ENRESA y el proyecto de EURATOM, ACSEPT. Los principales progresos se centran en la preselección y cualificación de nuevas moléculas orgánicas (extractantes) capaces de separar con gran eficiencia componentes específicos de los residuos radiactivos y de sobrevivir a las condiciones especialmente agresivas de radiólisis, acidez y calor de algunos procesos de separación hidrometalúrgicos. Estas moléculas podrían ser especialmente relevantes en los procesos avanzados conocidos como SANEX y GANEX, que además de permitir reciclar el plutonio, podrían reutilizar y minimizar el resto de actínidos contenidos en el combustible usado y facilitar la reducción de la radiotoxicidad del combustible a menos del 1% del valor para el ciclo abierto, sin reprocesado.

ÁREA: Fusión nuclear

El CIEMAT dentro del Laboratorio Nacional de Fusión por Confinamiento Magnético, integrado en el Programa Marco EURATOM de la Comisión Europea, realiza actividades de I+D 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, ICTS) y de los sistemas auxiliares asociados, como el calentamiento y el diagnóstico de plasma y los laboratorios de estudio de materiales. Contribuye al desa-

rollo de los futuros reactores de fusión y participa en la construcción y operación del primer reactor experimental de ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

LÍNEA: Física de fusión

La investigación en esta línea tiene por eje principal la explotación y mejora de la Instalación Científica Singular TJ-II, actividad complementada con la participación en proyectos internacionales (JET, ITER, W7X, LHD) y con una creciente actividad en teoría y modelado de plasmas, lo que ha permitido a su vez realizar desarrollos en el campo de la computación, con acceso a la infraestructura de PRACE (Partnership for Advanced Computing in Europe) y con el liderazgo en la computación en grid para fusión.

Durante 2011 las áreas prioritarias de investigación 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 gradientes, así como la dinámica de los flujos de partículas y calor, tanto desde el punto de vista neoclásico como turbulento. Se están realizando especiales esfuerzos en el campo de las teorías cinética y girocinética para entender el transporte y la interacción onda partícula.

La mejora de sistemas (diagnóstico y equipamiento en TJ-II) ha incluido la instalación del sistema de limitador capilar con litio líquido para mejorar la

interacción plasma-pared con primeros experimentos planificados en 2012.

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 tungsteno, similar a ITER. Durante este período, la participación se ha centrado en la explotación científica del sistema desarrollado por el CIEMAT de cámaras rápidas intensificadas y estudios de transporte e interacción plasma-pared.

En relación con la participación en ITER, se han continuado las tareas de diseño en los sistemas de control, sistema de adquisición de datos, mantenimiento remoto, calentamiento de plasma y módulos de test de envolturas regeneradoras. Por otro lado, siguen en fase de preparación, a la espera de una inminente convocatoria de participación por parte de la agencia gestora «Fusion for Energy», proyectos en los que se espera una participación significativa, como en el sistema de control de posición y el sistema de observación con cámaras infrarroja-visible.

LÍNEA: Ingeniería de fusión

Esta línea 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, se ha continuado la construcción de la base del criostato y se ha

finalizado el diseño y especificación de construcción para la parte superior del mismo.

Por otro lado, para el proyecto ITER se ha trabajado en el desarrollo de los sistemas auxiliares para los inyectores de neutros y de los puertos de acceso, en la integración de diagnósticos y en los sistemas de manipulación remota.

LÍNEA: Tecnologías para fusión

Esta línea abarca la actividad tradicional de investigación en materiales aislantes y un conjunto de actividades de reciente implantación: materiales estructurales y funcionales, modelización computacional, manipulación remota, metales líquidos y envolturas regeneradoras. Todas conforman el programa CONSOLIDER «TECNOFUS: Tecnología de fusión para envolturas regeneradoras de doble refrigerante» y el proyecto de la futura Instalación Singular de Tecnología de Fusión (ICTS - TechnoFusión), que se está desarrollando conjuntamente con universidades de Madrid (UPM y Carlos III), el apoyo del Ministerio de Economía y Competitividad y el Gobierno Regional así como la creciente participación española en el programa europeo para el diseño del reactor DEMO.

Entre las actividades relacionadas con la futura ICTS TechnoFusion caben destacar: la elaboración del informe detallado de objetivos científicos, el diseño de la instalación de plasma de alto flujo, los estudios de viabilidad para el triple haz de irradiación de materiales y los primeros estudios de implantación. También se pueden mencionar los resultados significativos obtenidos en el modela-

do computacional del efecto de la radiación, área en la que han podido, por primera vez, realizarse algunas comparaciones con resultados experimentales obtenidos en el laboratorio.

CIEMAT es el organismo designado para llevar a cabo los compromisos españoles en los proyectos del «Broader Approach to Fusion» y en este sentido se ha avanzado significativamente en los dos proyectos que lo integran: IFMIF (International Fusion Materials Irradiation Facility) y JT60. Con respecto a la instalación de pruebas de materiales IFMIF, se está desarrollando con normalidad el contrato de fabricación del prototipo de las fuentes de alta tensión y se ha adjudicado el contrato para la fabricación de los módulos de radiofrecuencia. En paralelo, se ha progresado en los sistemas de diagnosis 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)

Dentro de esta área, se analiza en el CIEMAT el proceso de la combustión tanto teórica como empíricamente con objeto de desarrollar 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

Durante el año 2011 terminó el proyecto MERCURYCAP, financiado por la UE (Research Fund for Coal and Steel), enfocado a la reducción de emisiones de mercurio procedentes de la combustión de carbón. Se llevó a cabo una amplia campaña experimental de inyección de diferentes absorbentes de mercurio en las instalaciones de combustión en lecho fluidizado para evaluar el comportamiento de dichos materiales. Los HGC15-Lancaster y HGC03-Center, procedentes de la gasificación de residuos de plástico y de papel, fueron los más prometedores ofreciendo una alternativa a los absorbentes comerciales de carbón activo.

En el proyecto METRAOXI se ha acondicionado la planta piloto de lecho fluidizado burbujeante para trabajar en modo oxicomustión, tecnología elegida para la reducción de las emisiones de CO₂. Se ha estimado el comportamiento de los metales traza en modo oxicomustión, a partir de los análisis de los combustibles, con el uso de un programa de cálculo de equilibrio termodinámico obteniendo que las especies de cadmio son las más afectadas, seguidas por el mercurio y selenio. La especiación del cloro es otra diferencia detectada en el comportamiento de los metales traza en modo oxicomustión frente a la combustión convencional.

En el proyecto CARDENER-CM se continúa estudiando la valorización energética del cardo en lecho fluidizado. La elevada presencia de sodio, potasio y calcio en las cenizas del combustible implica problemas operacionales en el lecho. Dife-

rentes materiales de lecho están siendo estudiados con el objetivo de minimizar dichos riesgos. Hasta el momento, los resultados en los ensayos de corta duración son prometedores.

En el proyecto INNPACTO ProCSR, se ha comenzado la clasificación y caracterización de la fracción orgánica bioestabilizada procedente de los residuos sólidos urbanos con el objetivo de obtener un combustible sólido recuperado de óptima calidad.

En el proyecto CAC-BON de investigación y desarrollos de nuevos conceptos para el uso limpio del carbón y emisiones cero, teniendo en cuenta la perspectiva técnica, el CIEMAT se posiciona de forma preferente en el desarrollo y evaluación de todas las tecnologías emergentes encaminadas a reducir las emisiones de dióxido de carbono, ya sea a través de la minimización de las emisiones de CO₂ procedentes de la conversión térmica de carbón o mediante su captura, una vez producidas.

En el proyecto PROLIPAPEL II, financiado por la Comunidad de Madrid, los resultados de caracterización en laboratorio muestran que los residuos de papelera presentan por separado malas propiedades para su valorización energética vía gasificación. Sin embargo, la gasificación de sus mezclas parece viable desde el punto de vista tecnológico y medioambiental; si bien, será necesaria la limpieza del gas bruto producido, para cumplir la tolerancia de los motores de gas y la legislación medioambiental.

Además, en el ámbito de otros proyectos se caracterizaron distintos combustibles (biomasa de car-

do, mezclas de carbón y biomasa, etc.) para calderas de lecho fluidizado, se estudió el proceso de degradación térmica, se realizaron las primeras pruebas operacionales en planta piloto y se analizó el comportamiento termodinámico de los metales en condiciones de operación en procesos de oxidación.

Dentro del proyecto «Reducción, reutilización y valorización de residuos generados en la gasificación de fangos de EDAR (estación depuradora de aguas residuales)» que se ha venido desarrollando con CADAGUA S.A. se ha conseguido gasificar fangos de EDAR en lecho fluidizado circulante, operando con aire como agente de gasificación y con arena como material inerte del lecho. Cabe destacar que los análisis realizados han indicado el carácter no tóxico de las cenizas producidas, lo que facilitará su reutilización en otros usos, tales como la fabricación de ladrillos o de hormigón y la utilización en obras de tierra y terraplenes.

LÍNEA: Captura de CO₂

Destacan los resultados que se están obteniendo en el proyecto del Plan Nacional, PROMOCAP (Desarrollo y estudio de sistemas de promoción electroquímica para la captura y valorización de CO₂ en gases de combustión). Es una tecnología muy novedosa y en la cual están trabajando muy pocos grupos de investigación a nivel mundial. Se han sintetizado diferentes electrocatalizadores y se ha evaluado la capacidad de captura de CO₂ de éstos, así como de hidrogenación del CO₂ para obtención de compuestos de mayor valor añadido.

En el proyecto CHRISGAS del Sexto Programa Marco (6PM) de la UE se ha finalizado con éxito, demostrando la viabilidad de la separación de hidrógeno con membranas y las ventajas asociadas al reactor de membrana para la reacción WGS (Water Gas Shift) frente al reactor convencional en lecho fijo. También, se ha determinado la viabilidad de producir corrientes puras de hidrógeno por separación de otros componentes (CO_2 , N_2 , etc.) presentes en los gases de gasificación de biomasa.

En el Proyecto Singular Estratégico PSE- CO_2 , se ha estudiado la tecnología de captura de CO_2 en pre-combustión. Se ha determinado, a escala de planta piloto, el comportamiento de un catalizador dulce para la reacción WGS aplicado al caso concreto del gas producido en la Central GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado) de Puertollano (ELCOGAS). Estos resultados se han contrastado con los obtenidos anteriormente por el CIEMAT a escala de laboratorio.

En el proyecto CENIT CO_2 , en colaboración con la empresa Técnicas Reunidas, se ha estudiado el comportamiento de diferentes adsorbentes para la captura de dióxido de carbono en gases de escape de centrales térmicas. El estudio se ha desarrollado en base a la composición tipo que se produce en la Central térmica de carbón pulverizado de Compostilla (ENDESA).

En el proyecto FLEXGAS financiado por la UE (Research Fund for Coal and Steel), se finalizaron con éxito los estudios experimentales de la reacción WGS para el ajuste de la relación H_2 - CO - CO_2 en los gases de gasificación de carbón, biomasa y residuos.

Por último, en el proyecto FECUNDUS financiado por la UE (Research Fund for Coal and Steel), se han caracterizado combustibles alternativos para ser utilizados en la Central GICC de Puertollano (Ciudad Real) en estudios de co-gasificación con carbón y coque. La co-gasificación de dichas mezclas permitirá reducir el balance neto de emisiones de CO_2 . Además, dentro de dicho proyecto y del proyecto del Plan Nacional CAPHIGAS se está estudiando el comportamiento de diferentes adsorbentes de captura selectiva de CO_2 en gases de gasificación en el intervalo 300 a 500 °C. Los resultados de dicho estudio se implementarán la próxima etapa en la que se aborda un sistema híbrido que integra en un solo reactor la captura de CO_2 , la membrana selectiva para la separación de hidrógeno y la reacción WGS.

ÁREA: Efectos ambientales de la energía

En esta área, el CIEMAT desarrolla distintas actividades relacionadas con los efectos medioambientales de la producción de energía o aquellos derivados de la industria. Se estudian los procesos físico-químicos que experimentan los contaminantes emitidos procedentes de diversas fuentes o instalaciones industriales y/o energéticas en la atmósfera y en los suelos, eco y agrosistemas. Asimismo se trabaja en el desarrollo de tecnologías y estrategias que reduzcan su emisión y mitiguen o subsanen los daños ocasionados.

Otra de las áreas de trabajo son los aspectos que tienen que ver con las bases científicas del cambio climático, el seguimiento y la monitorización del mismo, los impactos que produce en ecosistemas

así como 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 Caracterización de la contaminación atmosférica se ha continuado trabajando tanto en los estudios de contaminación fotoquímica y material particulado, como en la mejora y optimización de técnicas de medida de la contaminación atmosférica mediante teledetección.

Se ha finalizado el análisis de los resultados del proyecto PROFASE en el que se han estudiado distintas propiedades de los aerosoles en ambientes urbanos (concentración, tiempos de residencia, morfología, estado de mezcla, composición química y transformaciones, etc.) con especial atención al estudio de la fracción de aerosoles secundarios inorgánicos y su evolución temporal. Estos resultados han dado lugar a la aprobación del proyecto MICROSOL, financiado por el Plan nacional. Igualmente se han obtenido importantes resultados sobre otras propiedades del aerosol como número y distribución por tamaños, algunos en el marco de la REDMAAS, coordinada por CIE-MAT. Se ha finalizado asimismo el proyecto HEREPLUS que ha permitido obtener una estimación del riesgo sobre la salud de algunos contaminantes en el área de Madrid, así como, de la influencia de la vegetación en la calidad del aire.

En cuanto a las técnicas de teledetección se han realizado mejoras significativas en el sistema

LIDAR (Light Detection And Ranging) del CIE-MAT, incorporando una línea de detección del vapor de agua. Esta estación LIDAR, perteneciente a la red europea EARLINET, se ha incorporado al proyecto ACTRIS de infraestructuras europeas.

Asimismo se ha realizado un estudio de evaluación de las emisiones aéreas en ruta de NO₂ a partir de imágenes de satélite.

En Modelización atmosférica se ha podido constatar que los sulfatos bajo determinadas concentraciones de ciertos compuestos orgánicos volátiles pueden favorecer de forma sustancial la formación de aerosoles orgánicos secundarios en la troposfera, contribuyendo a un aumento de las concentraciones de partículas en suspensión. Este resultado hace necesaria una revisión de los modelos de contaminantes fotoquímicos actuales para tener en cuenta dicho efecto en la simulación.

Por otro lado, se ha validado el modelo de dispersión atmosférica CHIMERE para distintos metales pesados, detectando posibles incoherencias en el inventario nacional de emisiones de metales pesados a la atmósfera.

Se ha realizado el primer estudio de representatividad espacial de las mediciones de algunas estaciones urbanas españolas de medida de la calidad del aire con una metodología basada en modelos de mecánica de fluidos computacional (CFD) o modelos street-canyon, únicos capaces de reproducir las complejas circulaciones de aire y la dispersión de contaminantes dentro de calles y plazas. Los resultados obtenidos son clarificadores



sobre hasta que punto las mediciones de calidad del aire en un punto de una calle son representativas de la calidad del aire en el conjunto de la misma.

Se están desarrollando nuevas parametrizaciones de la capa límite urbana atmosférica basadas en simulaciones a microescala con modelos CFD aplicados a configuraciones simples de calles y edificios. Así, las fuerzas de arrastre en atmósferas urbanas, debidas al efecto de los edificios sobre las circulaciones de aire, pueden ser implantadas en modelos atmosféricos urbanos a mesoescala para simular mejor los flujos atmosféricos y de energía en zonas urbanas incluyendo el efecto de isla térmica urbana.

Han continuado los trabajos de evaluación anual de la calidad del aire en España con la preevaluación del año 2010 y la reevaluación del 2008 utilizando una combinación de modelos atmosféricos y mediciones de redes de calidad del aire y se ha calculado el mapa de depósito de contaminantes atmosféricos (compuestos de azufre y nitrógeno) en España para 2008.

Además, se sigue liderando la Red Temática de Modelización de la Contaminación Atmosférica (RETEMCA) con la participación en el Foro Europeo de Modelización de la Calidad del Aire (FAIRMODE); se ha elaborado la primera guía española para el uso de modelos atmosféricos en estudios de impacto ambiental de instalaciones potencialmente contaminantes; y también se ha terminado el desarrollo e implantación del primer sistema de predicción de la calidad del aire en España en alta resolución, CALIOPE.

En el ámbito de la Ecotoxicidad, el resultado más relevante ha sido la participación en la revisión del Capítulo 3 del «Manual de Modelización y Cartografía de los Niveles Críticos para la Vegetación», manual de referencia del Convenio de Ginebra (Mapping Manual, UNECE 2010) que presenta la base científica que apoya la definición de los niveles críticos de los distintos contaminantes para la protección de la vegetación. Además, se ha presentado una revisión de la aplicación de los niveles críticos de ozono en la estimación del riesgo de sus efectos en cultivos a nivel europeo y se han propuesto, por primera vez, unos niveles críticos de ozono adecuados para la protección de los bosques perennifolios mediterráneos. Se ha desarrollado la parametrización del modelo de conductancia estomática y de las funciones exposición y dosis respuesta al ozono adecuadas para el trigo creciendo en condiciones mediterráneas. Los estudios realizados sobre los efectos del ozono y nitrógeno en especies de pastizales anuales como la *Briza maxima* L. han concluido que la calidad nutritiva y la fenología deberían ser parámetros de respuesta a considerar en el establecimiento de los niveles críticos de ozono para este tipo de vegetación.

Se ha presentado la última actualización del modelo DO3SE para el cálculo de los flujos de ozono absorbidos por la vegetación en la que se incluye la modelización de la disponibilidad hídrica del suelo y su influencia en la fisiología de la vegetación.

Se ha presentado el primer análisis de validación de las estimaciones del depósito de nitrógeno atmosférico en España comparando los resulta-

dos obtenidos con modelos con las medidas realizadas en diversas redes de monitorización.

Todos estos resultados han contribuido a las actividades contempladas en la encomienda de gestión con el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente sobre cargas y niveles críticos en el convenio de Ginebra.

En relación con los estudios sobre la incidencia de la gestión y las perturbaciones naturales y antropogénicas en los flujos de gases de efecto invernadero de los suelos se ha determinado una disminución de los flujos de CO₂ por efecto del pastoreo en un sistema de dehesa del centro peninsular.

Respecto a Contaminantes orgánicos persistentes (COPs) se ha continuado con el trabajo de vigilancia en algunas matrices y zonas de interés. Este ha incluido la realización de campañas de muestreo de aire trimestrales, mediante captadores pasivos, que ha cubierto tanto zonas remotas (estaciones EMEP) como urbanas. Se ha obtenido la concentración de distintos COPs, 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 2008-2010. Se han estimado las velocidades de muestreo para calcular la concentración de COPs asociada a la fase gas, cuando se utilizan muestreadores pasivos de aire.

Dentro del Convenio de colaboración con OCU Ediciones S.A., se ha realizado un estudio sobre la presencia de COPs en el aire de interiores domés-

ticos (PBDE, PCB, DDT, HCB y HCH) en España, Bélgica, Portugal e Italia.

Se ha desarrollado y aplicado la metodología para el análisis de veinte sustancias químicas perfluoradas (PFC), sulfonatos, ácidos carboxílicos y sulfonamidas, empleando cromatografía de líquidos a alta presión en tándem con espectrometría de masas con detector triple cuadrupolo, en matrices de distinta naturaleza (líquidas y sólidas). Paralelamente se ha optimizado la metodología analítica para el estudio de retardantes de llama halogenados (decabromodifenil etano, DBDPE, declorene plus, DP, Dec 602, 603, 604, Mirex y clordano plus, CP). Se ha analizado e identificado por primera vez el contenido de retardantes de llama clorados (DP, Dec 602, 603, 604, mirex y CP) en hígado de delfín. Este estudio se ha completado con el análisis de PCDD/F y PCB con factor de equivalencia tóxica.

Se han llevado a cabo estudios toxicocinéticos preliminares del perfluorooctano sulfonato (PFOS) en distintas especies (conejos y pollos) después de la exposición oral a dosis reales.

Se ha realizado un estudio sobre los niveles de concentración y fuentes de generación de DP en muestras de lodos procedentes de 31 EDAR urbanas españolas. Se ha estudiado la relación entre los dos isómeros mayoritarios y se ha comparado su concentración con la correspondiente a retardantes de llama bromados. Se ha concluido que aquellas instalaciones que utilizan un sistema de eliminación biológica de fósforo y nitrógeno en la línea de tratamiento de aguas presentan niveles más bajos de DP. De manera paralela se ha eva-



luado la presencia, fuentes y comportamiento de PBDE y PCDD/F.

Se ha realizado la evaluación del sector español de producción de acero como posible fuente generadora de COPs.

Se ha realizado el muestreo y análisis de PCDD/F en emisiones atmosféricas procedentes de una planta de combustión del CEDER, en la que se ha utilizado un combustible formado por mezcla de poda de olivo y lodos de EDAR o compost de residuos sólidos urbanos. Los muestreos se realizaron aguas arriba y abajo de un filtro híbrido catalítico.

Por último, el Laboratorio de COPs ha superado con éxito las auditorías realizadas para mantener su certificación en la ISO-9001.

En Emisiones contaminantes se ha continuado con la caracterización de emisiones, tanto industriales como de motores de combustión interna, el desarrollo y validación de sistemas de control y el trabajo como responsable de la Oficina de control de emisiones de las grandes instalaciones de combustión españolas (OCEM).

En la caracterización de las emisiones industriales, desarrollo y validación de sistemas de control cabe destacar, la instalación en el CEDER de una línea de proceso para la validación y estudio de sistemas avanzados de filtración para la depuración de emisiones atmosféricas canalizadas de origen industrial. Este sistema, único en España, permite evaluar multidisciplinariamente las prestaciones de los sistemas de filtración de efluentes gaseosos más avanzados que existen actualmente

como, por ejemplo, el prototipo de filtro híbrido catalítico de última generación frente a las emisiones gaseosas de contaminantes tóxicos (COPs, PM10 y metales pesados) producidas durante la combustión de mezclas de biomasa y residuos, caracterizado este año. También se ha registrado un modelo de utilidad en España sobre un dispositivo diseñado para la medida de la concentración y distribución de tamaño de partículas submicrométricas para uso en entornos industriales.

Respecto a los estudios de emisiones de escape de motores de combustión interna cabe resaltar los resultados obtenidos de la caracterización, tanto en banco dinamométrico como en pista de pruebas, del comportamiento del sistema de medida remota de emisiones de vehículos RSD (Remote Sensing Device), tanto diesel como gasolina, a través de ensayos controlados comparativos frente a un instrumento OBS (On Board emisión measurement System) de medida directa de emisiones a bordo del vehículo. En este ámbito, se nos ha concedido la patente de un sistema de medida de partículas, gases y actividad en vehículos.

En cuanto a su trabajo como responsable de la OCEM destacar la publicación del informe oficial anual con los datos correspondientes a las emisiones a la atmósfera producidas por las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC) españolas durante 2010, el trabajo realizado para facilitar la gestión de la información generada por la OCEM y el desarrollo de una metodología específica para la evaluación técnica de los informes de garantía de calidad de los sistemas automáticos de medida de emisiones instalados en los focos de las GIC españolas.

LÍNEA: Suelos y Geología ambiental

En el ámbito de la Conservación y recuperación de suelos se ha continuado con la recuperación de suelos contaminados por metales pesados, zonas afectadas por mercurio, emplazamientos contaminados por hidrocarburos aromáticos policíclicos y áreas abandonadas relacionadas con la minería del carbón. Se prosigue con la evaluación del impacto ambiental y el estudio de la ecología y microbiología en sistemas terrestres. Así mismo, se ha continuado con la aplicación de técnicas de teledetección en la conservación y recuperación de suelos.

Como resultados más destacables podrían citarse los estudios del comportamiento del mercurio en el medio ambiente, como es el caso de la transferencia suelo-vegetación en sistemas de ribera; transferencia a cultivos; diferencias entre el suelo y la rizosfera y el impacto sobre transferencia de mercurio a la vegetación. Cabe resaltar los ensayos de viabilidad de desorción térmica de mercurio en suelos usando energía solar. Especial mención merece el trabajo sobre la especiación y distribución de mercurio en plantas, que ha supuesto un avance en las bases científicas para la aplicación de fitotecnología, o un novedoso trabajo en el campo de la fisiología vegetal relativo a la respuesta de las plantas ante metales pesados y la identificación de fitoquelatinas en plantas. Se ha publicado un trabajo relativo a la afección de la minería del carbón sobre las propiedades físicas y químicas de los suelos de la cuenca hidrográfica del río Rodrigo (León).

En cuanto a la aplicación de la teledetección en la conservación y recuperación de suelos, se iniciaron

las investigaciones del proyecto SOILMEDSEN con las primeras campañas de campo por radioespectrometría, que han permitido obtener una valiosa información sobre la erosión de suelos y el estudio de sistemas agrícolas. Respecto al estudio de la ecología y microbiología de suelos cabe resaltar las investigaciones realizadas sobre el comportamiento de la mesofauna y de los microorganismos del suelo frente al mercurio, así como la optimización de técnicas de biorrecuperación de suelos contaminados por compuestos orgánicos.

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 y enmiendas orgánicas, la optimización de los procesos de codigestión anaerobia, la caracterización y desarrollo de metodologías de aplicación en situación real y la asistencia para el estudio y control de vertederos. Citar como resultado más destacado la instalación y uso de la herramienta informática «METANIZA» para estudios de sostenibilidad de plantas de biometanización en las comarcas españolas.

En Geología ambiental destacan la publicación de un artículo en la revista *Global and Planetary Change*, que pone de manifiesto los cambios climáticos ocurridos en la Península Ibérica durante el Holoceno y el estudio de los procesos geoquímicos que ocurren en la interfase acero/bentonita en un almacenamiento geológico profundo.

En el ámbito económico-administrativo destacan la firma del anexo 2 del acuerdo experimental FEBEXe (Full Scale Engineered Barrier Experiment in Crystalline Host Rock) para prolongar el experi-

mento hasta 2015 y la firma del acuerdo con CIUDEN para la «Caracterización y Monitorización Hidrogeoquímica de los acuíferos superiores a la formación almacenamiento de CO₂ (Hontomín, Burgos)», para la instalación de la planta piloto de inyección de CO₂. También se firmaron dos nuevos anexos al convenio marco con ENRESA, para el apoyo a la caracterización hidrogeoquímica de la central nuclear José Cabrera y la adquisición de información sobre la capacidad de confinamiento de materiales arcillosos en el proyecto PEBS (Comportamiento a largo plazo de los sistemas de barreras de ingeniería). Además, en el entorno divulgativo cabe mencionar la organización de la jornada científica de la Sociedad española de arcillas en noviembre y la participación en el «Grupo de paleoclimatología y cambio global» incluido en el Clúster de cambio global y nuevas energías del Campus de excelencia internacional.

En cuanto a las actividades de I+D+i, las labores realizadas y resultados obtenidos abarcan temas muy diversos como: la realización de diversas campañas de campo para recogida de datos y material de estudio, la realización de dataciones radiométricas de muestras de espelotemas (colaboración con la UCM y la Universidad de Minnesota); la caracterización de la composición química del agua en el emplazamiento de El Cabril (Córdoba), la caracterización hidrogeoquímica del emplazamiento de la planta piloto para almacenamiento de CO₂ en Hontomín (Burgos); la realización de ensayos de trazadores en la central nuclear José Cabrera; los estudios de materiales de cobertera y de materiales de formaciones geológicas de arcillas Opalinus en Mont Terri (Suiza) y Bure (Francia); el estudio del transporte de gas en

hormigones, bentonitas compactadas e interfases (proyecto FORGE, 7PM); la realización de diferentes ensayos en varios tipos de maqueta con mezclas de materiales (proyecto PEBS, 7PM), tales como de arena-bentonita, hormigón-bentonita u hormigón-bentonita-magnetita; y, finalmente, la determinación de curvas de succión en arcilla Opalinus; la caracterización de aguas intersticiales en testigos procedentes de Mont Terri y de la formación Ypresian Clays y zonas adyacentes.

LÍNEA: Cambio climático

En esta línea destaca por su importancia la firma oficial de constitución de la ECRA (European Climate Research Alliance) en la que participa el CIEMAT junto con siete grandes centros de investigación europeos, como socios fundadores.

Asimismo, al ser el cambio climático un tema multidisciplinar, se han identificado las líneas básicas en las que las actividades del centro contribuyen de manera singular:

En Bases científicas del cambio climático, se ha contribuido a mejorar el conocimiento de los aspectos relacionados con la contaminación atmosférica y el cambio climático, y en concreto, con el papel que juegan los aerosoles en el balance terrestre, estudiando tanto sus propiedades como su influencia en los procesos atmosféricos en los que intervienen. Además, se ha participado en proyectos internacionales sobre el estudio de propiedades micro-estructurales de diversos tipos de aerosoles y su repercusión en las propiedades ópticas, en distintas regiones del globo como el

ártico y sudeste asiático, relacionándolas con su impacto en el clima.

Otros resultados se han obtenido a través de otras herramientas como la modelización, habiéndose trabajado en el desarrollo y mejora de los modelos fotoquímicos (modelo CHIMERE) y de aerosoles (proyecto MAO), así como en la simulación del clima urbano y mitigación de la isla de calor urbana.

En Impactos del cambio climático, se ha iniciado el estudio de los efectos del cambio climático en los impactos de la contaminación atmosférica y las estrategias de respuesta en los ecosistemas europeos, a través del proyecto ECLAIRE aprobado en el 7PM.

En Seguimiento y monitorización del cambio climático, se participa en el proyecto ACTRIS del programa europeo de CAPACIDADES, con la estación LIDAR del CIEMAT de la red Europea EARLINET. Asimismo, se trabaja en la medida de flujos de gases de efecto invernadero (CO_2 , N_2O y CH_4) en suelos de ecosistemas forestales, agrícolas y agroforestales, habiendo finalizado el proyecto EMAPGEI; mientras que otros aspectos relacionados con el comportamiento de las especies forestales españolas se abordan en el proyecto Conso-lider MONTES (Spanish woodlands and global change: threats and opportunities).

En Cambio climático y comportamiento ciudadano, en el marco del proyecto europeo PACHEL-BEL, coordinado por el CISOT, se obtuvo evidencia empírica sobre las actitudes y comportamientos cotidianos de los ciudadanos en el ámbito del consumo sostenible a partir de una innovadora meto-

dología híbrida que combina elementos de investigación y participación ciudadana.

En el caso español, se analizaron dos intervenciones políticas específicas en Barcelona: el plan participativo de la Agenda 21 para comerciantes (Compromiso hacia la Sostenibilidad) y las acciones para favorecer el ahorro energético en el contexto del Nuevo Plan de Energía de Barcelona (Agencia de Energía de Barcelona). El proceso permitió recoger datos sobre las actitudes y comportamientos cotidianos de los ciudadanos, identificando las dificultades que afrontan en el día a día en relación al ahorro energético y al consumo sostenible, así como sobre las contradicciones entre actitudes y comportamientos. Los resultados se presentaron a la Agenda21 y a la Agencia de Energía de Barcelona, permitiendo a los responsables políticos comparar sus pre-concepciones sobre el comportamiento con los hábitos de los individuos y validar la idoneidad de las intervenciones planificadas dirigidas a modificar los hábitos y actitudes de los individuos.

En Tecnologías medioambientales para la mitigación del cambio climático, almacenamiento geológico profundo (AGP) de CO_2 , ha proseguido el desarrollo de la metodología probabilista de evaluación de los riesgos asociados a dicho tipo de almacenamientos en formaciones permeables profundas ABACO₂G (Aplicación de Bayes al AGP de CO_2). Esta metodología, aplicada al área de Huérmeces (Burgos), permite ir incorporando, de manera progresiva desde modelos de tipo cualitativo, en las fases iniciales, hasta modelos de tipo cuantitativo, pasando por etapas intermedias que combinan ambos tipos de estimaciones de proba-

bilidad, para actualizar la estimación de las probabilidades con la información procedente de la experimentación in situ y del monitoreo.

Se ha realizado el primer paso en dicho proceso, implementando la evolución temporal estocástica de la pluma de CO₂ durante el periodo de inyección. Esto ha permitido definir los caudales de inyección industrial en función de las condiciones del medio y del proceso de inyección, que dependen de las relaciones entre las fuerzas de flotabilidad y viscosas.

Se ha colaborado con el CIEDA en el análisis del régimen jurídico del AGP de CO₂ en relación con la seguridad y la gobernanza en la toma de decisiones públicas; en el estudio de la respuesta jurídica internacional y europea a las actividades de captura y almacenamiento de CO₂; y otros análisis jurídicos relacionados con esta temática y sus implicaciones.

En análogos naturales de almacenamiento y escape de CO₂, la actividad se centró fundamentalmente en el estudio de los análogos del sistema termal de Alicún de las Torres (Granada) y el de la cuenca de Gañuelas-Mazarrón (Murcia). El estudio del primer análogo pone de manifiesto que los principales procesos geoquímicos explican las características hidrogeoquímicas de las aguas termales (dedolomitización); que el sistema hidrotermal actúa como sumidero de CO₂ durante los procesos de disolución de los carbonatos por los que las aguas meteóricas de recarga pasan al acuífero; que los travertinos termogénicos que se formaron y se están formando no constituyen un sumidero de CO₂, pero sí de carbono en forma mineral; los periodos paleoclimáticos y paleoambientales de

los últimos 219.000 años durante los que se produjo la precipitación de los travertinos y una metodología de estudio aplicable a la monitorización de un AGP de CO₂ después de la inyección.

El estudio del segundo análogo se centra fundamentalmente en los procesos de escape de CO₂ debidos a la actividad humana relacionada con la sobreexplotación de los acuíferos más someros de la Cuenca de Gañuelas-Mazarrón para fines agrícolas. Esta sobreexplotación puso de manifiesto la existencia de un acuífero muy salino, profundo (> 500m) y sobresaturado en CO₂, que actualmente escapa libremente por los pozos hidrogeológicos, contaminando y salinizando los acuíferos más someros. Un aspecto importante de este análogo es la existencia de la asociación física CO₂-222Rn, puesta de manifiesta en todos los pozos controlados. El 222Rn, al igual que el CO₂, aparece disuelto en el agua y libre. El origen del CO₂ es profundo (descomposición térmica de carbonatos con cierta influencia del manto y de CO₂ edáfico), mientras que el del 222Rn está relacionado con la desintegración radiactiva del 238U existente en las rocas volcánicas de la cuenca, en gran parte formando diminutos cristales de uraninita (UO₂). Este aspecto es de gran interés como indicador de posibles escapes de CO₂ desde un almacenamiento artificial, ya que éste es un excelente carrier del 222Rn, isótopo radiactivo frecuente en formaciones con 238U o 226Ra.

ÁREA: Efectos de las radiaciones ionizantes

Se destacan las actividades relacionadas con la determinación y control de los niveles de radiac-

tividad ambiental dentro de los Programas y Redes de Vigilancia Radiológica; desarrollo de criterios y métodos de evaluación y vigilancia dentro del área de la protección radiológica del público y medioambiente y la realización de medidas dosimétricas de radiaciones tanto internas como externas. También se consideran dentro de esta área, el análisis de 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 esta línea se finalizaron los proyectos PROMEDIA (financiado por ENRESA) y EMRAS-II (coordinado por el OIEA). Se puso en marcha la Red de excelencia europea en radioecología (STAR), financiada por el 7PM, en la que participa CIEMAT junto con otras 8 instituciones europeas y desde mayo el CIEMAT ostenta la secretaría del comité 5 de la Comisión internacional de protección radiológica (ICRP), que tiene como misión desarrollar un sistema de protección radiológica del medio ambiente acorde con el sistema actual de protección de las personas.

En el ámbito de la gestión de residuos radiactivos, en el marco del proyecto TRANSFER financiado por ENRESA se han desarrollado modelos que describen el comportamiento de radionucleidos como el ^{79}Se y los radionucleidos de la serie de desintegración del ^{238}U . También, se ha participado en diferentes grupos de trabajo del foro

internacional BIOPROTA y en el grupo de trabajo «Wastes Disposal Approach» del proyecto EMRAS II del OIEA.

Dentro de los trabajos relacionados con los materiales radiactivos de origen natural (también llamados NORM por su acrónimo en inglés), se ha participado en los foros internacionales más relevantes, tales como la Red Europea EAN-NORM o el grupo de trabajo sobre «NORM y emplazamientos heredados» dentro del proyecto EMRAS II, y del cual se prevé una continuación en el programa MODARIA en 2012, para el que el CIEMAT ha sido invitado a liderar el grupo sobre NORM. Además, se ha continuado participando en la revisión de la guía SRS-19 del OIEA, relacionada con las descargas de material radiactivo al medio ambiente y cuyos modelos se incorporan en el código CROM desarrollado por CIEMAT. En esta revisión se ha incluido un capítulo para la evaluación de los vertidos procedentes de industrias NORM, que está siendo elaborado. A nivel nacional se realizó para ENRESA un análisis de las industrias NORM a nivel europeo y nacional, así como, un análisis de la gestión de los residuos no radiactivos en España. Estos análisis han servido de base para realizar un tercero en el que se estudian las cantidades máximas de residuos NORM que podrían ser gestionadas en vertederos de residuos convencionales. Finalmente comenzó un proyecto, financiado por UNESA, para llevar a cabo la evaluación de todas las centrales térmicas de carbón del país.

En protección radiológica en situaciones de intervención se ha realizado un estudio teórico para la asociación Ascó-Vandellós (ANAV) de la

dispersión atmosférica de las partículas de pequeño tamaño (<50 μm) que podrían haber sido liberados en el incidente ocurrido en la central nuclear de Ascó en noviembre de 2007 (proyecto ESPARTAS). Se ha comparado el comportamiento de la dispersión y el depósito como una función del tamaño de partícula y con los criterios utilizados en los estudios de seguridad de la planta en caso de accidente. Los resultados se presentaron al CSN en Noviembre. En el proyecto MATER se realizaron simulaciones del accidente de Fukushima utilizando el sistema JRODOS y los datos meteorológicos proporcionados por el modelo de alta resolución WRF, que han permitido la realización de un interesante estudio comparativo entre los modelos de dispersión incorporados en JRODOS y el modelo FLEXPART. Se han terminado las tareas comprometidas bajo el proyecto ACCROS para la actualización, configuración y adaptación básica al entorno español del sistema JRODOS instalado en la sala de emergencias (SALEM) del CSN incluyendo la conexión, para su funcionamiento en tiempo real, de las redes de vigilancia radiológica ambiental, los proveedores de datos de las centrales nucleares y el sistema de recepción de datos de pronóstico meteorológico de la Agencia Estatal de Meteorología (AEMet). Además, se ejecutaron algunas evaluaciones con una versión de JRODOS, desarrollada específicamente por el Karlsruher Institut für Technologie (Alemania), durante el seguimiento del accidente de la central nuclear de Fukushima-Dai-ichi desde la SALEM del CSN. Los resultados de se presentaron en la 37ª Reunión anual de la Sociedad Nuclear Española, en septiembre.

LÍNEA: Radiactividad ambiental y vigilancia radiológica

Las actividades realizadas en esta línea se estructuran en torno a la realización de los controles preceptivos de radiactividad ambiental requeridos en el Plan de Vigilancia Radiológica Ambiental (PVRA) del CIEMAT. El control radiológico se extiende a la Villa de Madrid, contribuyendo con sus estudios y datos a su estación fija perteneciente a la Red espaciada del CSN, y al control de las aguas termales en los balnearios españoles.

Adicionalmente ofrece servicios técnicos a clientes que demandan análisis de muestras ambientales en el ámbito de los controles de calidad de los PVRA de algunas centrales nucleares españolas y de otro tipo de instalaciones nucleares (ENRESA, ENUSA) y el control de algunos isótopos en el agua de consumo para el Canal de Isabel II al estar acreditado por ENAC para este tipo de ensayos.

Realiza evaluaciones de los ejercicios intercomparativos de los laboratorios españoles de medida de la radiactividad ambiental para el CSN y las centrales nucleares en colaboración con el Laboratorio de metrología de radiaciones ionizantes del CIEMAT.

Participa, por su inclusión en las redes internacionales de control ambiental, en ejercicios intercomparativos y pruebas de capacitación en diversos tipos de muestras ambientales para asegurar un adecuado control de calidad de los resultados emitidos.

Otra de las actividades mencionables es su participación como laboratorio de control en causas

judiciales, como la reciente causa n.º 5452, relativa a una demanda interpuesta en la República Argentina con el transcurso de contaminaciones radiactivas.

Se ha tramitado una patente nacional sobre el reciclado de fosfoyesos en cemento en colaboración con el CSIC y la Universidad de Huelva basada en los estudios experimentales realizados.

Por último, se está investigando en la obtención de niveles de sensibilidad del orden de las «ultra-trazas» para la determinación de radionucleidos en el medio ambiente, cuyo propósito es poder realizar análisis retrospectivos de contaminación radiactiva (en colaboración con la Universidad de Sevilla).

LÍNEA: Dosimetría de las radiaciones ionizantes

El Servicio de Dosimetría de Radiaciones ha superado con éxito la auditoría inicial de la ENAC para la acreditación, en base a la norma ISO 17025, para la realización de ensayos de medida de dosis de radiación.

Esta acreditación supondrá para el Servicio de Dosimetría Personal Interna ser el primer servicio de dosimetría acreditado para la realización de ensayos in-vivo e in-vitro de dosimetría interna a nivel nacional y, el primer servicio de dosimetría acreditado para la asignación de dosis interna debida a incorporación de radionucleidos a nivel europeo. Análogamente, el Servicio de Dosimetría Personal Externa será uno de los primeros

servicios de dosimetría acreditados en España para la realización de ensayos de dosimetría personal y de dosimetría ambiental y de área y, en particular, el primer servicio de dosimetría personal español acreditado para la realización de dosimetría de extremidades mediante dosímetros de anillo.

En Dosimetría de radiación interna continuaron las labores de calibración y control de calidad de la técnica de medida in vitro en el laboratorio de bioeliminación e in vivo en el contador de radiactividad corporal, de evaluación de dosis por exposición interna de trabajadores expuestos y puntualmente de los españoles que se encontraban en Japón cuando sucedió el accidente de la central nuclear de Fukushima.

Además, como centro de referencia participó en varios ejercicios: de intercomparación internacional con PROCORAD (para la cuantificación de ^{14}C en orina, ^3H y ^{14}C en orina, ^{35}S en orina, transuránidos en heces y uranio en orina) y con el IRSN (Institut de Radioprotection et Sûreté Nucleaire) y de intercomparación nacional de contadores de radiactividad corporal de las centrales nucleares españolas y Tecnatom.

En el Laboratorio de dosimetría de actínidos, destacar el desarrollo y validación, por primera vez en España, de un método analítico para la reevaluación de planchetas que contienen pequeñas cantidades de plutonio (^{239}Pu) aplicando dos técnicas de espectrometría de masas: de doble enfoque con fuente de plasma acoplada inductivamente y desolvatador Aridus (Aridus-DF-ICP-MS), y con acelerador compacto de 1 MV (AMS), permitiendo



cuantificar contenidos de Pu inferiores a la actividad mínima detectable mensurable por espectrometría alfa y en menos tiempo.

En Dosimetría de radiación externa se realizaron alrededor de 12.000 determinaciones de la dosis equivalente personal que generaron los informes de distribución de dosis para el CSN, de dosimetría personal externa a diversos clientes, al PIMIC y al propio CIEMAT y los informes preceptivos al Banco Dosimétrico Nacional.

De igual modo, en dosimetría ambiental se llevaron a cabo diversos servicios técnicos, tanto a clientes externos, como al PIMIC y al propio centro, que supusieron más de 900 determinaciones de la dosis equivalente ambiental y la emisión de los correspondientes informes de dosimetría ambiental y de área.

Cabe destacar la realización de los ensayos de validación de los métodos de determinación de la dosis equivalente personal en manos mediante dosímetros termoluminiscentes de anillo ($\text{Li}_2\text{B}_4\text{O}_7:\text{Cu}$) y los de validación de la determinación de la dosis equivalente ambiental mediante dosímetros termoluminiscentes de $\text{LiF}:\text{Mg}$, Ti (TLD-100) y $\text{LiF}:\text{Mg}$, Cu , P (GR-200) cuyos resultados confirmaron la fiabilidad de ambos métodos para el fin propuesto.

En Métodos y modelos matemáticos aplicados a la dosimetría de radiaciones, destacan: la realización de un estudio sistemático del desarrollo y utilización de maniqués voxelizados para la simulación mediante métodos de Monte Carlo del

transporte de radiación y el cálculo de dosis (lo que permitió establecer importantes contactos con otros centros, tales como el IRSN francés, el Helmholtz Institute alemán o la Universidad de Florida), el desarrollo de un espectrómetro de neutrones sensible a fotones, cuyos resultados podrían dar lugar a una patente y la colaboración con el INFN italiano para la caracterización del campo de radiación de la instalación Beam Target Facility (BTF), lo que supone una mayor visibilidad en el ámbito internacional.

Además, se desarrollaron modelos numéricos para dosimetría de partículas radiactivas discretas (hot particles) y se estudió la dosimetría de fotoneutrones producidos en aceleradores de uso clínico.

En Dosimetría retrospectiva se continuó con la colaboración con el Ministerio de Sanidad para la detección de especias irradiadas empleando el protocolo de análisis EN1788. Además, se estudiaron las propiedades luminiscentes de los fosfatos y carbonatos naturales para un posible uso en dosimetría.

Por último, merece especial mención la participación en múltiples actividades de difusión y formación (cursos y congresos) en el ámbito de las radiaciones ionizantes, en el comité de dirección del European Radiation Dosimetry Group (EURADOS) y en los paquetes de trabajo: WG2 «Harmonisation of Personal Dosimetry within the EU member states», WG6 «Computational Dosimetry», WG7 «Internal Dosimetry» y el WG10 «Retrospective Dosimetry».

LÍNEA: Físico-química de actínidos y productos de fisión

Dentro de la actividad desarrollada en el ámbito de la red de excelencia ACTINET cabe destacar la determinación de la solubilidad y especiación de actínidos y homólogos trivalentes y tetravalente en presencia de ácido glucónico, calcio y sodio en condiciones alcalinas, así como su adsorción a sólidos.

Especial atención merecen los resultados obtenidos en los proyectos de I+D+i llevados a cabo en este ámbito.

En el proyecto CROKIS, se han analizado las propiedades de distintos coloides de arcilla y óxidos para evaluar su importancia en el transporte de contaminantes en distintas condiciones ambientales, se han obtenido datos cuantitativos sobre la generación de coloides desde la bentonita compactada en distintas condiciones geoquímicas y se ha cuantificado la masa de arcilla que puede desprenderse desde la barrera de bentonita de un AGP en distintas condiciones experimentales. Por primera vez, se aportan datos cuantitativos y realistas que se pueden utilizar en los modelos de evaluación del comportamiento. También se ha estudiado la adsorción de diferentes radionucleidos en distintos tipos de coloides y los procesos de transporte (y filtración) de éstos y sus contaminantes asociados.

A raíz del análisis detallado del transporte de distintos tipos de coloides en un medio granítico fracturado en función de distintos parámetros, se ha demostrado claramente cómo la fracción de

coloides que se desplaza sin retardo es menos relevante que la filtrada.

En el proyecto CROCK del 7PM, se ha obtenido gran número de datos experimentales de adsorción analizando granitos de diferentes lugares y características, que se han comparado con otros obtenidos por otros grupos. El análisis de las conclusiones obtenidas servirá como punto de partida para una nueva selección de datos para los modelos de evaluación de comportamiento de los almacenamientos de residuos radiactivos en rocas cristalinas.

En colaboración con ENRESA, se analizó el efecto de la presencia del ácido isosacárido en la adsorción de radionucleidos tetravalentes (Pu (IV) y Th (IV)) en cementos de El Cabril, se analizó la capacidad de retención de los minerales principales presentes en el cemento y fases minerales CSH para el Thorio y se realizaron ensayos de difusión en morteros y hormigones para almacenes de residuos de media y baja actividad, también utilizando los cementos en uso en El Cabril. El tipo de ensayo elegido para los estudios de difusión es el denominado «Through-Diffusion» (TD) con gradiente de concentración constante. Los radionucleidos a ensayar han sido tritio y ¹³⁷Cs.

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 de 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 Percepción del riesgo, comunicación y aceptación social de tecnologías emergentes se han realizado diversas investigaciones orientadas a profundizar en las actitudes ciudadanas y de los actores sociales clave (stakeholders) hacia la eficiencia energética y tecnologías emergentes (hidrógeno, captura y almacenamiento de CO₂, microalgas). Esta investigación ha pretendido no sólo aportar información analítica al debate académico actual sobre el impacto social de la tecnología, sino también imbricarse en los procesos de diseño e implementación de estrategias de implicación pública, aportando datos relevantes para su implementación.

En el contexto del PSE-ARFRISOL se han analizado cuestiones como el grado de concienciación, el

conocimiento sobre las opciones de reducción del consumo energético o la eficacia personal percibida en relación al ahorro de energía en el hogar. Asimismo se ha estudiado la percepción de los stakeholders sobre el desarrollo de la eficiencia energética en nuestro país.

En el proyecto PSE-HIDRÓGENO se llevó a cabo un ejercicio de implicación pública con el objetivo de analizar las reacciones públicas a las tecnologías del hidrógeno. A pesar de la existencia de un amplio desconocimiento de esta tecnología, los individuos, tras recibir información, tienden a percibirla como una opción energética no contaminante pero lejana en el tiempo, debido a la falta de rentabilidad del hidrógeno, de desarrollos tecnológicos y a su lenta evolución.

En el contexto del PSE-Microalgas, se han analizado las reacciones de los individuos ante los biocombustibles. A partir de la conformación de grupos de discusión con materiales informativos, se recogieron las creencias y preocupaciones de los ciudadanos en torno al uso práctico de los biocombustibles y sus impactos sociales y medioambientales.

Por último, en el ámbito de la captura y almacenamiento de CO₂, se ha finalizado el proyecto de desarrollo de estrategias de participación y comunicación, además de continuado el estudio de aceptación social del almacenamiento de CO₂ experimental de Hontomin.

En el marco de la investigación en cultura de organizaciones de alta fiabilidad, este año se ha finalizado el estudio del factor organizativo y humano

del sector de la logística y el transporte por carretera (PSE-Globalog) cuyas conclusiones ponen de manifiesto los efectos negativos del estrés sobre la salud de los conductores, así como la importancia del liderazgo y del clima de apoyo para favorecer la salud de estos. Se ha continuado trabajando en evaluaciones de cultura de seguridad en centrales y otras instalaciones nucleares. Así, el estudio de cultura organizativa de ENRESA ha puesto de manifiesto la eficacia de la metodología utilizada en empresas de residuos, pudiendo ampliarse a otro tipo de instalaciones.

Por último, en el ámbito de los Factores humanos, se están analizando las perspectivas internacionales para la validación integrada de sistemas, considerando las aproximaciones para evaluar, desde los factores humanos, las modificaciones de diseño en las salas de control de las centrales nucleares en operación así como diseños de salas de control avanzadas, y su influencia en la seguridad. En este campo, el CIEMAT representa al convenio nacional Halden en el grupo técnico HPG (Halden Programme Group) de factores humanos del proyecto del reactor Halden.

LÍNEA: Análisis de sistemas energéticos

En el ámbito de los Aspectos socioeconómicos en sistemas energéticos, en el proyecto RESFORLESS, iniciado este año, se ha realizado un ejercicio de modelización para la identificación de las oportunidades de cooperación existentes en Europa para flexibilizar la consecución de los objetivos nacionales en materia de energías renovables fijados en la Directiva 2009/28/CE. Los resultados

muestran a España como un potencial exportador de energías renovables. En el proyecto INER, dedicado al estudio del impacto neto social, económico y ambiental de la promoción de las energías renovables en el sistema energético español, se ha avanzado en la recopilación y actualización de los datos de costes de las distintas tecnologías energéticas y se ha estimado el impacto en el bienestar social asociado a las políticas de apoyo de ciertas tecnologías renovables como la energía solar termoeléctrica bajo distintos escenarios.

En relación al Análisis de ciclo de vida de procesos energéticos, se ha finalizado la evaluación del análisis de ciclo de vida (ACV) de componentes de vehículos con hidrógeno dentro del proyecto HYCHAIN MINITRANS, demostrando que la producción y el procesamiento de los metales utilizados son los principales responsables de la contribución al impacto del calentamiento global y del agotamiento de recursos energéticos. En el proyecto GEI-IDAE, se ha desarrollado una herramienta (CALCUGEI) para la evaluación del balance de gases de efecto invernadero de los biocarburantes producidos en España. Dicha herramienta ha sido integrada dentro del proyecto BioGrace de armonización de los cálculos de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes en Europa, publicándose, además, las reglas de cálculo que se aplican tanto en la herramienta BioGrace como en la española. Con respecto a la evaluación económica y medioambiental de las cadenas energéticas de los cultivos energéticos (PSE-cultivos), se ha realizado el ACV y el análisis económico comparativo de los cultivos energéticos del sorgo, además de la actualización del ACV del cultivo Brassica Carinata, L. para producción



de calor y electricidad. Por último, se ha mantenido el apoyo técnico solicitado por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente para la realización de evaluaciones medioambientales y socioeconómicas de la producción y uso de biocarburantes.

En el ámbito de la Modelización de sistemas energéticos, dentro del proyecto SERF:EFDA-TIMES, se ha analizado el papel de las tecnologías de producción eléctrica renovables, competidoras de la fusión nuclear a largo plazo, mejorándose el modelo energético ETM incluyendo nuevas tecnologías de producción de electricidad solar de concentración con almacenamiento. Además se ha analizado, por un lado, su contribución o impacto en el sistema energético global y, por el otro, cómo afecta en la introducción de la fusión a largo plazo. Dentro del proyecto COMET (relacionado con el transporte y el almacenamiento de CO₂) se ha trabajado en la actualización y mejora del modelo TIMES-Spain, desarrollado en el CIEMAT, incluyendo datos más recientes, relacionados con el sistema energético español.

LÍNEA: Inteligencia y prospectiva

En junio de 2011 el CIEMAT renovó la certificación de la norma UNE 166006: 2011 de Vigilancia tecnológica e inteligencia competitiva. Durante este año se han realizado un total de 18 informes siguiendo la metodología y los procedimientos implantados en su Sistema para el desarrollo del proceso de búsqueda, análisis y evaluación de información. Se ha continuado la elaboración, iniciada en 2010 para la Fundación de Ciencia y Tec-

nología (FECYT), del boletín de biomasa con información sobre documentos de patentes relacionados con las tecnologías y procesos para la producción de calor, electricidad y biocombustibles. Actualmente estos boletines los publica la Oficina Española de Patentes y Marcas (OEPM).

Otras actividades destacadas han sido el desarrollo y la evaluación de herramientas de software para el análisis de contenidos y la asesoría en la implantación de sistemas de vigilancia tecnológica y prospectiva en diversos organismos. Se ha participado en proyectos nacionales en colaboración con empresas como e-Intelligent, Iberdrola, URBASER y otras instituciones como la OEPM o la Fundación OPTI. Se ha dirigido un proyecto internacional de la AECID (Diseño de un sistema de vigilancia para la inteligencia económica territorial) con la Universidad Austral de Chile. Este proyecto nació como resultado del estudio de prospectiva regional para la elaboración de la Estrategia regional de desarrollo 2008-2018 en el que CIEMAT participó como experto internacional. Los resultados se presentaron en un taller celebrado en Valdivia dentro del seminario «Visiones regionales para el desarrollo de la innovación, propiedad industrial y transferencia de tecnología» organizado por la red de Propiedad Industrial de Latinoamérica (Red PILA).

Respecto a las actividades de prospectiva, se ha realizado un estudio sobre energías renovables con el objetivo de identificar cuáles son las actuaciones prioritarias para el desarrollo industrial y económico del sector en el horizonte temporal de los próximos 10-15 años, identificando 33 tecnologías innovadoras relacionadas con las energías

renovables en función de sus impactos sobre el futuro del sector y las capacidades científicas y tecnológicas existentes en nuestro país para abordar su desarrollo.

Dentro del estudio sobre tendencias de futuro en el sistema energético español, encargado por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) a la Fundación OPTI a finales de 2010, se han abordado las áreas de energía nuclear y tecnologías de almacenamiento de energía, identificando su situación actual y las tendencias de desarrollo a corto y medio plazo.

10.3.2. Centro Nacional de Energías Renovables (CENER)

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER-CIEMAT) es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada, el desarrollo y fomento de las energías renovables. Cuenta con una alta cualificación y un reconocido prestigio nacional e internacional.

CENER presta servicios y realiza trabajos de investigación, desarrollo y demostración de producción de energía, combustibles, almacenamiento, distribución e integración de energías renovables en el sistema energético en 6 áreas fundamentales: Energía Eólica, Energía Solar Térmica, Energía Solar Fotovoltaica, Energía de la Biomasa, Energética Edificatoria, Integración en Red de Energías Renovables.

CENER está dotado de una infraestructura tecnológica de última generación. En el caso del Labo-

ratorio de Ensayos de Aerogeneradores, localizado en Sangüesa (Navarra), se trata de una infraestructura única en el mundo y presta sus servicios profesionales a un nutrido grupo de instituciones, empresas vinculadas de una u otra forma con el negocio energético y gobiernos autonómicos españoles, europeos y latinoamericanos.

Las principales Instalaciones de CENER son:

- Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA) - Instituto del Viento. es 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).

Instalación Científico-Técnica Singular BIOCOMBUSTIBLES

El Centro de Biocombustibles de Segunda Generación es instalación de ensayos a escala piloto semi-industrial capaz de desarrollar procesos de producción de biocarburantes de 2ª generación a



partir de materias primas no competitivas con la industria alimentaria (especialmente materiales lignocelulósicos tales como residuos forestales y herbáceos) y la producción de biocombustibles mediante diferentes vías de producción (termoquímica, bioquímica y/o enzimática) y la aplicación de conceptos de biorrefinería.

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.

Las actividades y los proyectos más significativos de los diferentes departamentos de CENER en 2011 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.

- Proyecto NTP Nuevas Tecnologías de Palas para el desarrollo de uniones modulares y Palas inteligentes. Innocash
- Proyecto Newind Diseño de palas y sistemas de control
- CENIT AZIMUT. desarrollo de aerogeneradores flotantes de demostración para emplazamientos marinos en aguas profundas.
- Proyectos INNPACTO NANOMICRO (Sensorización, diseño y simulación de cable dinámico, diseño y optimización de estructuras offshore, análisis de fatiga, materiales y monitorización) y EMERGE (Investigación y desarrollo de un sistema para generación eólica offshore en aguas profundas).

- Proyectos PM Safeind, Anemos Pius y Waudit del VII Programa Marco.

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 AECl 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 2011 han sido:

- Actividades de certificación de módulos fotovoltaicos de acuerdo a la normativa IEC y módulos de concentración.
- Proyecto Dephotex y Polyglass del VII Programa Marco.
- Proyecto INNPACTO Sigmatrackers, Sigma-plantasy ECLIPSE (desarrollo de un sistema fotovoltaico para integración en invernaderos) Y S-Light (desarrollo de soluciones fotovoltaicas multifuncionales para aplicaciones en edificación a partir de una tecnología de encapsulado).

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.

- Proyecto TONATIUH Programas de simulación y diseño de plantas termosolares para EDF.
- Desarrollo de tecnologías avanzadas de centrales de torre.
- 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 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.

- Proyectos CENIT biosos (Biorefinería sostenible) y Sost CO₂ Microalgas.
- Proyectos Plan-E de evaluación de cultivos energéticos para electricidad y biodiesel y Microalgas.
- Proyecto SECTOR Torrefacción y BIOCLUS CLUSTER de Biomasa del VII Programa Marco.

Departamento de Energética en la Investigación

El Departamento de Energética Edificatoria de CENER (EDIF) 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.

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.

- Proyecto OPTIMAGRID (microrredes en polígonos industriales)
- Proyecto IEE STORE (Análisis de Sistemas de almacenamiento)

10.3.3 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 líneas 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 PEMFC, 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 2011

Proyecto PSEH2RENOV: Proyecto Singular Estratégico (Subprograma de Proyectos Singulares y Estratégicos del Programa Nacional de Cooperación Público-Privada, dentro de la Línea Instrumental de Articulación e Internacionalización del Sistema, en el marco del Plan Nacional de I+D+I (2008-2011). Contempla el desarrollo de tecnologías de producción de hidrógeno eficientes y competitivas, las cuales permitan la implantación de la economía del hidrógeno en España utilizando fuentes energéticas renovables. Los subproyectos en los que participa el CNH2 son Electrolisis a baja potencia, Tecnologías de separación y purificación de H₂, Integración en sistemas de generación de energía eléctrica basados en pilas de combustible con H₂ renovable y Difusión, Diseminación y Percepción.

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 INNFACTO. El obje-

tivo principal del proyecto es el desarrollo de electrolizadores 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

Proyecto GEBE (Gestor de Balances de Redes Energéticas con Generación Distribuida Inteligente): Subprograma INNFACTO. 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.

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 Solido): 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 INNFACTO 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 las siguientes entidades: Ingeteam Energy S.A., Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible, Cegasa Internacional S.A., Acciona Energía S.A., Cidetek-Ik4.

Durante el año 2011 el CNH2 ha firmado convenios y acuerdos como soporte a sus actividades de I+D+i entre los que destacan

- Un acuerdo marco con el Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial «Esteban Terradas» (INTA), con el objeto de coordinar actividades de ambos centros,
- Un acuerdo marco con la empresa Elcogás, S.A. que gestiona una central de ciclo combinado de gasificación de carbón y que posee una planta piloto de separación de dióxido de carbono y producción de hidrógeno.
- Se ha firmado un anexo a un acuerdo específico para formación de personal en prácticas del Centro en CIEMAT.
- Asimismo se han firmado anexos a los acuerdos específicos para prácticas fin de carrera de cuatro meses con la Universidad Complutense de Madrid y para prácticas de verano de seis meses para estudiantes de la Universidad de Castilla-La Mancha.
- A nivel internacional se ha firmado un acuerdo con el Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG), organismo público de investigación de referencia en tecnologías de hidrógeno en

Portugal para realizar una estancia de una persona del CNH2 en sus instalaciones de Lisboa.

- 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).

PARTICIPACIÓN EN FOROS SECTORIALES

El Centro Nacional del Hidrógeno como instalación dedicada a la investigación científica y tecnológica 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).
- 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 (HYSAFE).

11. REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA



En este Capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2011 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 2007 y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

11.1. REDES ELÉCTRICAS. REALIZACIONES EN 2011

Las inversiones en ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizadas por Red Eléctrica en España durante el ejercicio 2011 han ascendido, en cifras provisionales, a 819 millones de euros, lo que ha supuesto un descenso de un 5,3% respecto al año anterior.

CUADRO 11.1. INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (Millones de euros)

	2007	2008	2009	2010	2011	% 11/10
Inversiones en la red de transporte (1)	608	614	735	865	819	-5,32

(1) No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.
FUENTE: Red Eléctrica de España (REE).

Las principales inversiones se refieren al refuerzo del mallado de la red para la evacuación de la nueva generación renovable instalada, la alimentación eléctrica de los trenes de alta velocidad, el apoyo a las redes de distribución, las interconexiones internacionales y la interconexión de la península con Baleares. Las actuaciones realizadas en 2011 han creado 1.738 Km de circuito de nuevas líneas, 247 nuevas posiciones de subestaciones y 2.700 MVA de transformación.

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, se ha intensificado el avance de los trabajos

de construcción del eje Norte. Se ha puesto en servicio los tramos de 400 kV, Pesoz-Grado y Pesoz-Salas. Por otro lado, en el mes de mayo de 2011 se puso en servicio de la línea Soto-Penagos (400 kV).

- Galicia: Continúan los trabajos de mallado de la región. La conexión con Castilla y León está en fase avanzada de construcción. En diciembre de 2011 se puso en servicio el tramo Aparecida-Tordesillas (400 kV).
- Cataluña: Se ha avanzado en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la subestación de Nudo Viario, que mejorará la garantía de suministro y la calidad del servicio en la zona. Además, en el mes de junio de

- 2011 la red de refuerzo de Gerona entró en funcionamiento con la puesta en servicio de la línea Vic-Bescanó y las mejoras en esta última subestación.
- Aragón: En el mes de mayo entró en funcionamiento la línea Jalón-los Vientos, con el objeto de apoyar la evacuación de generación de régimen especial en la zona centro y sur de Aragón. A finales de año, entró en servicio la línea Fuentetodos-Mezquita, para mejorar el mallado de la red de transporte, y facilitar la evacuación de generación del régimen especial y ordinario en la comunidad.
 - Zona centro y Extremadura: Los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-S. S. Reyes (SUMA) de 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid se encuentran muy avanzados. El tramo castellano-leonés está finalizado y resta por acometerse un tramo en la comunidad de Madrid. En Madrid se ha reforzado la red de transporte en 220 kV, con la incorporación de varias reactancias.
 - Andalucía: Continúan los trabajos de apoyo a la red de 220 kV en la zona de Sevilla desde la red de 400 kV. Durante el mes de junio se concluyeron los trabajos para el aumento de capacidad de varias líneas entre Alhaurín, Jordana, Centenario y Santiponce.
 - Levante: Se han concluido las actuaciones de refuerzo de la red en esta zona, con la puesta en servicio de la subestación de Torrente (400 kV), y actuaciones puntuales de mejora del mallado de la red. Es reseñable la puesta en servicio en noviembre de 2011 de la interconexión Península-Baleares entre las subestaciones de Morvedre (Valencia) y Santa Ponsa (Mallorca).
 - Baleares: Se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En el mes de noviembre de 2011 se pusieron en servicio, entre las subestaciones de Morvedre y Santa Ponsa, los dos circuitos de cable submarino de interconexión con la península. Asimismo, en el mes de diciembre se pusieron en servicio las líneas subterráneas entre la subestación de Santa Ponsa y las de Calviá (66 kV) y Valdurgent (220kV).
 - Canarias: Continúan los trabajos en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro
 - Interconexión con Portugal: Durante el año 2011, han concluido los trabajos de refuerzo del eje del Duero, y al mismo tiempo han continuado los progresos en los trabajos del eje de Andalucía. Se han comenzado las tramitaciones de una 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, en pruebas desde noviembre de 2011, proporcionará el equivalente al 25% de la electricidad que se consume en las islas y mejorará la fiabilidad del suministro eléctrico del sistema



baleares, que anteriormente consistía en dos subsistemas eléctricamente aislados, además de su integración en el mercado eléctrico ibérico.

Es una inversión de 420 millones de euros y sus principales características técnicas son:

- 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 línea supondrá 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.



CUADRO 11.2. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV EN 2011. Sistema peninsular

Línea	N.º circuitos	km
E/S Belinchón L/ Morata-Olmedilla	2	6,9
E/S Belinchón L/ Morata-Olmedilla	2	6,9
E/S Carril L/ Asomada-Litoral	2	2,8
E/S Carril L/ El Palmar-Litoral	2	2,9
E/S Palo L/ Pesoz-Grado	2	0,3
E/S Silleda L/ Cartelle-Puentes G. ^a . Rodriguez	2	0,9
E/S Tabernas L/ Huéneja-Litoral	1	1,3
E/S Udalla L/ Abanto-Aguayo	1	1,9
L/ Aparecida-Tordesillas	2	353,3
L/ Fuentetodos-Mezquita	2	159,7
L/ Pesoz-Salas	2	102,1
L/ Pesoz-Sanzo	2	2,3
L/ Soto-Penagos	1	182,8
L/ Vic-Bescanó (3 fase)	1	39,9
Total		857,2

FUENTE: REE.

CUADRO 11.3. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV EN 2011. Sistema peninsular

Línea	N.º circuitos	km
E/S Amoeiro L/ Chantada-Castrelo	2	0,2
E/S Arenas San Juan L/ La Paloma-Madridejos	2	1,4
E/S Beniferri L/ Feria de Muestras-Torrente (subterráneo)	2	3,1
E/S Bescanó L/ Vic-Juía	2	2,2
E/S Buenavista L/ Moraleja-Retamar (subterráneo)	2	0,1
E/S Cartama L/ Alhaurín-Tajo	1	1,6
E/S Cartama L/ Ramos-Casares	2	2,6
E/S Cartama L/ Alhaurín-Montes	2	19,4
E/S Haro L/ Miranda-La Guardia	2	18,1
E/S Illora L/ Atarfe-Tajo	2	2,8
E/S Illora L/ Caparacena-Tajo	2	2,3
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 1	1	0,1
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 1 (subterráneo)	1	0,1
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 2	2	0,1
E/S La Solana L/ Picón-Puertollano 2 (subterráneo)	1	0,1
E/S Montebello L/ El Cantalar-Jijona	2	65,7
E/S Montebello L/ El Cantalar-Jijona (subterráneo)	2	4,2
E/S Nueva Casares L/ Algeciras-Los Ramos	2	12,4
E/S Palencia L/ Corcos-Villalbilla	2	7,8

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.3. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV EN 2011. Sistema peninsular. (Continuación)

Línea	N.º circuitos	km
E/S Palencia L/ Mudarra-Vallejera	2	12,9
E/S Santiz L/Villalcampo-Villamayor	2	1,3
L/ Alvarado-Vaguadas	1	18,1
L/ Alvarado-Vaguadas (subterráneo)	1	0,1
L/ Arkale-Irún	1	1,0
L/ Baró de Viver-Trinitat (subterráneo)	1	0,9
L/ Benicull-Bernat (Alicia)	2	14,3
L/ Benicull-Bernat (Alicia) (subterráneo)	2	0,4
L/ Beniferri-Fuente de San Luis (subterráneo)	1	13,0
L/ Fuencarral-El Pilar (subterráneo)	2	17,7
L/ Jalón-Los Vientos	2	60,8
L/ La Solana-Costanilla (subterráneo)	1	0,1
L/ Mérida-Vaguadas	1	57,3
L/ Mérida-Vaguadas (subterráneo)	1	0,1
L/ Morvedre-Santa Ponsa (Morvedre a km 122) (submarino) ± 250 kV(*)	2	236,0
L/ Morvedre-Santa Ponsa (Morvedre a km 122) (subterráneo) ± 250 kV(*)	2	8,0
L/ San Cayetano-Portodemouros	1	26,8
L/ San Cayetano-Portodemouros (subterráneo)	1	7,5
Fausita: conexión entre parques (subterráneo)	1	0,3
Fuencarral: conexión AT3 a GIS 220	1	0,3
Torrente: conexión entre parques (subterráneo)	1	0,3
Total		621,2

(*) De los 488 km de circuito que tiene este enlace, la mitad se contabilizan en la península y la otra mitad en Baleares.
FUENTE: REE.

CUADRO 11.4. NUEVOS PARQUES EN 2011. Sistema peninsular

Subestación	Tensión (kv)	Subestación	Tensión (kv)
Carril	400	Calamocha	220
Mezquita	400	Ébora	220
Palo	400	Illora	220
Silleda	400	La Solana	220
Tabernas	400	Los Leones	220
Amoeiro	220	Mezquita	220
Arenas de San Pedro	220	Novelda	220
Baró de Viver	220	Nudo Viario	220
Bescanó	220	Parque Central	220
Buenavista	220	Santiz	220
Calamocha	220	Tabernas	220
Ébora	220		

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.5. AUMENTO DE CAPACIDAD EN LÍNEAS DE TRANSPORTE. Sistema peninsular

Línea	Tensión (kV)	km	Aumento capacidad (MVA)
L/ Pierola-Vic	400	35,6	438
L/ Bellicens-Begues (Subirat)	220	82,3	95
L/ Centenario-Santiponce	220	5,0	105
L/ Cordovilla-Sanguesa	220	38,6	105
L/ Costasol-Alhaurín	220	36,5	105
L/ Jordana-Alhaurín	220	65,5	105
L/ Laguardia-Miranda	220	36,4	70
L/ Viladecans-St. Just	220	13,4	105
Total 220 kV		313,3	1.128

FUENTE: REE.

CUADRO 11.6. EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE (km) . Sistema peninsular

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1972	3.817	11.839	1992	13.222	15.356
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	17.042	16.765
1987	11.147	14.849	2007	17.172	16.807
1988	12.194	14.938	2008	17.724	16.940
1989	12.533	14.964	2009	18.015	17.095
1990	12.686	15.035	2010	18.765	17.185
1991	12.883	15.109	2011	19.622	17.806

FUENTE: REE.

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA

CUADRO 11.7. NUEVAS LÍNEAS DE TRANSPORTE EN 2011. Sistemas extrapeninsulares

Línea	Tensión kV	N.º circuitos	km
Islas Baleares			
(Santa Ponsa a km 122) ± 250 kV (SM) (*) L/Morvedre-Santa Ponsa	220	2	238,0
(Santa Ponsa a km 122) ± 250 kV (S) (*) L/Morvedre-Santa Ponsa	220	2	6,0
L/Valdurgent-Santa Ponsa 1 (S)	220	1	0,4
L/Valdurgent-Santa Ponsa 2 (S)	220	1	0,4
L/Sta Ponsa-Santa Ponsa EC 1 (S)	220	1	0,3
L/Sta Ponsa-Santa Ponsa EC 2 (S)	220	1	0,4
Capdepera-Arta	110	2	14,2
Capdepera-Arta (S)	110	2	0,2
L/Santa Ponsa-Calviá 1 66 kV (S)	66	1	0,1
L/Palmanova-Santa Ponsa 66 kV (S)	66	1	0,1
Total			260,1

(*) De los 488 km de circuito que tiene este enlace, la mitad se contabilizan en la Península y la otra mitad en Baleares.

(S) Subterráneo (SM) Submarino

FUENTE: REE

CUADRO 11.8. NUEVAS SUBESTACIONES EN 2011. Sistemas extrapeninsulares

Subestación	Tensión kV	Transformación	
		kV	MVA
Islas Baleares			
Santa Ponsa	220	66	250
Santa Ponsa	66	-	-
Capdepera	66	-	-

FUENTE: REE

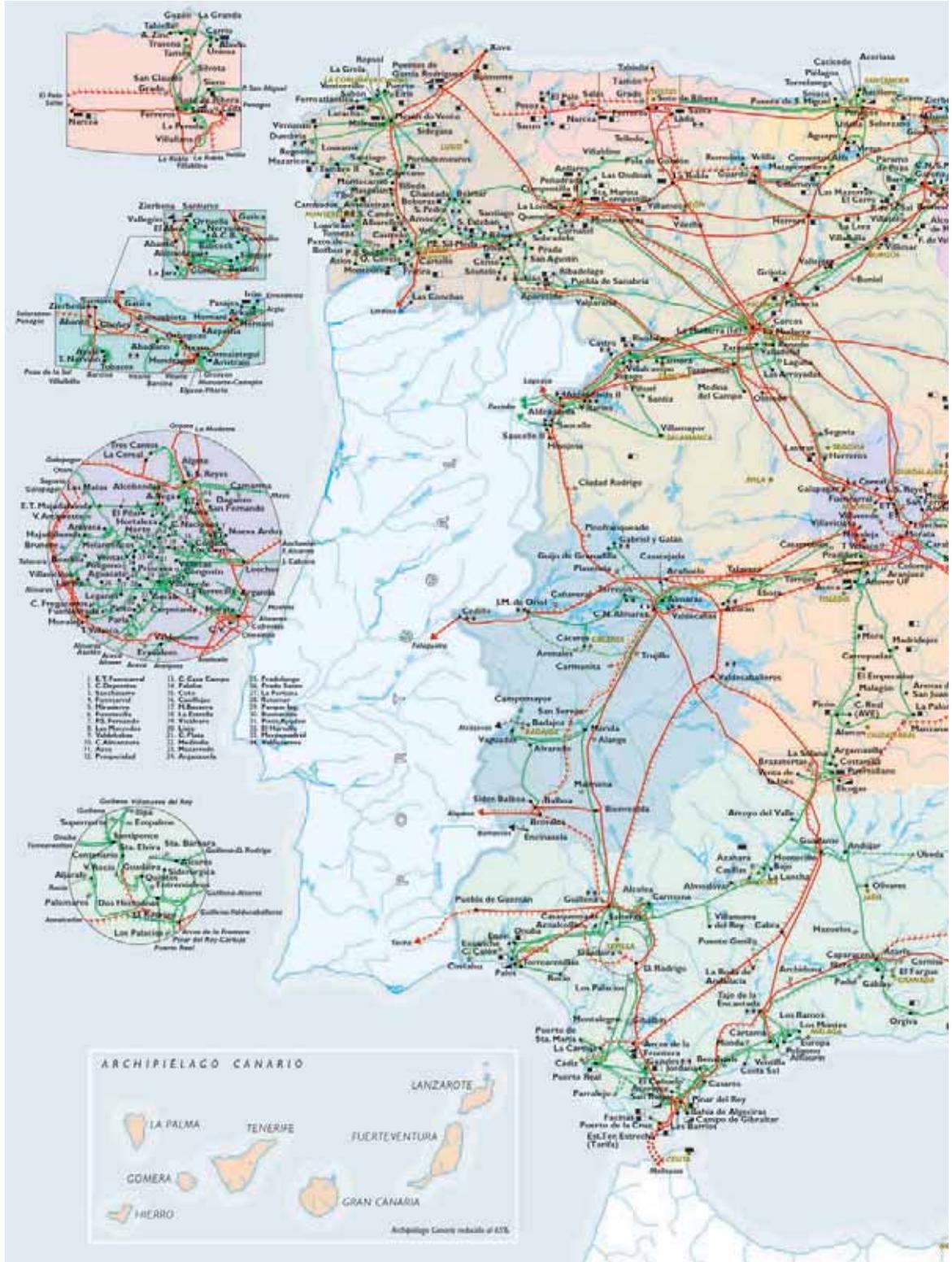
CUADRO 11.9. EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSPORTE Y TRANSFORMACIÓN. Sistemas extrapeninsulares

2007	2007	2008	2009	2010	2011
km de circuito a 220 kV					
Baleares	177	177	185	185	430
Canarias	163	163	163	163	163
Total	340	340	348	348	594
km de circuito ≤ 132 kV					
Baleares	1.054	1.075	1.083	1.095	1.110
Canarias	1.091	1.091	1.108	1.136	1.136
Total	2.145	2.166	2.191	2.231	2.246
Capacidad de transformación (MVA)					
Baleares	1.998	1.998	1.998	1.998	2.248
Canarias	1.250	1.250	1.375	1.625	1.625
Total	3.248	3.248	3.373	3.623	3.873

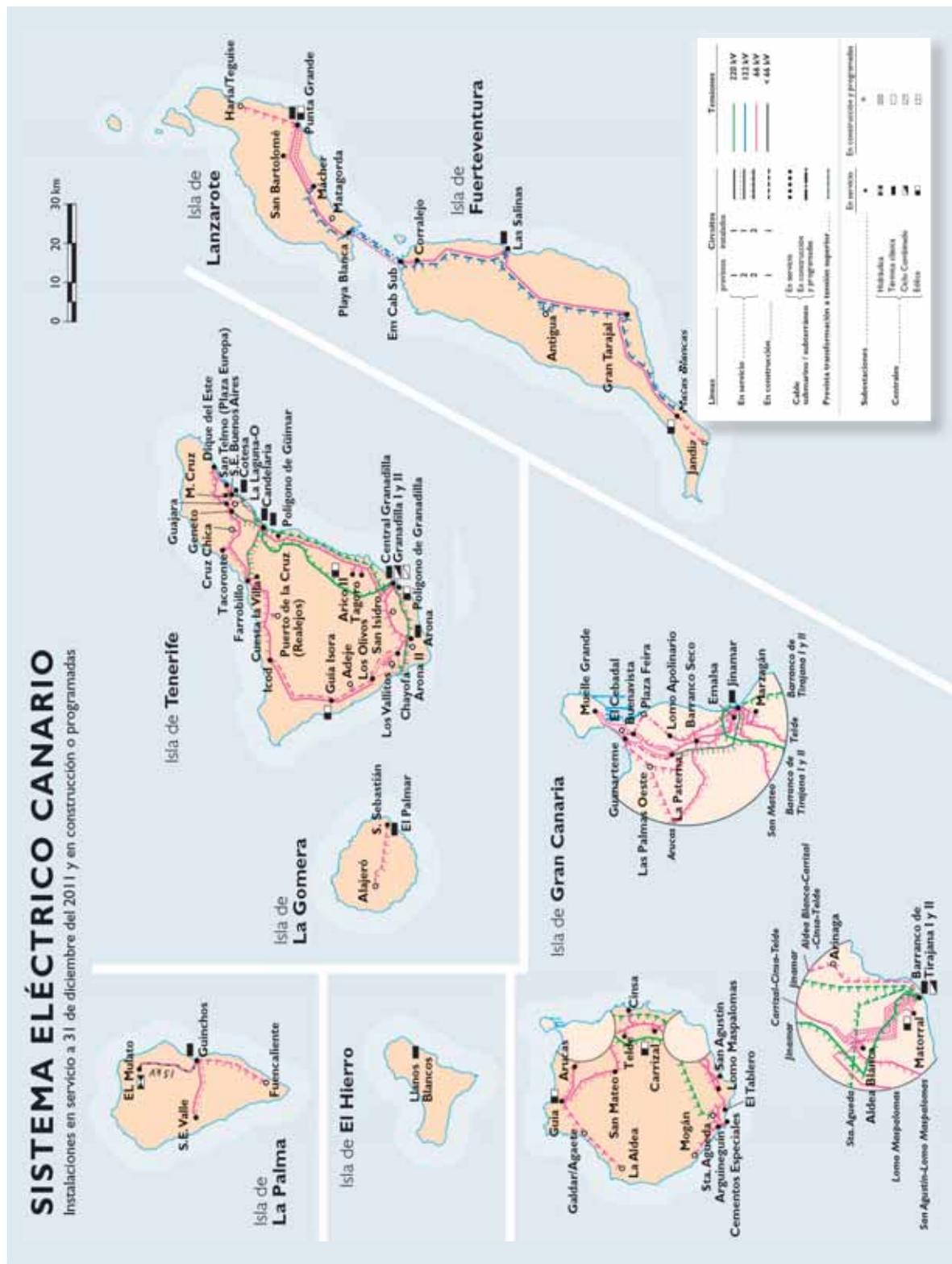
Incluye enlaces submarinos.

FUENTE: REE

REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA







11.2. REDES GASISTAS. REALIZACIONES EN 2011

Las inversiones materiales en el sector del gas natural alcanzaron en el ejercicio 2011 los 1.206 millones de euros lo que supone una disminución del 11% sobre las inversiones del año anterior y la vuelta a

valores de inversión similares a los de 2007 tras la significativa caída de las inversiones en 2010.

La red de transporte y distribución de gas natural alcanzó a finales de 2011 los 76.403 km de los que aproximadamente el 85% corresponden a la red de distribución.

CUADRO 11.10. INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED DE GASODUCTOS

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	% 11/10
Inversiones (millones de €)	1.104	1.208	1.422	1.453	1.084	1.206	11,2%
Km de red	58.870	63.139	68.173	71.077	74.200	76.403	3%

FUENTE: SEDIGAS

Durante el año 2011 se ha continuado ampliando y mejorando las instalaciones de transporte, regasificación, y almacenamiento. En este sentido, hay que destacar los siguientes hechos relevantes en lo que respecta a infraestructuras gasistas:

- La puesta en servicio de los siguientes gasoductos:
 - ◊ Gasoducto Algete-Yela, que hará posible el llenado del almacenamiento subterráneo de Yela a lo largo de 2012.
 - ◊ Tramos norte y sur de la duplicación del gasoducto Tivissa-Paterna, los cuales amplían significativamente la capacidad de transporte en el eje de Levante.
- La puesta en servicio de las siguientes estaciones de compresión:
 - ◊ Villar de Arnedo, que amplía la capacidad de transporte en el valle del Ebro y conecta el gasoducto Haro-Zaragoza con el eje de transporte hacia la conexión internacional de Larrau y el futuro almacenamiento subterráneo de Yela mediante el gasoducto Yela-Villar de Arnedo.

- ◊ Chinchilla, que contribuirá a transportar el gas procedente de Medgaz.
- ◊ Denia, diseñada para reforzar el transporte en el gasoducto submarino a Baleares.
- Incorporación al Sistema de dos nuevos tanques de 150.000 m³ de GNL de capacidad de almacenamiento en las plantas de regasificación de Barcelona y Sagunto, respectivamente.
- En marzo se iniciaron las importaciones desde el gasoducto de Medgaz a través de la conexión internacional de Almería. Esta nueva entrada al Sistema gasista español desde Argelia tiene una capacidad nominal de 266 GWh/día (8 bcm). Durante su primer año de operación la utilización de la conexión ha estado próxima al 30%.

Además se pusieron en servicio los siguientes gasoductos regionales primarios: Corvera-Tamón, Segovia-Otero de los Herreros, Linares-Úbeda-Villacarrillo, gasoducto al Besós y Otero de los Herreros-Ávila.

En resumen, a finales del año 2011 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

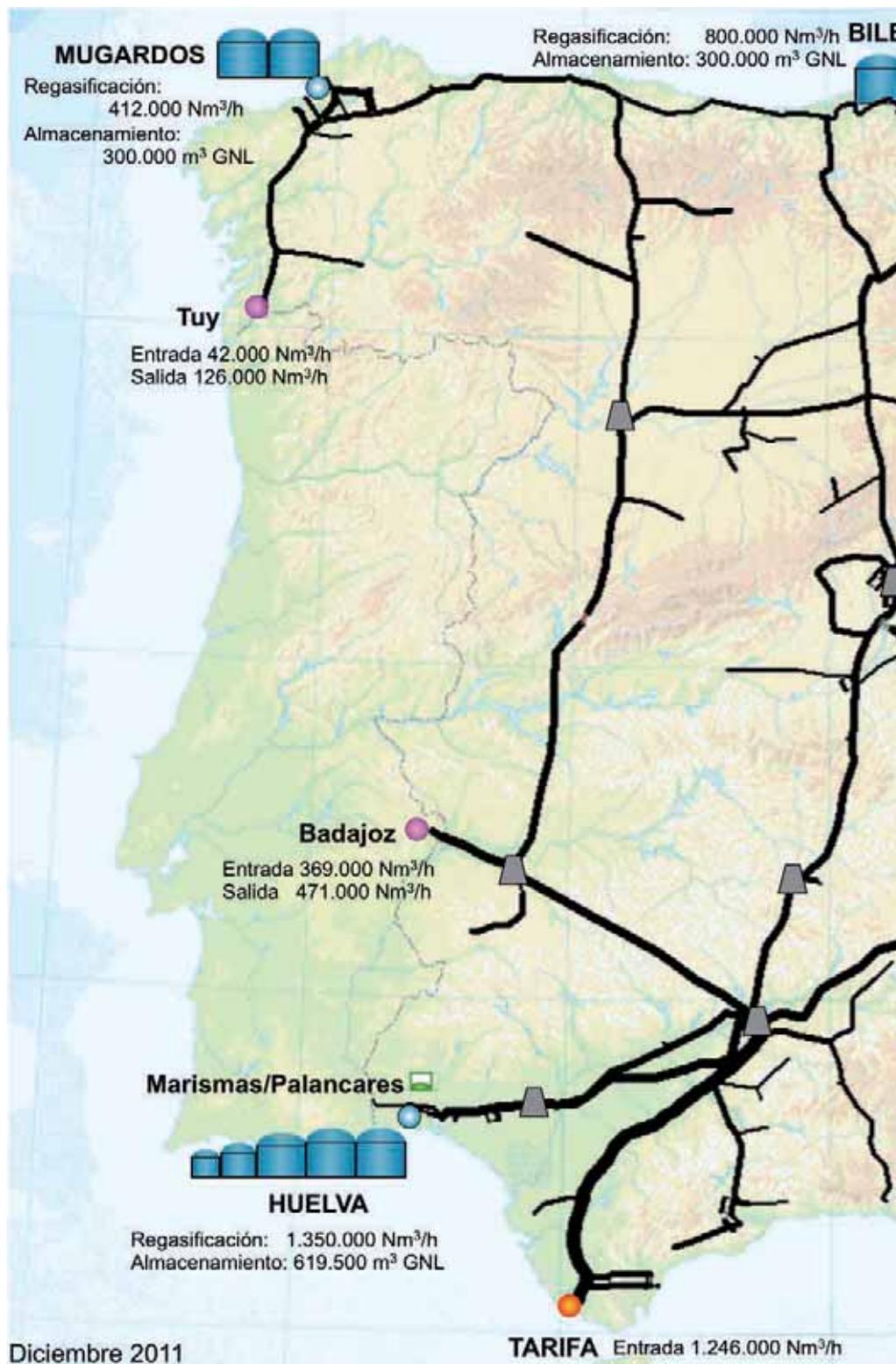
		2007	2008	2009	2010	2011	%11/10
Capacidad de regasificación (m ³ (n)/h)	Barcelona	1.650.000	1.650.000	1.950.000	1.950.000	1.950.000	
	Cartagena	1.200.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	
	Huelva	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	1.350.000	
	Bilbao	800.000	800.000	800.000	800.000	800.000	
	Sagunto	800.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	
	Mugaridos	412.800	412.800	412.800	412.800	412.800	
	Total	6.212.800	6.562.800	6.862.800	6.862.800	6.862.800	
Capacidad de almacenamiento de GNL (m ³)	Barcelona	540.000	540.000	540.000	690.000	840.000	+22%
	Cartagena	287.000	437.000	437.000	587.000	587.000	
	Huelva	460.000	460.000	460.000	610.000	610.000	
	Bilbao	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	
	Sagunto	300.000	300.000	450.000	450.000	600.000	+33%
	Mugaridos	300.000	300.000	300.000	300.000	300.000	
	Total	2.187.000	2.337.000	2.487.000	2.937.000	3.237.000	+10%

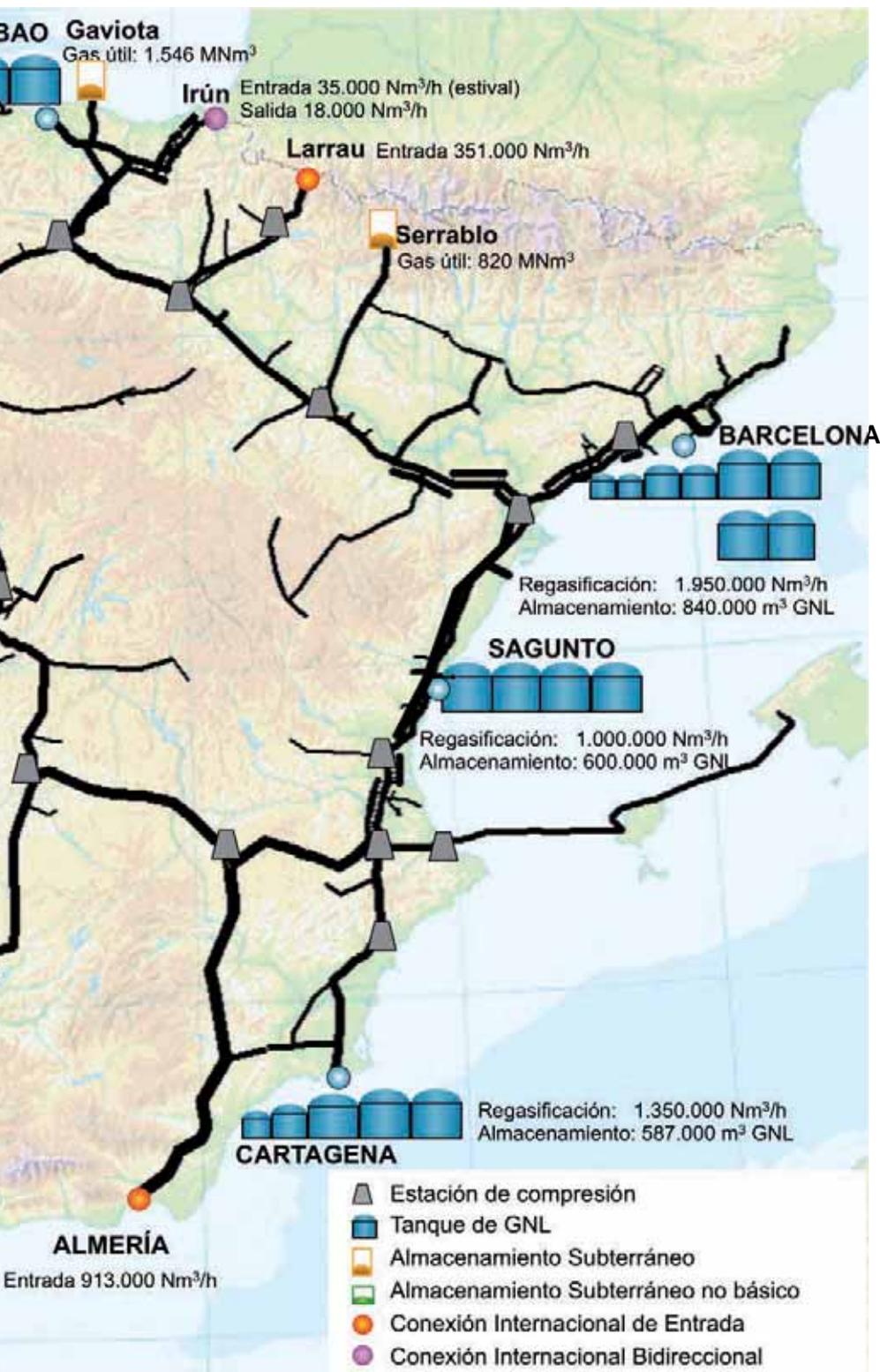
FUENTE: ENAGAS GTS.

- 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.



RED BÁSICA
DE GAS NATURAL





11.3. ALMACENAMIENTO DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

La Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES) mantiene sus niveles de existencias de productos petrolíferos y sus correspondientes almacenamientos, de acuerdo a las reservas requeridas por la normativa. En el mes de diciembre de 2011, se disponía de unas reservas equivalentes a 50,6 días de consumos. Según la normativa vigente,

la Corporación debe mantener, al menos, 42 días del total de la obligación; a petición de los operadores, CORES puede aumentar los días de cobertura de la industria sobre el mínimo de 42 días. A 31 de diciembre de 2011 la obligación se encontraba reducida en 2,3 días por Acuerdo de Consejo de Ministros en el marco de la acción coordinada de la AIE por el conflicto de Libia. A partir del 1 de junio de 2012 la obligación total se restablecerá a los 92 días originales. En el cuadro 11.12 se indica la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 2002-2011.

CUADRO 11.12. EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS (M₃) (Período 2002-2011)

Fecha	31/12/2002	31/12/2003	31/12/2004	31/12/2005	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2011
Gasolinas	738.632	737.155	683.882	683.882	668.882	668.882	668.882	699.536	699.536	699.536
Querosenos	246.784	246.784	246.784	296.784	326.784	326.784	348.784	427.884	427.884	427.884
Gasóleos	1.853.816	1.853.809	1.906.047	2.489.863	3.020.115	3.126.115	3.474.809	4.190.425	4.244.088	4.079.088
Fuelóleos	258.328	258.070	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.812	257.554
Crudo	1.958.063	1.955.007	1.952.580	1.954.424	1.954.151	2.586.494	2.513.887	2.515.776	2.265.666	2.437.436

Nota: Existencias a las 24:00 horas del último día del año.
FUENTE: CORES.

RED BÁSICA DE OLEODUCTOS E INSTALACIONES DE ALMACENAMIENTO DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS



11.4. PLANIFICACIÓN DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA

Durante el año 2011 se ha mantenido en vigor el documento de Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado por el Consejo de Ministros el 30 de mayo de 2008, con las modificaciones introducidas por la Orden ITC/2906/2010, de 8 de noviembre, por la que se aprueba el programa anual de instalaciones y actuaciones de carácter excepcional de las

redes de transporte de energía eléctrica y gas natural.

Por otra parte, en 2011 continuó el proceso de elaboración de la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020, el cual fue iniciado en marzo de 2010 mediante la publicación de la Orden ITC/734/2010, de 24 de marzo, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica, de la red de transporte de gas natural y de las instalaciones de almacenamiento de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

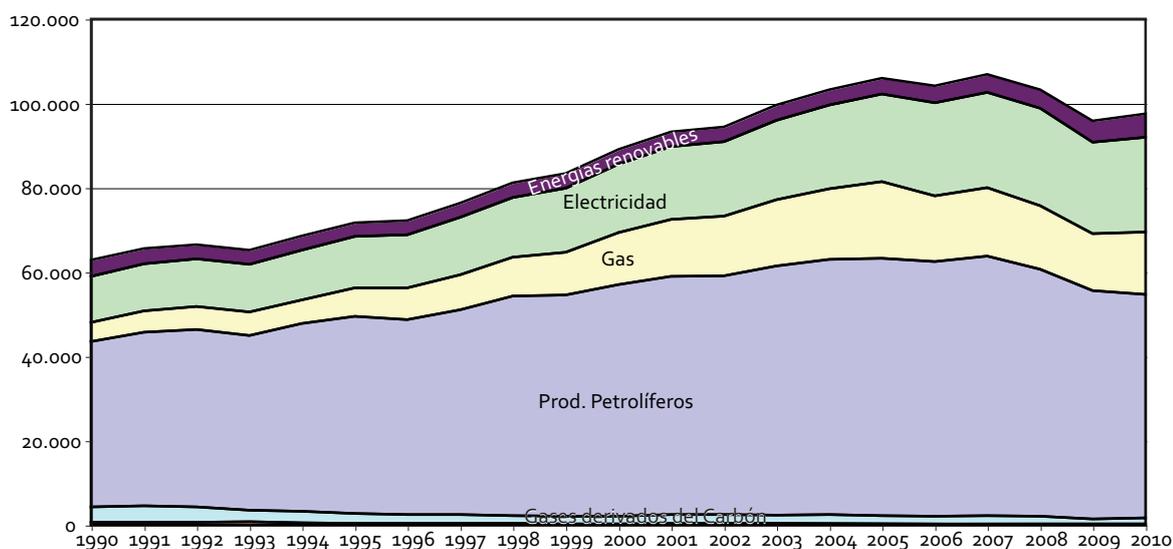


CUADRO A 1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. (1990-2010). (Ktep)

AÑO	Carbón		Gases Derivados del Carbón		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		Energías renovables		TOTAL Ktep.
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	
1.990	3.548	5,6%	673	1,1%	39.283	62,5%	4.603	7,3%	10.819	17,2%	3.925	6,2%	62.850
1.991	3.869	5,9%	654	1,0%	41.243	62,9%	5.063	7,7%	11.063	16,9%	3.683	5,6%	65.575
1.992	3.588	5,4%	653	1,0%	42.177	63,5%	5.425	8,2%	11.246	16,9%	3.357	5,1%	66.447
1.993	2.767	4,2%	714	1,1%	41.478	63,7%	5.561	8,5%	11.239	17,3%	3.373	5,2%	65.132
1.994	2.730	4,0%	490	0,7%	44.592	65,0%	5.606	8,2%	11.779	17,2%	3.411	5,0%	68.608
1.995	2.368	3,3%	347	0,5%	46.708	65,1%	6.874	9,6%	12.118	16,9%	3.334	4,6%	71.749
1.996	2.083	2,9%	355	0,5%	46.316	64,1%	7.440	10,3%	12.658	17,5%	3.354	4,6%	72.205
1.997	2.096	2,7%	383	0,5%	48.569	63,6%	8.298	10,9%	13.676	17,9%	3.370	4,4%	76.393
1.998	1.863	2,3%	379	0,5%	51.984	64,0%	9.236	11,4%	14.205	17,5%	3.509	4,3%	81.176
1.999	1.791	2,1%	225	0,3%	52.510	63,0%	10.091	12,1%	15.244	18,3%	3.529	4,2%	83.390
2.000	1.878	2,1%	236	0,3%	54.872	61,6%	12.377	13,9%	16.207	18,2%	3.468	3,9%	89.038
2.001	2.074	2,2%	361	0,4%	56.572	60,6%	13.511	14,5%	17.282	18,5%	3.485	3,7%	93.286
2.002	2.085	2,2%	350	0,4%	56.593	59,9%	14.172	15,0%	17.674	18,7%	3.591	3,8%	94.465
2.003	2.059	2,1%	327	0,3%	58.995	59,2%	15.824	15,9%	18.739	18,8%	3.653	3,7%	99.597
2.004	2.084	2,0%	346	0,3%	60.504	58,6%	16.847	16,3%	19.838	19,2%	3.684	3,6%	103.302
2.005	1.974	1,9%	284	0,3%	60.941	57,5%	18.171	17,1%	20.831	19,7%	3.787	3,6%	105.988
2.006	1.823	1,8%	271	0,3%	60.355	58,0%	15.635	15,0%	22.056	21,2%	4.004	3,8%	104.143
2.007	1.944	1,8%	291	0,3%	61.556	57,6%	16.222	15,2%	22.552	21,1%	4.274	4,0%	106.839
2.008	1.782	1,7%	283	0,3%	58.582	56,7%	15.112	14,6%	23.111	22,4%	4.403	4,3%	103.274
2.009	1.230	1,3%	214	0,2%	54.190	56,6%	13.418	14,0%	21.757	22,7%	5.007	5,2%	95.815
2.010	1.426	1,5%	265	0,3%	53.036	54,4%	14.774	15,1%	22.410	23,0%	5.666	5,8%	97.576

FUENTE: SEE.

GRÁFICO A 1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL. Unidad: Ktep



ANEXO ESTADÍSTICO Y METODOLOGÍA

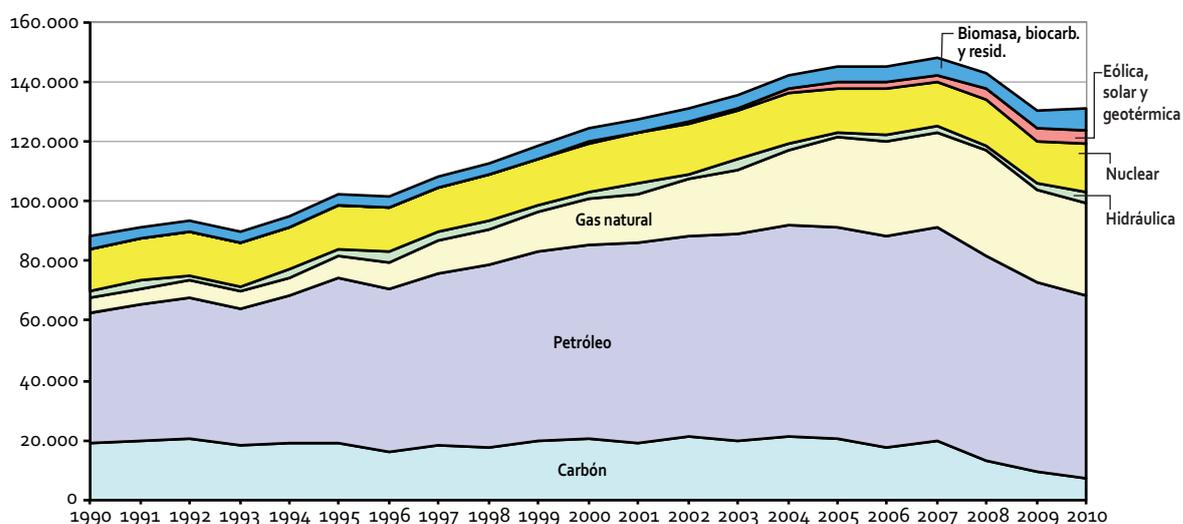


CUADRO A 2. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (Ktep)

	Carbón		Petróleo		Gas natural		Nuclear		Hidráulica		Eólica, Solar y Geot.		Biomasa, biocarb. y resid.		Saldo ⁽¹⁾		TOTAL
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.
1990	19.218	21,8%	43.416	49,4%	4.969	5,6%	14.143	16,1%	2.190	2,5%	5	0,0%	4.067	4,6%	-36	0,0%	87.973
1991	20.002	21,9%	45.338	49,5%	5.598	6,1%	14.484	15,8%	2.343	2,6%	6	0,0%	3.825	4,2%	-58	-0,1%	91.537
1992	20.404	21,8%	47.455	50,8%	5.854	6,3%	14.537	15,6%	1.627	1,7%	14	0,0%	3.511	3,8%	55	0,1%	93.455
1993	18.356	20,4%	45.455	50,6%	5.742	6,4%	14.610	16,2%	2.100	2,3%	15	0,0%	3.529	3,9%	109	0,1%	89.915
1994	18.935	19,9%	49.366	51,8%	6.296	6,6%	14.415	15,1%	2.428	2,6%	44	0,0%	3.580	3,8%	160	0,2%	95.223
1995	18.997	18,5%	55.340	53,9%	7.721	7,5%	14.452	14,1%	1.985	1,9%	53	0,1%	3.683	3,6%	386	0,4%	102.616
1996	16.040	15,8%	54.756	54,0%	8.641	8,5%	14.680	14,5%	3.422	3,4%	62	0,1%	3.737	3,7%	91	0,1%	101.428
1997	18.355	17,0%	57.108	53,0%	11.306	10,5%	14.411	13,4%	2.989	2,8%	92	0,1%	3.815	3,5%	-264	-0,2%	107.812
1998	17.475	15,4%	61.436	54,3%	11.607	10,3%	15.374	13,6%	2.923	2,6%	147	0,1%	3.962	3,5%	293	0,3%	113.216
1999	19.593	16,5%	63.681	53,7%	13.287	11,2%	15.337	12,9%	1.963	1,7%	271	0,2%	4.050	3,4%	492	0,4%	118.673
2000	20.905	16,8%	64.737	52,0%	15.216	12,2%	16.211	13,0%	2.430	2,0%	445	0,4%	4.128	3,3%	382	0,3%	124.454
2001	19.144	15,0%	66.945	52,4%	16.397	12,8%	16.603	13,0%	3.516	2,8%	624	0,5%	4.154	3,3%	297	0,2%	127.680
2002	21.579	16,4%	67.111	51,1%	18.748	14,3%	16.422	12,5%	1.825	1,4%	851	0,6%	4.313	3,3%	458	0,3%	131.308
2003	20.107	14,8%	68.905	50,7%	21.349	15,7%	16.125	11,9%	3.482	2,6%	1.092	0,8%	4.734	3,5%	109	0,1%	135.902
2004	21.017	14,8%	70.651	49,7%	25.167	17,7%	16.576	11,7%	2.673	1,9%	1.414	1,0%	4.849	3,4%	-260	-0,2%	142.086
2005	20.493	14,1%	71.095	49,1%	29.838	20,6%	14.995	10,3%	1.582	1,1%	1.893	1,3%	5.109	3,5%	-115	-0,1%	144.890
2006	17.868	12,3%	70.789	48,9%	31.227	21,6%	15.669	10,8%	2.232	1,5%	2.095	1,4%	5.087	3,5%	-282	-0,2%	144.687
2007	19.998	13,6%	71.238	48,4%	31.778	21,6%	14.360	9,8%	2.349	1,6%	2.517	1,7%	5.445	3,7%	-495	-0,3%	147.191
2008	13.486	9,5%	68.342	48,1%	34.903	24,6%	15.369	10,8%	2.009	1,4%	3.197	2,3%	5.669	4,0%	-949	-0,7%	142.026
2009	9.556	7,4%	63.283	48,8%	31.219	24,1%	13.750	10,6%	2.271	1,8%	4.002	3,1%	6.379	4,9%	-697	-0,5%	129.764
2010	7.156	5,5%	60.993	46,9%	31.182	24,0%	16.155	12,4%	3.636	2,8%	4.834	3,7%	6.894	5,3%	-717	-0,6%	130.134

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
2006	6.048	142	63	15.669	2.232	2.095	5.087	31.336	
2007	5.455	145	16	14.360	2.349	2.517	5.443	30.285	-3,4%
2008	4.193	129	14	15.369	2.009	3.197	5.438	30.349	0,2%
2009	3.627	107	12	13.750	2.271	4.002	6.199	29.968	-1,3%
2010	3.033	125	51	16.155	3.636	4.834	6.490	34.325	14,5%
2011	2.287	101	45	15.024	2.631	5.226	5.615	30.929	-9,9%

FUENTE: SEE.

CUADRO A 4. PRODUCCION INTERIOR DE CARBÓN. (Miles de toneladas)

	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2006	3.781	4.572	3.222	6.872	18.447	
2007	3.485	4.388	3.129	6.180	17.182	-6,9%
2008	3.152	4.162	2.873	0	10.187	-40,7%
2009	4.061	2.891	2.493	0	9.445	-7,3%
2010	3.209	2.777	2.444	0	8.430	-10,7%
2011	2.489	1.781	2.317	0	6.586	-21,9%

FUENTE: SEE.

CUADRO A 5. PRODUCCION INTERIOR DE CARBÓN. (Ktep)

	Antracita	Hulla	Lignito Negro	Lignito Pardo	TOTAL	Tasa de variación
2006	1.668	2.026	1.007	1.346	6.048	
2007	1.594	1.983	878	1.001	5.455	-9,8%
2008	1.388	1.910	896	0	4.193	-23,1%
2009	1.767	1.263	597	0	3.627	-13,5%
2010	1.396	1.134	503	0	3.033	-16,4%
2011	1.083	727	477	0	2.287	-24,6%

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			
2006	13.1102	7.802	83.994	53.252	23.765	59.163	9.144	39.762	1.000	409.984	
2007	15.1771	8.760	96.339	46.960	24.689	49.531	3.618	24.440	1.029	407.137	-0,7%
2008	15.5270	6.090	92.599	51.830	30.657	57.322	1.915	55.803	4.418	455.903	12,0%
2009	14.2686	8.495	49.215	50.585	39.248	50.766	15.946	49.944	3.731	410.618	-9,9%
2010	13.5030	6.523	83.919	31.783	37.535	65.668	3.829	35.918	12.753	412.960	0,6%
2011	150.965	967	78.590	25.937	32.708	51.822	1.918	27.671	28.483	399.056	-3,4%

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	
2006	6.489	5.189	3.292	408	15.378		1.512	5.534	6.016	5.692	18.754	
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%

CUADRO A 8. CONSUMO FINAL DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS. (Ktep)

	GASOLINAS		QUEROSENO		GASOLEOS		GLP		NAFTAS		COQ. 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
2006	7.292		5.568		33.037		2.265		2.181		3.226		6.786		60.355	
2007	7021	-3,7%	5.858	5,2%	34.497	4,4%	2.239	-1,2%	2.377	9,0%	3.150	-2,3%	6.415	-5,5%	61.556	2,0%
2008	6.468	-7,9%	5.783	-1,3%	32.652	-5,3%	2.158	-3,6%	1.841	-22,5%	2.976	-5,5%	6.704	4,5%	58.582	-4,8%
2009	6.070	-6,2%	5.272	-8,8%	30.296	-7,2%	2.003	-7,2%	2.101	14,1%	2.742	-7,9%	5.706	-14,9%	54.190	-7,5%
2010	5.590	-7,9%	5.389	2,2%	29.700	-2,0%	2.007	0,2%	2.247	7,0%	3.015	9,9%	5.088	-10,8%	53.036	-2,1%
2011	5.214	-6,7%	5.744	6,6%	27.712	-6,7%	1.803	-10,1%	2.207	-1,8%	2.732	-9,4%	4.967	-2,4%	50.379	-5,0%

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 10^7 Kcal. La conversión de unidades habituales a tep se hace en base a los poderes caloríficos inferiores de cada uno de los combustibles considerados.

Carbón: Comprende los distintos tipos de carbón (hulla, antracita, lignito negro y lignito pardo), así como productos derivados (aglomerados, coque, etc). En el consumo final de carbón se incluye el consumo final de gas de horno alto y de gas de

coquería. El consumo primario de carbón recoge, además del consumo final, los consumos en el sector transformador (generación eléctrica, coquerías, resto de sectores energéticos) y las pérdidas. El paso a tep se hace utilizando los poderes caloríficos inferiores reales, según la tabla adjunta.

Petróleo: Comprende:

- Petróleo crudo, productos intermedios y condensados de gas natural.
- Productos petrolíferos incluidos los gases licuados del petróleo (GLP) y gas de refinería.



CUADRO A 7-PROCEDENCIA DEL PETROLEO CRUDO IMPORTADO EN ESPAÑA. (Miles de toneladas)

Reino Unido	Europa			Tasa de variac.	América				Tasa de variac.	Resto	Total	
	Rusia	Otros	Total		Méjico	Venezuela	Otros	Total			Miles de toneladas	Tasa de variac.
232	11772	2738	14742		7561	3267	329	11157		437	60468	
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%

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: $\text{bcm} = 10^9 \text{ m}^3$
1 bcm aprox. equivalente a 10^4 Mtermias.



ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

AIE	Agencia Internacional de la Energía.
EUROSTAT	Oficina Estadística de las Comunidades Europeas.
FOB \$/Bbl	Precio «Free on Board» en Dólares/barril.
CIF	Precio «Cost-Insurance-Freight».
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
INE	Instituto Nacional de Estadística.
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos.
R.E.E.	Red Eléctrica de España, S.A.
SEE	Secretaría de Estado de Energía.
DGPEM	Dirección General de Política Energética y Minas.
UE	Unión Europea.
UNESA	Asociación Española de la Industria Eléctrica.
b.c.	Barras de central.
b.g.	Bornes de generador.
Gcal. PCS	Gigacalorías de Poder Calorífico Superior.
GWh.	Gigawatio hora.
MWh.	Megawatio hora.
Ktep.	Miles de toneladas equivalentes de petróleo.
Kt.	Miles de toneladas.
tep.	Toneladas equivalentes de petróleo.

