



La Energía en España 2017



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA



LA ENERGÍA

EN ESPAÑA

2017



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

© Fotografías de la cubierta:

0. Fondo: Parque eólico (M. Pérez Rey)
1. Hidráulica (IDAE)
2. Almacenamiento subterráneo Gaviota I (ENAGAS)
3. Cultivos girasol (IDAE)
4. Vehículo eléctrico (REE)
5. Gasoducto (ENAGAS)
6. Nidos en torre de alta tensión (REE)
7. Torres de refrigeración central nuclear Trillo (Foro Nuclear)
8. Instalación fotovoltaica (IDAE)
9. Iluminación (IDAE)
10. Planta de regasificación de Barcelona (ENAGAS)

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado
<https://publicacionesoficiales.boe.es/>

Publicación incluida en el programa editorial del suprimido Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital y editada por el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (de acuerdo con la reestructuración ministerial establecida por Real Decreto 355/2018).



**MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA**

La energía en España 2017

DL: M 19702-2019 (Impresa)
ISSN: 2444-7110 (Impresa)
ISSN: 2444-7102 (En línea)
NIPO: 084-17-029-4 (Impresa)
NIPO: 084-17-030-7 (En línea)
Diseño de cubierta: S.E. de Energía
Maquetación: DiScript Preimpresión, S. L.
Impresión: DiScript Preimpresión, S. L.
Papel:
Exterior: Offset ecológico
(70.100/300)
Interior: Offset ecológico
(65.90/100)
(Certificados EFC y FSC)
ECPMINCOTUR: 1.ª ed./100/1019
P.V.P.: 0,00 €



INTRODUCCIÓN	7
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA.....	9
1.1. Agencia Internacional de la Energía.....	11
1.1.1. Gas natural.....	12
1.1.2. Renovables	12
1.1.3. Electricidad	13
1.1.4. Petróleo	13
1.1.5. Carbón	14
1.1.6. Acceso universal a la energía.....	14
1.1.7. Contaminación del aire y emisiones de gases de efecto invernadero	14
1.2. IRENA.....	15
1.3. G20.....	15
1.4. Unión por el Mediterráneo (UpM)	16
1.5. Cambio climático y energía	17
1.5.1. Desarrollo de la COP 23 de Bonn	17
1.6. Normativa de la Unión Europea en materia de energía	18
1.6.1. Paquete «Energía limpia para todos los europeos»	18
1.6.2. Otras propuestas legislativas de la Unión Europea.....	21
2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA	23
2.1. Introducción.....	25
2.2. Energía primaria.....	26
2.2.1. Consumo de energía primaria	26
2.2.2. Intensidad de energía primaria	27
2.2.3. Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento	28
2.3. Energía final.....	29
2.3.1. Consumo de energía final.....	29
2.3.2. Intensidad de energía final.....	30
2.3.3. Análisis sectorial de consumo de la energía final	32
3. SECTOR ELÉCTRICO.....	55
3.1. Potencia instalada y mix de generación eléctrica	57
3.2. Evolución del mercado de producción de la electricidad.....	58
3.2.1. Descripción del mercado eléctrico de producción	58
3.2.2. Evolución del precio en el mercado mayorista	59
3.3. Precios de la electricidad y comparación con otros países	61
3.3.1. Componentes del precio final del mercado minorista.....	61
3.3.2. Marco jurídico de contratación	62



3.3.3. Actualización de los peajes de acceso y determinación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en 2017	63
3.3.4. Comparación con otros países	64
3.4. Sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.....	67
3.4.1. Marco general.....	67
3.4.2. Extracoste	68
3.4.3. Año 2017	69
3.5. Infraestructuras	70
3.5.1. Planificación	70
3.5.2. Puestas en servicio en 2017	76
3.5.3. Interconexiones internacionales	86
3.6. Régimen económico de las actividades reguladas del sector eléctrico.....	88
3.6.1. Retribución de la actividad de transporte	90
3.6.2. Retribución de la actividad de distribución.....	91
3.7. Regulación del sector	92
3.7.1. Disposiciones nacionales aprobadas en 2017	92
3.7.2. Propuestas de la Comisión Europea para la transición hacia una energía limpia...	94
4. SECTOR NUCLEAR	97
4.1. Generación eléctrica de origen nuclear	99
4.2. Fabricación de combustible nuclear	99
4.3. Gestión del combustible nuclear gastado y otros residuos radiactivos	99
4.3.1. Construcción del Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad (ATC) y su centro tecnológico asociado (CTA).....	99
4.3.2. Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Santa María de Garoña.....	99
4.3.3. Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Almaraz	100
4.3.4. Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares	100
4.3.5. Residuos radiactivos de baja y media actividad	101
4.4. Desmantelamiento de instalaciones	101
4.5. Normativa aprobada y en elaboración	102
4.5.1. Normativa nacional aprobada.....	103
4.5.2. Normativa nacional en elaboración	103
4.5.3. Normativa comunitaria en elaboración	104
5. SECTOR CARBÓN	107
5.1. Situación actual	109
5.1.1. Panorámica general del sector	109

5.1.2. Demanda interior	109
5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo.....	111
5.1.4. Comercio Exterior.....	111
5.2. La política carbonera en España y en la UE	112
5.2.1. Decisión 2010/787/UE de 10 de diciembre.....	112
5.2.2. Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE.....	113
5.2.3. Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018	113
5.2.4. Plataforma sobre las Regiones del Carbón en Transición	115
5.3. Actividad del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.....	116
6. ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	117
6.1. Investigación de hidrocarburos.....	119
6.2. Explotación de hidrocarburos	121
6.3. Producción interior de hidrocarburos	123
6.3.1. Petróleo	123
6.3.2. Gas natural	123
6.4. Almacenamiento subterráneo de gas natural	124
7. SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS	125
7.1. Sector del gas natural	127
7.1.1. Evolución de la demanda	127
7.1.2. Oferta de gas natural	128
7.1.3. Estructura empresarial del sector del gas natural	131
7.1.4. Infraestructuras	134
7.1.5. Normativa de carácter estatal	138
7.2. Sector de productos derivados del petróleo (hidrocarburos líquidos y GLP).....	140
7.2.1. Evolución de la demanda de productos petrolíferos.....	140
7.2.2. Oferta de petróleo. Importaciones de crudo.....	141
7.2.3. Estructura empresarial del sector de hidrocarburos líquidos.....	142
7.2.4. Estructura empresarial del sector de GLP	142
7.2.5. Refinerías e infraestructuras.....	143
7.2.6. Normativa	145
7.3. Régimen económico de los gases canalizados	146
7.3.1. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista.....	146
7.3.2. Gases licuados del petróleo	149

7.4.	Precios y cotizaciones de crudos y productos petrolíferos	152
7.4.1.	Cotizaciones de crudos y derivados.....	152
7.4.2.	Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea ...	153
7.4.3.	Evolución de precios de los hidrocarburos gaseosos	157
8.	ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	165
8.1.	Energías renovables	167
8.1.1.	Las energías renovables en 2017	167
8.1.2.	Progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables	172
8.1.3.	Otros aspectos relevantes	176
8.2.	Cogeneración	177
8.3.	Eficiencia energética	180
8.4.	Desarrollo normativo	180
8.4.1.	Energías Renovables	180
8.4.2.	Eficiencia Energética.....	190
9.	ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	201
9.1.	Emisiones de gases de efecto invernadero en España en 2017	203
9.2.	Hechos relevantes en el ámbito internacional	206
9.3.	Hechos relevantes en la Unión Europea	208
9.3.1.	Régimen de comercio de derechos de emisión.....	209
9.3.2.	Control de las emisiones de los sectores industriales	215
9.4.	Hechos relevantes en el ámbito nacional	217
9.4.1.	Control de las emisiones industriales.....	225
10.	LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO	227
10.1.	Desarrollo de la política española en I+D+i en energía	229
10.2.	Contexto europeo: Energy Union- Set-Plan	232
10.3.	Acciones de los agentes financiadores	236
10.3.1.	Agencia Estatal de Investigación	236
10.3.2.	Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)	246
10.4.	Ejecución de la investigación en el sector energético	251
10.4.1.	CIEMAT	251
10.4.2.	CENER	257
10.4.3.	Centro Nacional del Hidrógeno (CNH ₂)	264
10.4.4.	CEIDEN.....	269



INTRODUCCIÓN

La economía española continuó en 2017 la fase expansiva que venía registrando en los últimos años, con un crecimiento en volumen del PIB que fue del 3,0%, superior, como en los años anteriores, al de la zona euro (2,5%). Esta evolución se sustentó principalmente en la demanda nacional, en la que destacó el aumento del 4,8% en la formación bruta de capital fijo, aunque también la demanda exterior tuvo una contribución positiva al crecimiento del PIB.

El consumo de energía primaria o total en 2017 fue de 130.739 ktep, lo que representó un incremento de aproximadamente el 5% respecto al año anterior. Los principales determinantes de este crecimiento fueron los aumentos que se registraron en el caso del carbón, los productos petrolíferos y el gas natural, tal y como se detalla en el capítulo correspondiente de esta publicación.

La demanda de energía final, es decir, sin incluir la de los sectores transformadores de la energía, aumentó ligeramente por debajo del 2%, hasta situarse en 89.162 ktep. Este crecimiento, inferior al registrado en el PIB, refleja una continuidad en la tendencia a la reducción de la intensidad energética de la economía motivada por una ganancia global de eficiencia.

El objeto de este informe es recoger la evolución del sector energético en España durante 2017, analizando para ello los balances energéticos, las nuevas

disposiciones de ordenación del sector y los planes y programas de política energética aplicados.

El informe se estructura en diez capítulos. En el primero de ellos se expone la situación y perspectivas internacionales en los ámbitos de energía y clima en 2017. El segundo se centra en la estructura energética de España y en el análisis del consumo de energía primaria y de energía final. A continuación, se analizan los principales sectores energéticos: eléctrico, nuclear, carbón, hidrocarburos, gas natural y energías renovables y cogeneración. En cada caso se analizan la estructura del sector, las principales cifras registradas en 2017 y los objetivos y las líneas de la política energética desarrollada en relación con el mismo en dicho ejercicio. Finalmente, se recoge un capítulo específico sobre la relación entre energía y medio ambiente, en el que se hace referencia tanto al ámbito internacional como al europeo y al nacional, y un capítulo sobre la investigación y desarrollo en el sector energético, en el que se detallan las actuaciones llevadas a cabo en 2017 en distintas áreas.

El balance energético anual contenido en esta publicación es una de las operaciones estadísticas incluidas en el Programa anual 2018 del Plan Estadístico Nacional 2017-2020, aprobado por el Real Decreto 1043/2017, de 22 de diciembre. Asimismo, esta publicación forma parte del Programa editorial 2018 del Ministerio.

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA



Este primer capítulo del Libro se centra en los aspectos más relevantes de la energía y los mercados energéticos a nivel global desde el punto de vista de los organismos internacionales, así como las perspectivas futuras de acuerdo con los análisis efectuados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y otras instituciones y Organismos internacionales durante 2017. Asimismo, se incluyen novedades como la 23ª Conferencia de las Partes, en adelante COP 23, sobre cambio climático, así como las principales propuestas legislativas de la UE en materia de energía durante el último año.

1.1. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA

La Agencia Internacional de la Energía centró su informe anual «**World Energy Outlook (WEO) 2017**» en la transición energética y las repercusiones respecto al cambio climático.

Tras el éxito de la COP 21 y la entrada en vigor del Acuerdo de París en noviembre de 2016, las futuras acciones van a impactar en la transición energética hacia economías bajas en carbono. Ya hay señales de que la transición energética mundial está en marcha, pero todavía no al ritmo necesario para invertir de manera eficaz la tendencia de emisiones crecientes de dióxido de carbono (CO₂). Los países están en vías de lograr, y de superar en algunos casos, muchos de los objetivos fijados en sus compromisos del Acuerdo de París, los denominados contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (Intended Nationally Determined Contributions, INDC's). Sin embargo,

aunque esto es suficiente para reducir el aumento previsto de emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía, no basta para limitar el calentamiento a menos de 2 °C respecto de la era pre-industrial.

El denominado escenario de nuevas políticas (*New Policies Scenario*), ya contemplado en anteriores WEO, pero que el Acuerdo de París ha permitido actualizar, refleja la manera en que los gobiernos desarrollarían, individual o colectivamente, sus sectores de energía para las próximas décadas. Su punto de partida son las políticas y medidas que ya están en marcha, pero también tiene en cuenta, en todo o en parte, los objetivos, las metas y las intenciones que se han anunciado, aunque éstos todavía tienen que ser reafirmados en la normativa propia de cada país o región.

Aunque la demanda energética global aumenta más lentamente que en el pasado, todavía se prevé un aumento de un 30% hasta 2040, asociado a un crecimiento económico medio global del orden del 3,4% al año y a un aumento de población desde los 7.400 millones actuales hasta 9.000 millones en 2040 y con una creciente urbanización. En general, los países en desarrollo de Asia representan dos tercios del crecimiento energético mundial y el resto proviene principalmente de Oriente Medio, África y Latinoamérica.

Este aumento de la demanda energética tiende a satisfacerse de forma diferente a cómo se había venido haciendo en las últimas décadas, por lo que actualmente juegan un papel relevante los siguientes vectores energéticos:

1.1.1. Gas natural

De acuerdo con el WEO 2017, el gas natural crecería hasta representar un cuarto de la demanda energética global en 2040, convirtiéndose en el segundo combustible más importante del mix energético mundial después del petróleo. Entre los argumentos que explican este crecimiento del gas estaría el hecho de que en regiones ricas en recursos sustituye al petróleo, como por ejemplo en Estados Unidos, donde las numerosas reservas contribuirían a mantener una fuerte proporción de generación de electricidad a partir del gas hasta 2040, incluso sin políticas nacionales que limiten el uso de carbón. Sin embargo, el 80% del crecimiento previsto para la demanda de gas se registra en las economías en desarrollo, lideradas por China, India y otros países asiáticos, incluso considerando que gran parte del gas debe ser importado (por lo que los costes de transporte son considerables) y que a menudo no existe infraestructura, lo que parece apuntar que el gas encajaría adecuadamente con las prioridades políticas en la región, generando calor, electricidad y movilidad con menos emisiones de CO₂ y contaminantes que otros combustibles fósiles, y contribuyendo así a abordar las preocupaciones generalizadas sobre la calidad del aire.

Las tendencias indican que algunos países transitarían hacia formas más baratas que el gas para la nueva generación eléctrica hacia mediados de la década de 2020, lo que empujaría a las centrales de gas hacia un papel más orientado a garantizar el equilibrio del sistema eléctrico que a la generación eléctrica de base. En este sentido, las políticas sobre eficiencia también desempeñan un papel importante a la hora de restringir el consumo de gas: mientras la electri-

cidad generada con gas crecería en más de la mitad para 2040, el uso de gas para la generación eléctrica aumentaría sólo un tercio, debido a una mayor proporción de centrales altamente eficientes.

Por otra parte, está emergiendo un nuevo orden del gas, en el que el gas natural licuado (en adelante, GNL) estadounidense ayuda a acelerar el cambio hacia un mercado mundial, más líquido y flexible. Garantizar que el gas siga siendo asequible y seguro, más allá del período actual de abundante suministro y precios más bajos, es crítico para sus perspectivas a largo plazo. El GNL representa casi el 90% del crecimiento previsto del comercio de gas a larga distancia para 2040.

La transformación de los mercados del gas se ve también potenciada por la liberalización de los mercados en Japón y otras economías asiáticas y por la implantación y afianzamiento de grandes empresas. Están apareciendo nuevos compradores, a menudo a menor escala: el número de países importadores de GNL ha aumentado desde 15 en 2005 hasta 40 en la actualidad. El suministro de gas también se vuelve más diverso: el número de ubicaciones de plantas de licuefacción en todo el mundo se duplicaría para 2040 y las principales adiciones procederían de Estados Unidos y Australia, seguidos de Rusia, Qatar, Mozambique y Canadá. La formación de precios se basa cada vez más en la competencia entre las distintas fuentes de gas, más que en la indexación al petróleo.

1.1.2. Renovables

Las fuentes de energía renovables satisfacen el 40% del aumento de la demanda primaria y su



crecimiento en el sector eléctrico. Desde el año 2000, la potencia de generación de electricidad con carbón ha aumentado en casi 900 GW, pero los aumentos netos de aquí a 2040 ascienden sólo a 400 GW, correspondiendo gran parte a centrales ya en construcción. Las renovables recogen dos tercios de las inversiones mundiales en centrales eléctricas ya que, para muchos países, se convierten en la fuente de nueva generación más económica. Por ejemplo, China e India lideran el rápido crecimiento de la solar fotovoltaica (FV).

En la Unión Europea, las renovables representan el 80% de la nueva potencia y la energía eólica se convertiría en la principal fuente de electricidad a partir de 2030 debido a un fuerte crecimiento, tanto en eólica terrestre como en marina. Las políticas de apoyo a la electricidad renovable continúan en todo el mundo, imponiéndose cada vez más el modelo de las subastas competitivas en lugar de las tarifas reguladas.

El crecimiento de las renovables no se limita al sector eléctrico; el uso directo de renovables para suministrar calor y movilidad en todo el mundo también se duplica, si bien la referencia de base es baja.

1.1.3. Electricidad

La electricidad es la potencia creciente entre los usos finales de la energía en todo el mundo, representando el 40% del aumento del consumo final en 2040, la misma proporción de crecimiento que ha alcanzado el petróleo durante los últimos veinticinco años. Los sistemas de motores eléc-

tricos industriales representan un tercio del aumento de la demanda eléctrica en el escenario de nuevas políticas.

La electricidad gana terreno en el suministro de calor y movilidad y sigue creciendo en sus ámbitos tradicionales, lo que contribuye a aumentar su proporción en el consumo final hasta casi un cuarto. De hecho, la magnitud de las futuras necesidades de electricidad y el reto de eliminar las emisiones de CO₂ en el suministro eléctrico ayudan a explicar por qué, por primera vez, la inversión mundial en electricidad rebasó la inversión en petróleo y gas en 2016 y por qué la seguridad eléctrica está claramente escalando puestos entre las prioridades políticas.

El WEO señala la importancia creciente de la flexibilidad del sistema eléctrico apoyada en la digitalización, a medida que aumenta la aportación de las energías renovables.

1.1.4. Petróleo

El petróleo seguirá siendo preponderante en la matriz energética hasta mediados de la década de 2020. En el escenario de nuevas políticas, el crecimiento de la demanda de petróleo se mantiene, llegando hasta los 105 millones de barriles diarios de petróleo (mbdp) en 2040, aunque luego disminuye notablemente a medida que el aumento de la eficiencia y la sustitución de combustibles reducen el consumo de petróleo en vehículos de pasajeros.

La mayor fuente de crecimiento es el uso de petróleo para fabricar productos petroquímicos,

seguido de cerca por un consumo creciente para la aviación y para el transporte marítimo. Una vez que el petróleo de formaciones compactas estadounidense se estanque a finales de la década de 2020 y que la producción de los países no pertenecientes a la OPEP retroceda, el mercado dependerá cada vez más de Oriente Medio. Se necesita una inversión permanente a gran escala tanto para desarrollar los nuevos yacimientos hasta 2040, como para compensar las disminuciones en los yacimientos existentes para satisfacer el aumento de la demanda.

1.1.5. Carbón

Los principales responsables del consumo de carbón son la generación eléctrica (62%) y la industria (32%), especialmente la producción de acero y cemento. El porcentaje de uso de carbón en el sector de energía caería dos puntos porcentuales, mientras que el de la industria aumentaría un 37% en 2040. En la generación de electricidad, representa el 37% de la potencia del mundo, pero este porcentaje disminuiría alrededor de un cuarto en 2040.

1.1.6. Acceso universal a la energía

El acceso universal a la electricidad todavía está lejos de convertirse en realidad, aunque hay algunas señales positivas: más de 100 millones de personas al año han conseguido acceso a la electricidad desde 2012, frente a los aproximadamente 60 millones al año entre 2000 y 2012. Sin embargo, a pesar de este impulso, en el escenario de

nuevas políticas cerca de 675 millones de personas seguirían sin tener acceso a la electricidad en 2030 (frente a los 1.100 millones actuales) y 2.300 millones seguirían dependiendo de la biomasa, el carbón o el queroseno para cocinar (frente a los 2.800 millones actuales).

1.1.7. Contaminación del aire y emisiones de gases de efecto invernadero

La atención política a la calidad del aire va en aumento y aunque las emisiones mundiales de todos los principales contaminantes disminuyen en las previsiones, sus impactos en la salud siguen siendo graves. Las muertes prematuras a escala mundial debidas a la contaminación del aire exterior aumentarían desde los 3 millones actuales hasta más de 4 millones en 2040 en el escenario de nuevas políticas, a pesar de las tecnologías de control de la contaminación y las tecnologías sin combustión.

Aunque las emisiones mundiales de CO₂ relacionadas con la energía se mantuvieron estables durante tres años, en 2017 subieron un 2% y, en el escenario de nuevas políticas, aumentarían ligeramente hasta 2040 (hasta alcanzar las 35,7 gigatoneladas (Gt)). Las emisiones mundiales del sector eléctrico se limitarían a un aumento del 5% de aquí a 2040, con un aumento de la demanda de electricidad de un 60% y el PIB mundial en un 125%. Las emisiones procedentes de la industria experimentarían un aumento del 20%.

Este escenario parte de un conjunto de resultados deseados y analiza qué sería necesario para



lograrlos. Para lograr tales resultados es esencial alcanzar pronto un punto máximo de emisiones de CO₂, seguido de un rápido descenso, en coherencia con el Acuerdo de París. Las renovables y la eficiencia serían los mecanismos fundamentales para llevar adelante la transición de bajas emisiones de CO₂ y reducir las emisiones contaminantes. Es esencial tener en cuenta las interrelaciones entre ambas y alinear los marcos de las políticas y los mercados, sobre todo en el sector residencial, para garantizar resultados rentables.

1.2. IRENA

El análisis de la Agencia Internacional para las Energías Renovables (IRENA) sobre la evolución de las energías renovables durante 2017 es el siguiente:

- El uso de energías renovables es la principal elección de gobiernos de todo el mundo para mejorar el acceso a un sistema fiable de fuentes más limpias de servicios energéticos modernos. Más de 170 países han establecido objetivos de energía renovable y casi 150 tienen políticas promulgadas para catalizar inversiones en tecnologías de energía renovable. Muchos están buscando asociarse con un sector privado cada vez más activo.
- Destaca la creciente madurez del mercado de las energías renovables, junto con avances tecnológicos y refinamiento de la política, lo que proporciona una oportunidad de desarrollo energético sostenible. Se ha establecido la

base para acelerar la transición energética global, pero deben identificarse los compromisos, las inversiones adicionales catalizadas y tecnológicas, mejorar la eficiencia y reducir aún más los costes.

- De acuerdo con casi todas las medidas, la energía renovable está ganando terreno. Hoy, uno de cada cinco unidades de energía entregadas a los consumidores proviene de fuentes renovables. Desde 2012, la nueva capacidad de generación de energía renovable está superando a la de energía convencional: el 61% de toda la nueva capacidad de generación agregada en el mundo era de origen renovable en 2015.
- Más allá del sector eléctrico, se debe poner más énfasis en el uso de energía renovable para calefacción y refrigeración en edificios e industria y para el transporte. La creciente inclusión de energías renovables en todos los usos finales se basará en un entorno propicio centrado en las dimensiones clave de la política, las finanzas e inversión, tecnología y acceso a la energía.

1.3. G20

En diciembre de 2016 Alemania asumió la presidencia del G20 hasta diciembre de 2017. Si bien en el marco del G20, las cuestiones relativas a la agenda energética se habían venido discutiendo en el Grupo de Trabajo para la Sostenibilidad Energética (ESWG), Alemania decidió crear un nuevo grupo, el Grupo de Trabajo sobre Sostenibilidad (*Sustainable Working Group*, SWG) en el que

se celebrarían sesiones conjuntas de los grupos de Energía y un nuevo Grupo de Clima, el grupo de trabajo de sostenibilidad climática (*Climate Sustainability Working Group*).

Sobre la base de este esquema de trabajo se celebraron tres reuniones del SGW en Munich, Berlín y Hamburgo, en las que, como parte de la agenda energética, se abordaron como temas prioritarios el acceso universal a la energía, la contribución al despliegue de las energías renovables y la eficiencia energética. Dado que no estaba prevista la celebración de ninguna reunión ministerial de energía, los esfuerzos de la presidencia se centraron en la aprobación del plan de acción climática y energética para el crecimiento del G20 (*G20 Action Plan on Climate and Energy for Growth*). En su versión final el Plan incluía los siguientes apartados que incorporaban propuestas de acción a nivel del G20 en cada uno de ellos: contribuciones nacionales determinadas, desarrollo de estrategias a largo plazo para la reducción de emisiones, marcos seguros y predecibles para la transición del sector energético, promoción de la eficiencia energética, despliegue de las energías renovables y otras fuentes de energía sostenibles; acceso universal a servicios energéticos modernos y sostenibles, mejora de la resiliencia climática y los esfuerzos de adaptación, alineamiento de los flujos financieros (incluyendo el papel de los bancos multilaterales de desarrollo), eliminación gradual de las subvenciones ineficientes a los combustibles fósiles que incentivan el consumo irresponsable y acciones globales y procesos de transformación en otros foros (y su interacción con el G20).

1.4. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UpM)

En la Conferencia de Alto Nivel de Roma en noviembre de 2014 se propuso la creación de tres plataformas (Gas, Mercado eléctrico y Renovables y Eficiencia) con el objetivo de organizar y respaldar el diálogo entre los miembros de UpM, instituciones financieras, expertos, organizaciones regionales y la industria. El proceso fue refrendado en la reunión de altos funcionarios (*Senior Officials Meeting*) de la UpM en marzo de 2015. Sobre esta base, durante los años 2015-2016 se negociaron los términos de referencia de las respectivas plataformas, se procedió a su lanzamiento y, posteriormente, se aprobaron los programas de trabajo 2016-2017 durante la reunión ministerial de la UpM celebrada el 1 de diciembre de 2016.

En mayo de 2017, con objeto de la celebración de una reunión de alto nivel sobre eficiencia energética, se presentó informalmente una versión actualizada de los programas de trabajo, en las que se incluían actividades adicionales. En concreto:

- Programa de trabajo de la Plataforma de Gas: incluye la celebración de una serie de eventos y la realización de estudios temáticos con sus correspondientes entregables. Estos estudios temáticos se dividen en tres áreas: Oferta y demanda de gas natural, Infraestructuras y temas transversales (el papel del marco regulatorio e institucional para promover el comercio gasista y condiciones para la creación de un mercado organizado de contratación de gas).



- Programa de trabajo de la Plataforma de Mercado Eléctrico Regional: se centra en cuatro pilares: análisis de las estructuras de mercado existentes y evaluación del nivel de apertura de los mercados, coordinación del desarrollo de infraestructuras con el objeto de establecer una visión compartida sobre las mismas, promover e incentivar que el marco regulatorio en la región sea transparente, estable y armonizado, en particular en cuanto a las reglas técnicas y los códigos de red e identificar e implementar proyectos piloto sub-regionales para la integración de los sistemas y de los mercados entre los miembros de la UpM.
- Programa de trabajo de la Plataforma de Renovables y Eficiencia: se centra en los aspectos institucionales y normativos fundamentales para el despliegue de energías renovables y la eficiencia energética en la región EuroMediterránea, la financiación de las energías renovables y la eficiencia, la promoción de la participación de las autoridades locales (sobre una base voluntaria), la cooperación técnica para la armonización de normas, códigos y mecanismos de certificación, la mejora del intercambio de datos a nivel regional y el fomento de las capacidades.

1.5. CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA

Si bien un total de 169 países más la UE ratificaron el Acuerdo de París, algunos países se han mantenido al margen del Acuerdo: además del anuncio de retirada de Estados Unidos (que contribuye con una tasa del 17,89% de las emisiones mundia-

les de gases de efecto invernadero), hay otra serie de países, algunos con tasas relevantes de emisiones, que aún no lo han ratificado, como Rusia, (7,53%), Irán (1,30%) y Turquía (1,24%), además de otros países menos relevantes¹. En el caso de España, el proceso de ratificación, concluido en 2017, se resume a continuación:

Tras la firma del Acuerdo de París en la COP 21, la Comisión Europea presentó, el 10 de junio de 2016, la propuesta COM(2016) 395: Decisión del Consejo relativa a la celebración, en nombre de la Unión Europea, del Acuerdo de París aprobado en virtud de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. El Consejo de Ministros de Medio Ambiente de 30 de septiembre de 2016 acordó la ratificación del Acuerdo de París para combatir el cambio climático por el conjunto de la Unión Europea, y el 4 de octubre de 2016 tuvo lugar la aprobación por el Parlamento Europeo. La ratificación oficial, mediante el depósito del instrumento de ratificación, tuvo lugar finalmente el 4 de noviembre de 2016 en la sede de las NN.UU. España ha depositado el instrumento de ratificación el 11 de febrero de 2017.

1.5.1. Desarrollo de la COP 23 de Bonn

Las negociaciones de la COP 21 de París en diciembre de 2015 iban orientadas a la asunción del

¹ Entre los países que aún no lo han ratificado figuran: Angola, Burundi, Colombia, Eritrea, Guinea-Bissau, Guinea Ecuatorial, Iraq, Kuwait, Kirguistán, Libano, Liberia, Libia, Macedonia, Montenegro, Mozambique, Omán, República Democrática del Congo, San Marino, Sudán del Sur, Surinam, Siria, Tanzania y Yemen.

compromiso de no incrementar temperatura global más de 2 °C en el horizonte 2100. No obstante, según los primeros resultados a partir de los compromisos de los países firmantes, contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (INDC's), sólo se podría limitar el crecimiento de las temperaturas hasta los 2,7 °C, por tanto, de manera insuficiente respecto del objetivo de los 2 °C.

Tras la COP 22 de Marrakech en 2016, del 6 al 17 de noviembre de 2017 tuvo lugar en Bonn la vigésimo tercera Conferencia de las Partes de la CMNUCC (Convención marco de las Naciones Unidas sobre el cambio climático) (COP23).

Entre los objetivos de esta cumbre (avanzar en el desarrollo de las reglas del Acuerdo de París y establecer un proceso para evaluar el progreso de la acción climática que permita a los países aumentar la ambición de sus compromisos en 2020), la denominada «agenda de vulnerabilidad» ha sido prioritaria.

1.6. NORMATIVA DE LA UNIÓN EUROPEA EN MATERIA DE ENERGÍA

Cabe destacar la siguiente actividad legislativa en la Unión Europea durante 2017:

1.6.1. Paquete «Energía limpia para todos los europeos»

La UE está desarrollando desde hace años el entorno necesario para la transición a una economía baja en carbono. El **Consejo Europeo de octubre**

de 2014 acordó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030 estableciendo un ambicioso objetivo interno aplicable al conjunto de la economía de reducir en al menos el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030. El **Acuerdo de París en 2015** confirmó el enfoque de la UE. La aplicación del marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030 acordado por el Consejo Europeo es una prioridad en la actuación derivada del Acuerdo de París.

En este contexto, el 30 de noviembre de 2016 la Comisión Europea presentó el **Paquete «Energía limpia para todos los europeos»** que incluye una serie de propuestas legislativas con los elementos necesarios para una aplicación plena del marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030, en particular en el ámbito de la eficiencia energética y las energías renovables. El paquete de medidas propuesto por la Comisión tenía inicialmente como objetivos reducir al menos un **40% las emisiones** contaminantes respecto a 1990, elevar la cuota de **renovables por encima del 27%** para 2030 y mejorar en un **30% de la eficiencia energética** para el mismo horizonte, sin considerar un reparto específico por países, además de seguir estableciendo medidas para el desarrollo del mercado interior europeo de la energía. La Comisión estimaba que se deberían movilizar **177.000 millones de euros anuales de inversión pública** y privada a partir de 2021; se generaría un incremento del PIB del 1% durante la próxima década; se reduciría la factura energética en 30.000 millones de euros anuales, con un ahorro acumulado de 300.000 millones de euros en 2030. Este paquete incluye las siguientes pro-



puestas legislativas, que han estado en negociación tanto en el Consejo como en el Parlamento Europeo durante 2017:

- **Propuesta de Reglamento de Gobernanza de la Unión Energética**

– Este Reglamento establece un mecanismo de gobernanza con objeto de aplicar estrategias y medidas diseñadas para cumplir los objetivos y metas de la Unión de la Energía y, en particular, en lo que respecta al primer período decenal de 2021 a 2030, las metas de la UE para 2030 en materia de energía y clima, así como garantizar la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada por la Unión y sus Estados miembros a la Secretaría de la CMNUCC y del Acuerdo de París. El mecanismo de gobernanza se basará en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIECs), que abarcarán períodos decenales, con inicio en el período de 2021 a 2030, los informes de situación nacionales integrados de energía y clima correspondientes elaborados por los Estados miembros, y las disposiciones de seguimiento integrado por parte de la Comisión Europea. Cada PNIEC debe reflejar los objetivos, metas y trayectorias para cada una de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, que cada Estado miembro define para sí. Para ello, debe tener en cuenta la consecución de los objetivos marcados a nivel comunitario, así como recoger las políticas y medidas para alcanzar el cumplimiento de los compromisos. Las cinco dimensiones de la Unión de la Energía son:

- Descarbonización, incluidas las energías renovables

- Eficiencia energética
- Seguridad energética
- Mercado interior de la energía
- Investigación, innovación y competitividad.

El Reglamento definirá un proceso iterativo estructurado entre la Comisión y los Estados miembros con vistas a la finalización de los planes nacionales y su posterior aplicación, que incluirá la cooperación regional. Igualmente, establece la obligación de elaborar estrategias nacionales a largo plazo, 2050.

- **Propuesta de Directiva de Eficiencia Energética**

- Establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión Europea a fin de asegurar la consecución de los objetivos principales de eficiencia energética de la Unión de un 20% de ahorro para 2020, y sus objetivos principales vinculantes de eficiencia energética de un 30% para 2030, y prepara el camino para mejoras ulteriores de eficiencia energética más allá de esos años. Establece normas destinadas a eliminar barreras en el mercado de la energía y a superar deficiencias del mercado que obstaculizan la eficiencia en el abastecimiento y el consumo de energía, y dispone el establecimiento de contribuciones y objetivos orientativos nacionales de eficiencia energética para 2020 y 2030.

- **Propuesta de Directiva de Eficiencia Energética de Edificios**

– Esta Directiva revisa la legislación sobre eficiencia energética mediante una nueva evaluación del objetivo de eficiencia energética de la UE para 2030, en respuesta a la petición del Consejo Europeo en 2014 y una



revisión de los artículos fundamentales de la Directiva relativa a la eficiencia energética y de la Directiva relativa a la eficiencia energética de los edificios.

- **Propuesta de Directiva de Renovables** - Esta Directiva establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Fija un objetivo vinculante para la UE en relación con la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía en 2030. Establece también normas relativas a las ayudas financieras a la electricidad obtenida de fuentes renovables, el autoconsumo de electricidad renovable, y el uso de energías renovables en los sectores de la calefacción y la refrigeración y del transporte, la cooperación regional entre Estados miembros y con terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos, la información y la formación. Define criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para los biocarburantes, y biolíquidos y combustibles de biomasa.
- **Propuesta de Directiva de Electricidad** - La Directiva establece normas comunes en materia de generación, transporte, distribución, almacenamiento y suministro de electricidad, así como normas relativas a la protección de los consumidores, con vistas a la creación de mercados de la electricidad en la Unión competitivos, realmente integrados, centrados en el consumidor y flexibles. Aprovechando las ventajas de un mercado integrado, la Directiva pretende garantizar unos precios de la energía asequi-
- bles para los consumidores, un grado elevado de seguridad de suministro y una suave transición hacia un sistema energético sin emisiones de carbono. Define las normas fundamentales relativas a la organización y funcionamiento del sector europeo de la electricidad, en particular normas sobre la capacitación y la protección de los consumidores, sobre el acceso abierto al mercado integrado, sobre el acceso de terceras partes a las infraestructuras de transporte y distribución, normas en materia de separación y normas aplicables a los reguladores nacionales independientes de la energía.
- **Propuesta de Reglamento de Electricidad** - El objetivo del Reglamento es establecer los principios fundamentales para el funcionamiento correcto y la integración de los mercados de la electricidad que permitan un acceso al mercado no discriminatorio a todos los proveedores de recursos y clientes, capaciten a los consumidores de electricidad, faciliten la agregación de la demanda distribuida y el suministro y contribuyan a la descarbonización de la economía, permitiendo una integración de los mercados y una remuneración basada en el mercado de la electricidad generada a partir de fuentes renovables, así como establecer normas equitativas para el comercio transfronterizo de electricidad, impulsando así la competencia en el mercado interior de la electricidad teniendo en cuenta las particularidades de los mercados nacionales y regionales.
- **Propuesta de Reglamento para el funcionamiento de ACER** - Este Reglamento establece las normas para el funcionamiento de la Agen-



cia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). La Agencia tendrá como objetivo asistir a las autoridades nacionales reguladoras en materia de electricidad y de gas.

- **Propuesta de Reglamento de Preparación de Riesgos en el sector eléctrico** - Establece normas relativas a la cooperación entre los Estados miembros con vistas a prevenir las crisis de electricidad, prepararse para ellas y gestionarlas bajo los principios de solidaridad y de transparencia y teniendo en cuenta las exigencias de un mercado interior de la electricidad competitivo.

1.6.2. Otras propuestas legislativas de la Unión Europea

- **Reglamento de Etiquetado Energético** - La necesidad de una nueva regulación para el etiquetado energético de determinados electrodomésticos se debe a la necesidad de actualizar el marco establecido en la Directiva 2010/30/UE para mejorar su eficacia. Se consideró que era necesario establecer una única escala de etiquetado energético que incluye 7 clases, desde la clase A a la G, siendo la clase A la más eficiente. Se crea además una base de datos que, aunque implica más obligaciones para los proveedores de los productos, facilitará una serie de datos de todos los productos con etiqueta energética.

Los productos etiquetados hasta la fecha son: frigoríficos, congeladores, frigocongeladores,

frigoríficos-bodega, lavadoras, lavasecadoras, lavavajillas, secadoras domésticas, hornos domésticos (eléctricos y a gas), campanas extractoras, lámparas de iluminación domésticas y pantallas de estas lámparas (luminarias), incluso balastos electrónicos, aparatos de aire acondicionado doméstico (< 12 kW) y sus combinados, bombas de calor y similares, televisores, aparatos de calefacción, aspiradoras, calentadores de agua (ACS), armarios refrigeradores profesionales (excluidos los de supermercados, venta al público,...), etiquetado en internet, estufas y aparatos de calefacción local, calderas de biomasa y otros combinados, unidades domésticas de ventilación, y neumáticos (con su propio Reglamento).

El 28 de julio de 2017 se publicó en el DOUE el nuevo **Reglamento (UE) 2017/1369** del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece un marco para el Etiquetado Energético y se deroga la **Directiva 2010/30/UE**. Su fecha de entrada en vigor es el 1 de agosto de 2017 aunque se aplicará de manera progresiva hasta 2030. Así, desde el 1 de agosto de 2017, cada vez que se tenga que revisar el etiquetado de un tipo de aparato, se le asignará una de las 7 clases de consumo de energía establecidas. El nuevo reglamento establece que, como muy tarde, todos los productos deberán ser re-etiquetados según este sistema antes del 2 de agosto de 2030.

- **Propuesta de revisión de la Directiva de gas**

El 17 de noviembre de 2017 la Comisión Europea presentó una propuesta legislativa por la

que se pretende **revisar la Directiva 2009/73/CE**, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. Dado que la UE depende en gran parte de las importaciones de gas de terceros países y el gas se transporta fundamentalmente a través de gasoductos, la interconexión de las redes de gas de los Estados miembros y el acceso no discriminatorio a esas redes constituyen la base para que el mercado interior europeo funcione con eficacia, y es un requisito previo para el suministro de gas en caso de emergencia, tanto entre Estados miembros como con terceros países vecinos.

Sin embargo, la Directiva 2009/73/CE actualmente vigente no establece de manera explí-

cita un marco legal aplicable a los gasoductos con destino y procedencia en terceros países. Como resultado, las normas que se aplican a los gasoductos que conectan dos o más Estados miembros no son aplicables actualmente a los gasoductos que entran en el territorio de la UE. Por tanto, resulta necesaria la acción legislativa para definir y precisar de manera explícita y coherente el marco regulador aplicable a todos los gasoductos con destino y procedencia en terceros países. Con las modificaciones introducidas en esta nueva propuesta legislativa, la Directiva de gas pasará a ser plenamente aplicable a los gasoductos con destino y procedencia en terceros países, tanto existentes como futuros, hasta la frontera de la jurisdicción de la UE.

2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA

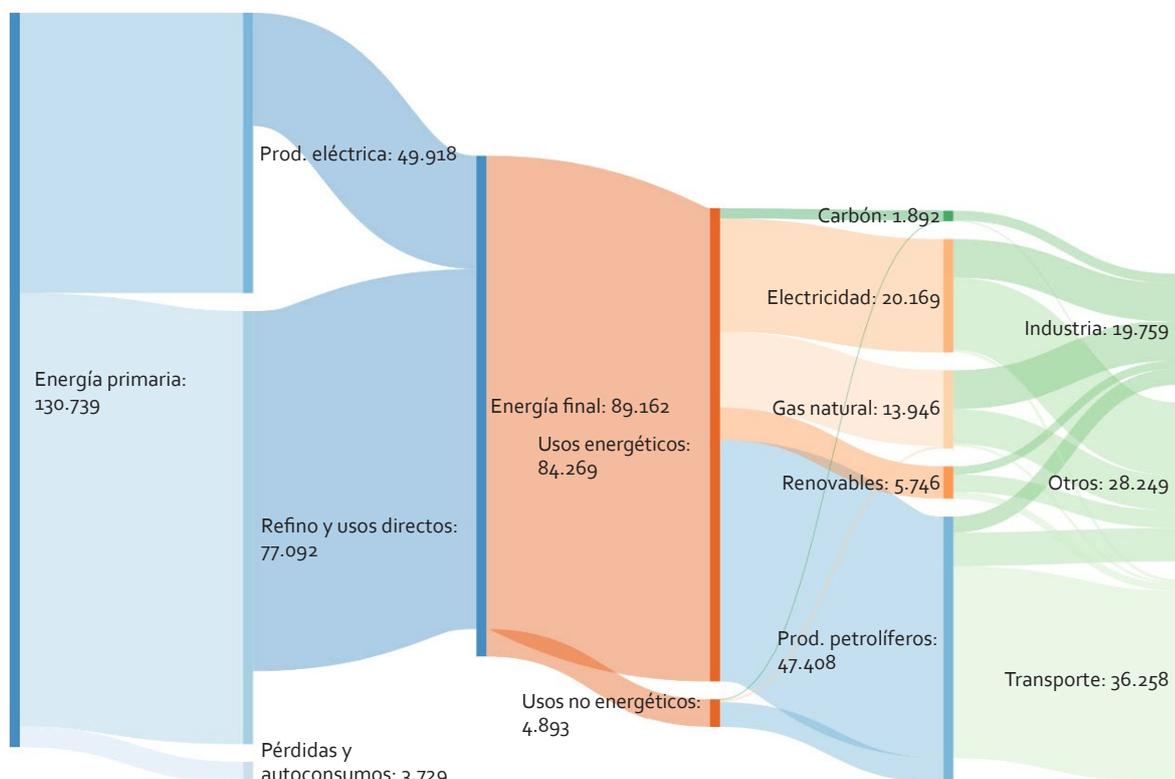


2.1. INTRODUCCIÓN

La energía primaria comprende todas las formas de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada, mientras que la energía final es aquella que va destinada a usos directos, por ejemplo, en forma de electricidad o calor. Para expresar la transformación entre ambas formas energéticas desde sus formas primarias hasta los usos finales se utiliza el diagrama Sankey, que es una representación de flujo en el que el ancho de las flechas representa la cantidad de energía, y que representa estos procesos de transformación y las pérdidas asociadas a los mismos.

En la figura 2.1 se presenta el diagrama Sankey de la estructura energética española para 2017. En él puede apreciarse la energía primaria consumida, 130.739 ktep. Esta energía se bifurca en los procesos de transformación en energía final, 89.162 ktep, a través del sistema de generación eléctrica y el refino y usos directos, desglosando también las pérdidas y autoconsumos, así como la energía invertida en los procesos de transformación. A su derecha, puede observarse la desagregación de energía final por fuente. Finalmente, se representa el uso de energía final por sectores, como la suma de las desagregaciones de cada fuente energética. El sector «Otros» engloba residencial y servicios, así como agricultura y pesca.

FIGURA 2.1. DIAGRAMA SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA. CIFRAS EN KTEP. RENOVABLES INCLUYE ENERGÍAS RENOVABLES Y RESIDUOS



FUENTE: MITECO.

2.2. ENERGÍA PRIMARIA

2.2.1. Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España durante 2017 fue de 130.739 ktep (tabla 2.1 y figuras 2.2 y 2.3), lo que supuso un aumento del 5,3% respecto al año anterior. Este crecimiento tiene su explica-

ción en la baja producción eléctrica hidráulica de 2017, que fue un 48,4% inferior al año anterior. Esta energía eléctrica hidráulica, cuya contabilización en energía primaria, por convención internacional, es 1 a 1, fue sustituida por energía eléctrica generada a partir de combustibles, cuya contabilización en energía primaria tiene en cuenta la eficiencia en la transformación de estos combustibles.

TABLA 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

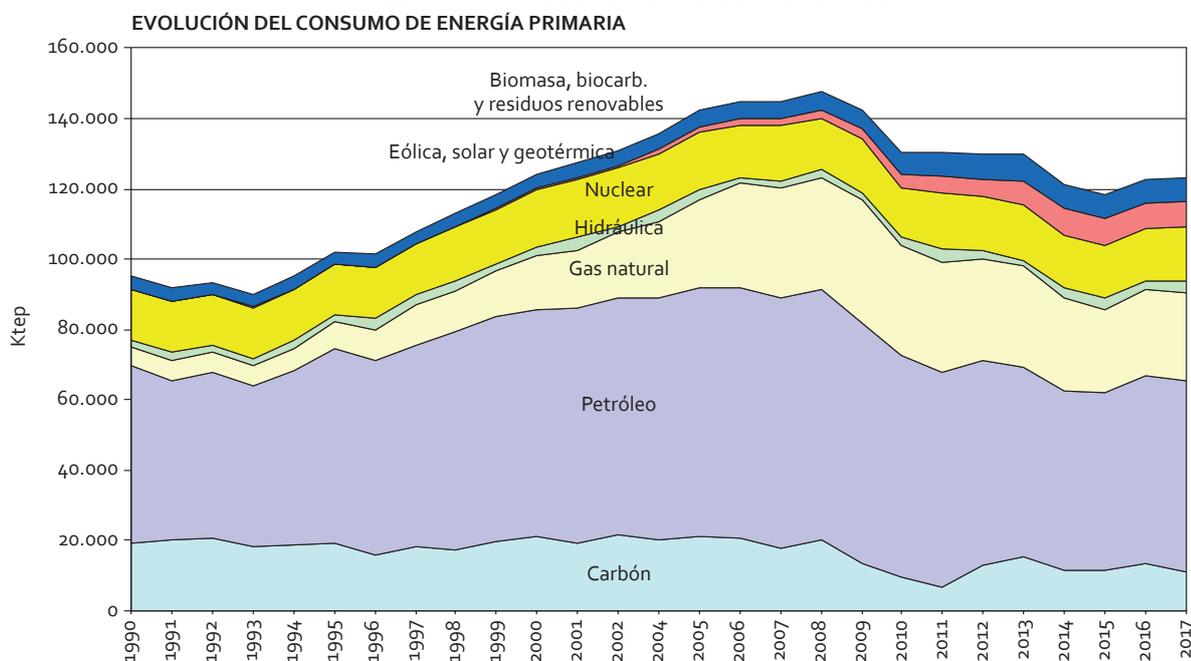
	Carbón		Petróleo		Gas natural		Nuclear		Hidráulica		Eólica, Solar y Geotérmica		Biomasa, biocarb. y residuos renovables		Residuos no renovables		Saldo eléctrico (1)		TOTAL
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.
1990	19.212	20,2%	50.643	53,2%	4.969	5,2%	14.143	14,9%	2.190	2,3%	5	0,0%	4.006	4,2%	41	0,0%	-36	-0,0%	95.173
1991	19.999	21,8%	45.440	49,6%	5.598	6,1%	14.484	15,8%	2.343	2,6%	6	0,0%	3.764	4,1%	41	0,0%	-58	-0,1%	91.617
1992	20.404	21,8%	47.486	50,8%	5.854	6,3%	14.537	15,6%	1.627	1,7%	14	0,0%	3.447	3,7%	43	0,0%	55	0,1%	93.467
1993	18.354	20,4%	45.509	50,6%	5.742	6,4%	14.610	16,2%	2.100	2,3%	15	0,0%	3.457	3,8%	43	0,0%	109	0,1%	89.939
1994	18.922	19,9%	49.450	51,9%	6.296	6,6%	14.415	15,1%	2.428	2,5%	44	0,0%	3.486	3,7%	58	0,1%	160	0,2%	95.258
1995	18.967	18,5%	55.481	54,1%	7.721	7,5%	14.452	14,1%	1.985	1,9%	53	0,1%	3.469	3,4%	94	0,1%	386	0,4%	102.607
1996	16.027	15,8%	54.919	54,1%	8.641	8,5%	14.680	14,5%	3.422	3,4%	62	0,1%	3.501	3,5%	106	0,1%	91	0,1%	101.448
1997	18.355	17,0%	57.256	53,1%	11.306	10,5%	14.411	13,4%	2.989	2,8%	92	0,1%	3.563	3,3%	97	0,1%	-264	-0,2%	107.804
1998	17.491	15,4%	61.625	54,4%	11.607	10,2%	15.374	13,6%	2.923	2,6%	147	0,1%	3.712	3,3%	93	0,1%	293	0,3%	113.264
1999	19.603	16,5%	63.929	53,8%	13.287	11,2%	15.337	12,9%	1.963	1,7%	271	0,2%	3.794	3,2%	99	0,1%	492	0,4%	118.775
2000	20.936	16,8%	64.875	52,1%	15.216	12,2%	16.211	13,0%	2.430	2,0%	445	0,4%	3.940	3,2%	115	0,1%	382	0,3%	124.551
2001	19.168	15,0%	67.004	52,4%	16.397	12,8%	16.603	13,0%	3.516	2,8%	624	0,5%	4.016	3,1%	139	0,1%	297	0,2%	127.764
2002	21.598	16,4%	67.206	51,1%	18.748	14,3%	16.422	12,5%	1.825	1,4%	851	0,6%	4.217	3,2%	97	0,1%	458	0,3%	131.423
2003	20.129	14,8%	69.008	50,7%	21.349	15,7%	16.125	11,9%	3.482	2,6%	1.092	0,8%	4.622	3,4%	114	0,1%	109	0,1%	136.029
2004	21.049	14,8%	70.838	49,8%	25.167	17,7%	16.576	11,6%	2.673	1,9%	1.414	1,0%	4.729	3,3%	122	0,1%	-260	-0,2%	142.307
2005	20.513	14,1%	71.241	49,1%	29.838	20,6%	14.995	10,3%	1.582	1,1%	1.893	1,3%	4.922	3,4%	189	0,1%	-115	-0,1%	145.058
2006	17.908	12,4%	70.937	49,0%	31.227	21,6%	15.669	10,8%	2.232	1,5%	2.095	1,4%	4.836	3,3%	252	0,2%	-282	-0,2%	144.875
2007	19.970	13,6%	71.430	48,5%	31.778	21,6%	14.360	9,7%	2.349	1,6%	2.518	1,7%	5.141	3,5%	309	0,2%	-495	-0,3%	147.359
2008	13.267	9,3%	68.506	48,3%	34.903	24,6%	15.369	10,8%	2.009	1,4%	3.193	2,2%	5.350	3,8%	328	0,2%	-949	-0,7%	141.976
2009	9.316	7,2%	63.473	48,8%	31.219	24,0%	13.750	10,6%	2.271	1,7%	4.002	3,1%	6.324	4,9%	319	0,2%	-697	-0,5%	129.978
2010	6.800	5,2%	61.160	47,1%	31.123	24,0%	16.155	12,4%	3.638	2,8%	4.858	3,7%	6.579	5,1%	174	0,1%	-717	-0,6%	129.771
2011	12.691	9,8%	58.372	45,1%	28.930	22,3%	15.042	11,6%	2.631	2,0%	5.061	3,9%	7.168	5,5%	195	0,2%	-524	-0,4%	129.565
2012	15.331	11,9%	53.978	41,8%	28.569	22,1%	16.019	12,4%	1.767	1,4%	6.679	5,2%	7.716	6,0%	176	0,1%	-963	-0,7%	129.271
2013	11.348	9,4%	51.318	42,4%	26.158	21,6%	14.783	12,2%	3.170	2,6%	7.632	6,3%	6.969	5,8%	200	0,2%	-581	-0,5%	120.997
2014	11.639	9,8%	50.447	42,6%	23.662	20,0%	14.934	12,6%	3.369	2,8%	7.599	6,4%	6.828	5,8%	204	0,2%	-293	-0,2%	118.389
2015	13.583	11,0%	53.045	43,2%	24.538	20,0%	14.903	12,1%	2.420	2,0%	7.444	6,1%	6.756	5,5%	252	0,2%	-11	-0,0%	122.930
2016	10.798	8,7%	54.747	44,1%	25.040	20,2%	15.273	12,3%	3.129	2,5%	7.402	6,0%	6.923	5,6%	235	0,2%	659	0,5%	124.205
2017	12.821	9,8%	57.969	44,3%	27.274	20,9%	15.119	11,6%	1.615	1,2%	7.591	5,8%	7.303	5,6%	260	0,2%	788	0,6%	130.739

(1) Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

FUENTE: MITECO.



FIGURA 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA



Por fuentes de energía, el consumo de carbón aumentó hasta los 12.821 ktep, lo que supuso un incremento del 18,7% con respecto a 2016. El motivo principal es el aumento del uso de carbón para producción eléctrica, debido a que fue un año especialmente seco.

Los productos petrolíferos y el gas natural también aumentaron, hasta alcanzar unos consumos de 57.969 ktep y 27.274 ktep, respectivamente. Esto supuso un incremento porcentual con respecto a 2016 de 5,9% para productos petrolíferos y de 8,9% para gas natural. En el caso de los productos petrolíferos, además de en el sector eléctrico, los mayores incrementos de consumo se produjeron en el sector transporte y en el sector servicios. El gas natural registró incrementos de consumo en el sector industrial y residencial.

Las energías renovables redujeron su nivel de consumo hasta los 16.509 ktep, un 5,4% menos

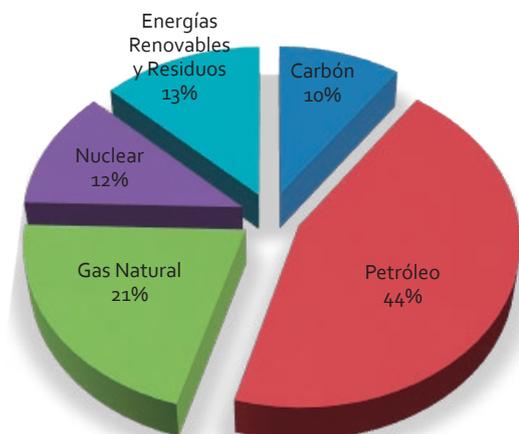
que en 2016. La principal causa, como ya se ha comentado, es la disminución de la contribución de la hidráulica en un 48,4% comparado con el nivel de 2016. Tanto la energía solar fotovoltaica como la térmica aumentaron en 2017, alcanzando 729 ktep y 2.619 ktep, respectivamente. También aumentó el uso de biocombustibles (un 15,6% respecto a 2016), el de biomasa (+3,2%), el de biogás (+10,4%), y el de residuos (+10,4%).

2.2.2. Intensidad de energía primaria

En la tabla 2.2 y figura 2.4 se recoge la evolución del consumo de energía primaria por unidad de PIB desde el año 2010. El PIB utilizado para el cálculo de la intensidad energética primaria está expresado en términos reales utilizando como referencia la base 2016. Este indicador de intensidad energética sufre más oscilaciones que el de ener-



FIGURA 2.3. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA



FUENTE: MITECO.

gía final por unidad de PIB, al no depender únicamente de la actividad económica sino también de la hidraulicidad y eolicidad del año. En 2017, la intensidad energética primaria aumentó un 2,2%. Este cambio es debido al cambio en la estructura del mix de generación eléctrico, entre otras, a la menor contribución de la energía hidráulica en 2017, y al aumento de la aportación de combustibles fósiles a la producción de energía eléctrica.

2.2.3. Producción interior de energía primaria y grado de autoabastecimiento

La producción interior de energía primaria en 2017 fue de 33.641 ktep, un 1,5% inferior a la del año anterior.

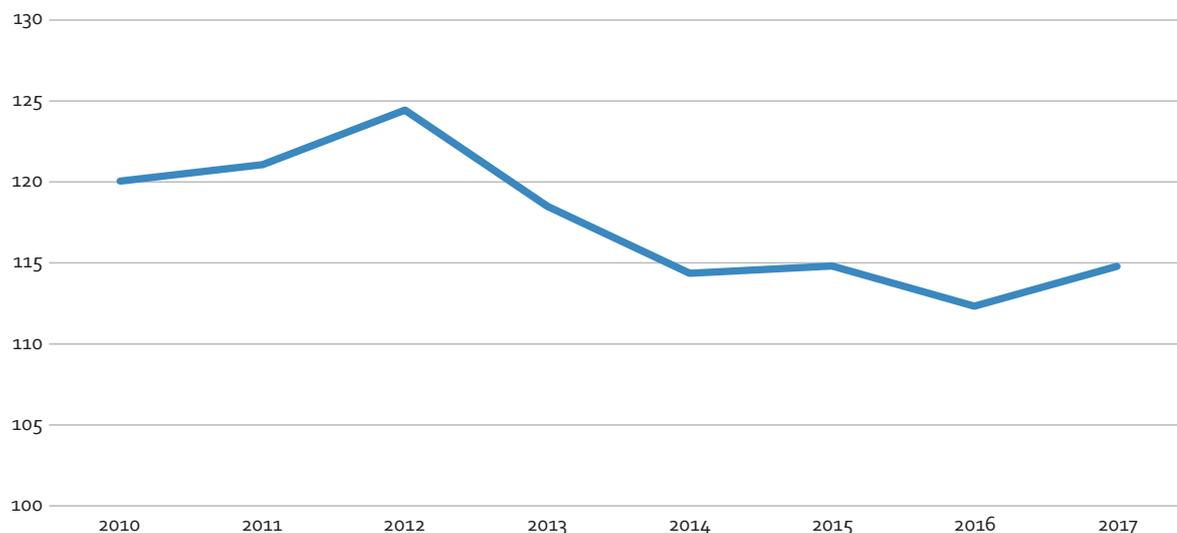
La producción de carbón se incrementó un 53,2%, en línea con el aumento de la generación eléctrica a partir de este combustible. La producción de petróleo y gas continúa manteniéndose en niveles muy bajos con respecto al consumo,

TABLA 2.2. INTENSIDAD DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

AÑO	Energía primaria/PIB (tep/millón €2016)	Variación Anual (%)
2.010	120,1	
2.011	121,1	0,8%
2.012	124,4	2,8%
2.013	118,5	-4,8%
2.014	114,4	-3,5%
2.015	114,8	0,4%
2.016	112,3	-2,2%
2.017	114,8	2,2%

FUENTE: MITECO.

FIGURA 2.4. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA PRIMARIA EN ESPAÑA (TEP/M€2016)





reduciéndose en un 14,9% la de petróleo respecto al 2016. Como se ha citado, la producción de energía hidroeléctrica disminuyó un 48,4%, mientras que, por su parte, la de energía nuclear se redujo un 1% respecto al año anterior y la de otras energías renovables tuvo un aumento en su conjunto.

Empleando la metodología Eurostat para medir el indicador de dependencia energética, se observa que en el año 2017 se ha experimentado un incremento respecto a 2016, situándose en un valor del 74,3%. Este hecho está explicado por la inusualmente baja producción eléctrica a partir de energía hidráulica registrado en 2017.

En la siguiente tabla se recoge la evolución de la producción interior de energía primaria, por fuente energética (tabla 2.3).

2.3. ENERGÍA FINAL

2.3.1. Consumo de energía final

El consumo de energía final en 2017 aumentó un 1,7% con respecto a 2016, hasta un total de

89.162 ktep (tabla 2.4 y figuras 2.5 y 2.6). De este total, 84.269 ktep correspondieron a usos energéticos, y 4.893 ktep correspondieron a usos no energéticos.

Por fuentes de energía, se ha producido un ligero incremento del consumo de combustibles fósiles en energía final. El consumo final de carbón aumentó hasta los 1.892 ktep, lo que supuso un aumento del 14,5% con respecto a 2016. El mayor incremento del consumo se produjo en el sector industrial. Los productos petrolíferos también aumentaron ligeramente, un 1,6%, hasta un valor de 47.408 ktep. Gran parte de este incremento está explicado por el aumento del consumo como combustibles para transporte. El gas natural, por su parte, llegó hasta los 13.946 ktep, un 0,4% de incremento con respecto a 2016, consecuencia del aumento del consumo de gas para la producción de calor en cogeneraciones.

Las energías renovables para uso final, sin contar la empleada para producir electricidad, también registraron un aumento del 4,1% en 2017, principalmente por el aumento del uso de biocombustibles.

TABLA 2.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA (KTEP).

	Carbón	Petróleo	Gas Natural	Nuclear	Hidráulica	Eólica, solar y geoterm.	Biomasa, biocarbur. y residuos	TOTAL	Tasa de variación
2010	3.296	125	45	16.155	3.638	4.858	6.340	34.457	
2011	2.648	102	45	15.042	2.631	5.061	6.485	32.014	-7,1%
2012	2.460	145	52	16.019	1.767	6.679	6.402	33.524	4,7%
2013	1.762	375	50	14.783	3.170	7.632	6.363	34.136	1,8%
2014	1.628	311	21	14.934	3.369	7.599	6.668	34.529	1,2%
2015	1.246	236	54	14.934	2.397	7.476	7.295	33.638	-2,6%
2016	736	144	48	15.273	3.129	7.402	7.415	34.148	1,5%
2017	1.128	122	24	15.119	1.615	7.591	8.043	33.641	-1,5%

FUENTE: MITECO.

ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA



TABLA 2.4. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA

AÑO	Carbón y derivados		P. Petrolíferos		Gas		Electricidad		Energías renovables y residuos		TOTAL Ktep.
	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	Ktep.	(%)	
1990	4.089	7,0%	34.989	59,9%	4.603	7,9%	10.819	18,5%	3.913	6,7%	58.413
1991	4.396	6,7%	41.172	63,0%	5.063	7,7%	11.063	16,9%	3.671	5,6%	65.364
1992	4.122	6,2%	42.092	63,6%	5.425	8,2%	11.246	17,0%	3.345	5,1%	66.231
1993	3.349	5,2%	41.411	63,8%	5.561	8,6%	11.239	17,3%	3.354	5,2%	64.915
1994	3.079	4,5%	44.533	65,1%	5.606	8,2%	11.779	17,2%	3.387	5,0%	68.384
1995	2.581	3,6%	46.723	65,3%	6.874	9,6%	12.118	16,9%	3.256	4,6%	71.553
1996	2.322	3,2%	46.351	64,3%	7.440	10,3%	12.658	17,6%	3.276	4,5%	72.047
1997	2.367	3,1%	48.606	63,8%	8.298	10,9%	13.676	17,9%	3.288	4,3%	76.237
1998	2.145	2,6%	52.036	64,2%	9.236	11,4%	14.205	17,5%	3.428	4,2%	81.050
1999	1.928	2,3%	52.587	63,1%	10.091	12,1%	15.244	18,3%	3.448	4,1%	83.298
2000	1.959	2,2%	54.893	61,7%	12.377	13,9%	16.207	18,2%	3.469	3,9%	88.906
2001	2.276	2,4%	56.611	60,8%	13.511	14,5%	17.282	18,5%	3.486	3,7%	93.166
2002	2.273	2,4%	56.656	60,0%	14.172	15,0%	17.674	18,7%	3.593	3,8%	94.367
2003	2.257	2,3%	59.080	59,3%	15.824	15,9%	18.739	18,8%	3.654	3,7%	99.555
2004	2.277	2,2%	60.627	58,7%	16.847	16,3%	19.838	19,2%	3.685	3,6%	103.274
2005	2.116	2,0%	61.071	57,6%	18.171	17,1%	20.831	19,7%	3.790	3,6%	105.979
2006	2.038	2,0%	60.483	58,5%	15.635	15,1%	21.167	20,5%	4.005	3,9%	103.328
2007	2.193	2,1%	61.708	58,2%	16.222	15,3%	21.568	20,4%	4.279	4,0%	105.970
2008	2.015	2,0%	58.727	57,5%	15.112	14,8%	21.938	21,5%	4.409	4,3%	102.200
2009	1.410	1,5%	54.317	57,3%	13.418	14,2%	20.621	21,8%	5.005	5,3%	94.771
2010	1.603	1,7%	53.171	55,4%	14.848	15,5%	21.053	21,9%	5.367	5,6%	96.042
2011	1.915	2,1%	50.119	53,7%	14.486	15,5%	20.942	22,5%	5.815	6,2%	93.277
2012	1.507	1,7%	45.543	51,2%	14.987	16,8%	20.661	23,2%	6.297	7,1%	88.995
2013	1.752	2,0%	43.603	50,8%	15.254	17,8%	19.953	23,2%	5.293	6,2%	85.855
2014	1.367	1,6%	42.264	50,9%	14.778	17,8%	19.513	23,5%	5.109	6,2%	83.031
2015	1.503	1,8%	44.588	52,5%	13.576	16,0%	19.952	23,5%	5.294	6,2%	84.913
2016	1.652	1,9%	46.639	53,2%	13.890	15,8%	19.993	22,8%	5.522	6,3%	87.697
2017	1.891	2,1%	47.409	53,2%	13.946	15,6%	20.169	22,6%	5.747	6,4%	89.162

FUENTE: MITECO.

2.3.2. Intensidad de energía final

La tabla 2.5 y la figura 2.7 recogen la evolución de la intensidad energética final, expresada como consumo de energía final por unidad de PIB, desde el año 2010. El PIB utilizado para el cálculo

de la intensidad energética final está expresado en términos reales utilizando como referencia la base 2016. En los datos de 2017 puede apreciarse que continúa la tendencia de mejora de la intensidad energética, con una disminución del 1,3% con respecto a los datos del año anterior.

ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA



FIGURA 2.5. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA

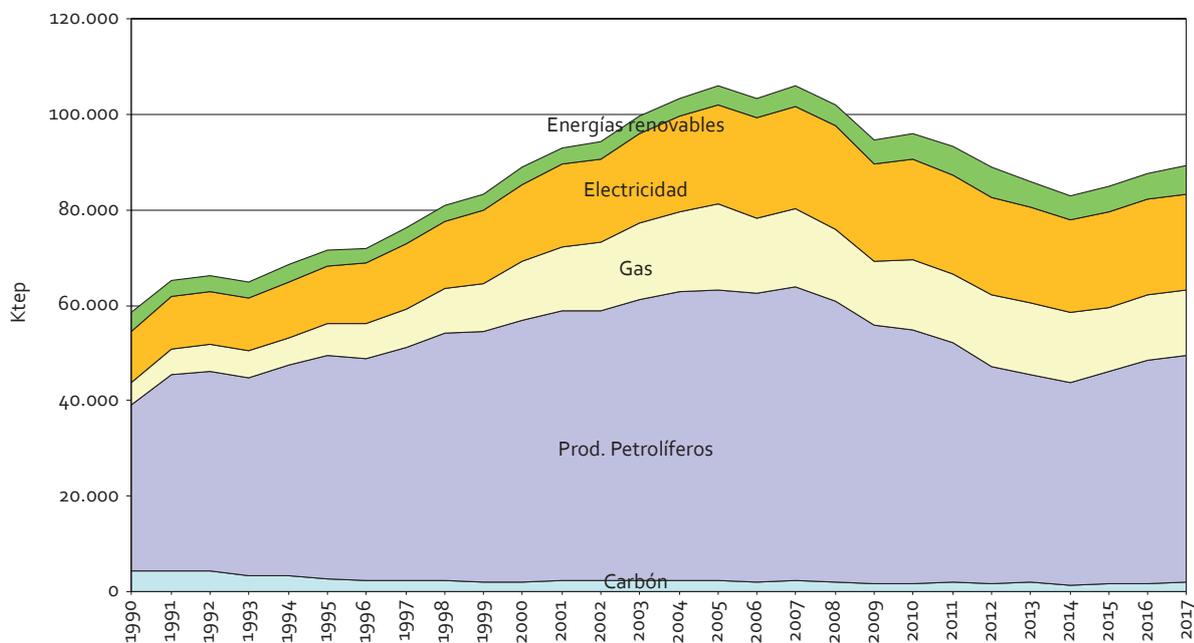
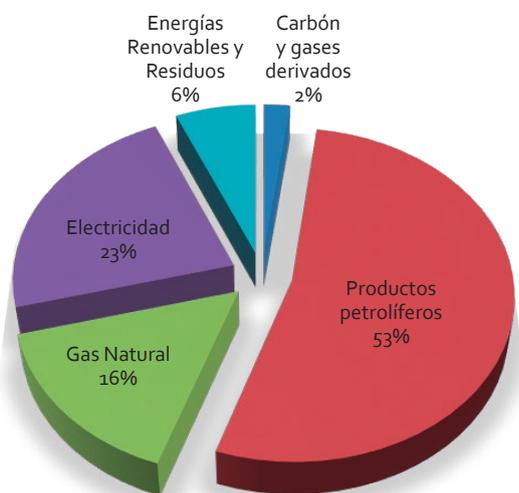


FIGURA 2.6. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA



FUENTE: MITECO.

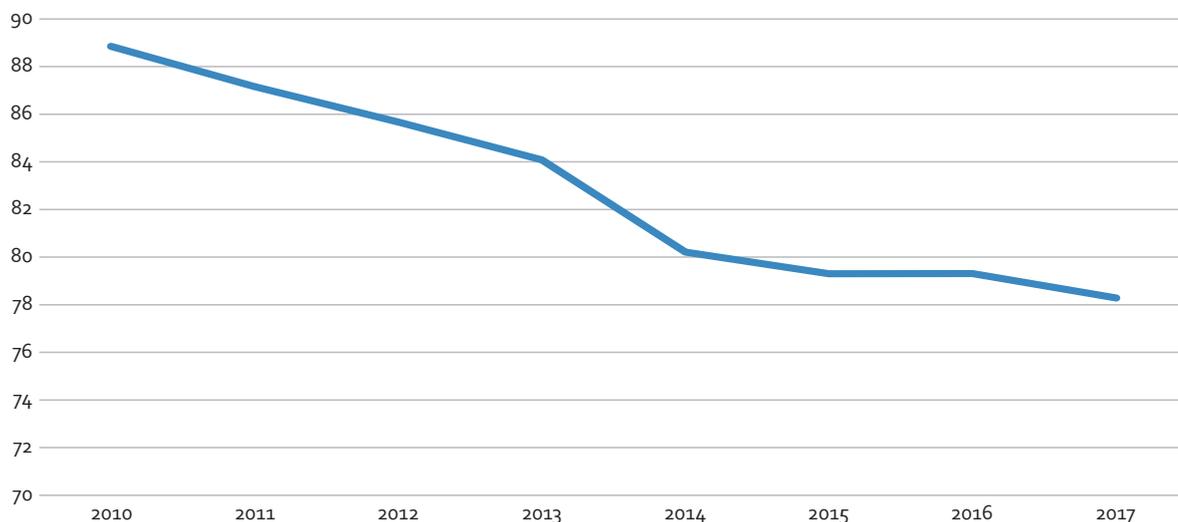
TABLA 2.5. INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA

AÑO	Energía final/PIB (tep/millón €2016)	Variación Anual (%)
2010	88,9	
2011	87,2	-1,9%
2012	85,7	-1,7%
2013	84,1	-1,9%
2014	80,2	-4,6%
2015	79,3	-1,1%
2016	79,3	0,0%
2017	78,3	-1,3%

FUENTE: MITECO.



FIGURA 2.7. EVOLUCIÓN DE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA FINAL EN ESPAÑA. (TEP/MILLÓN €2016)



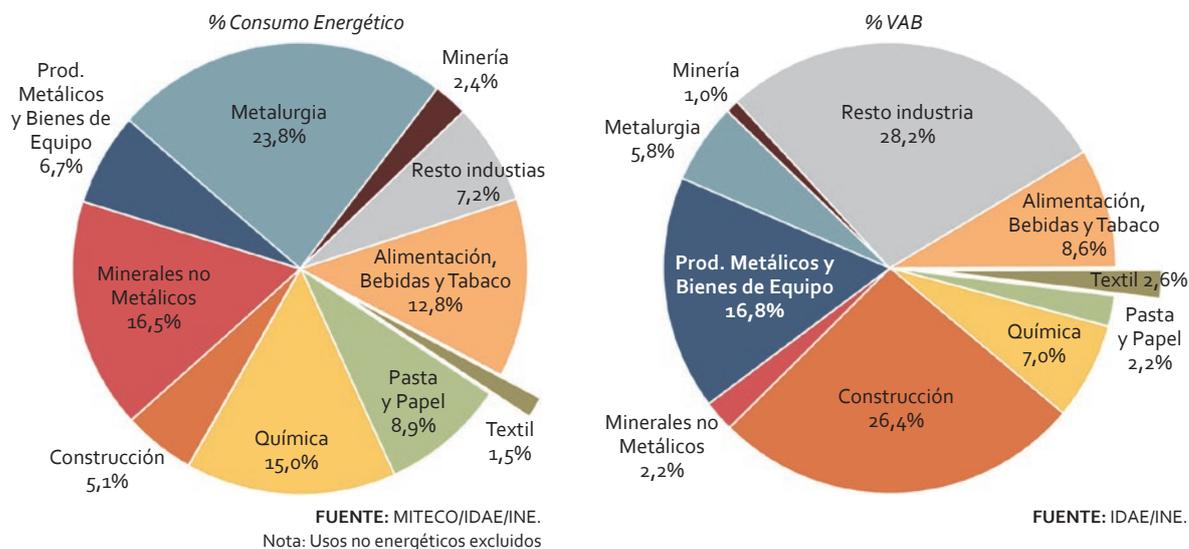
2.3.3. Análisis sectorial de consumo de la energía final

2.3.3.1. Industria

La demanda energética de la industria española en 2017 se ha incrementado un 4,3%, alcanzando el 23,4% del consumo total de energía final.

Más de tres cuartas partes de este consumo se concentra en cinco ramas de la industria manufacturera— metalurgia, minerales no metálicos, química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel—, Figura 2.8, cuya aportación conjunta al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria es el 25,6%, es decir tres veces inferior al peso de su consumo. Este contraste entre la participación

FIGURA 2.8. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIAL SEGÚN RAMAS, 2017





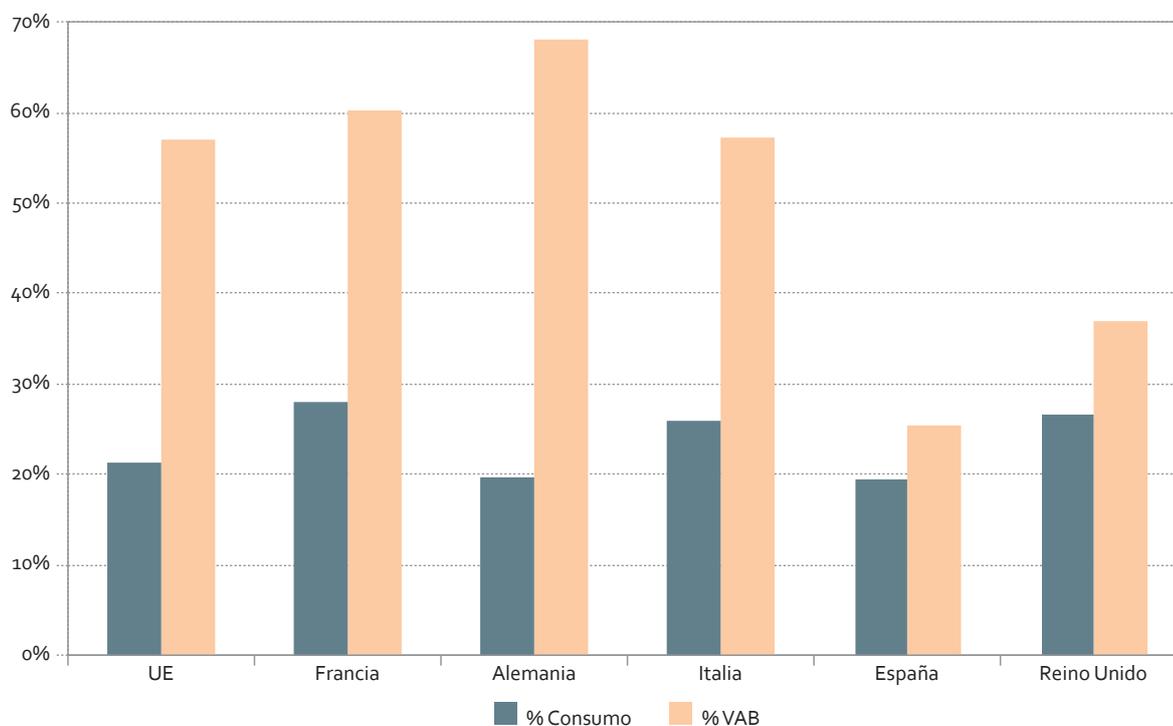
en términos de demanda y VAB, es especialmente acusado en las industrias de los minerales no metálicos y de la metalurgia, donde las contribuciones al VAB son menores a las de las demandas energéticas asociadas del orden de 7,3 y 4,1 veces, respectivamente.

Esta característica, junto con la estructura sectorial de la industria manufacturera española, explica, entre otros factores, el carácter intensivo de la industria manufacturera en España frente a otros países de la UE como Francia, Alemania, Reino Unido e Italia, en los que la participación de las ramas menos intensivas (alimentación y bienes de equipo) en el VAB de la industria es mayor, Figura 2.9.

La presencia de estas ramas produce un efecto atenuador en la intensidad, lo que contribuye a la menor intensidad observada, especialmente en Alemania e Italia, Figura 2.10 (unidad: kg equivalente de petróleo por euro a precios constantes de 2010).

Desde 2005, el indicador de la intensidad de la industria manufacturera sigue una tendencia a la baja que ha continuado tras el inicio de la crisis en 2008, y posterior recuperación económica iniciado en 2014. En 2017, la intensidad se ha mantenido prácticamente estable, con una ligera disminución del 0,2%. Esta situación obedece al crecimiento del VAB (4,4%) por encima al de la demanda energética (+4,1%), en un contexto de revitalización de la industria manufacturera.

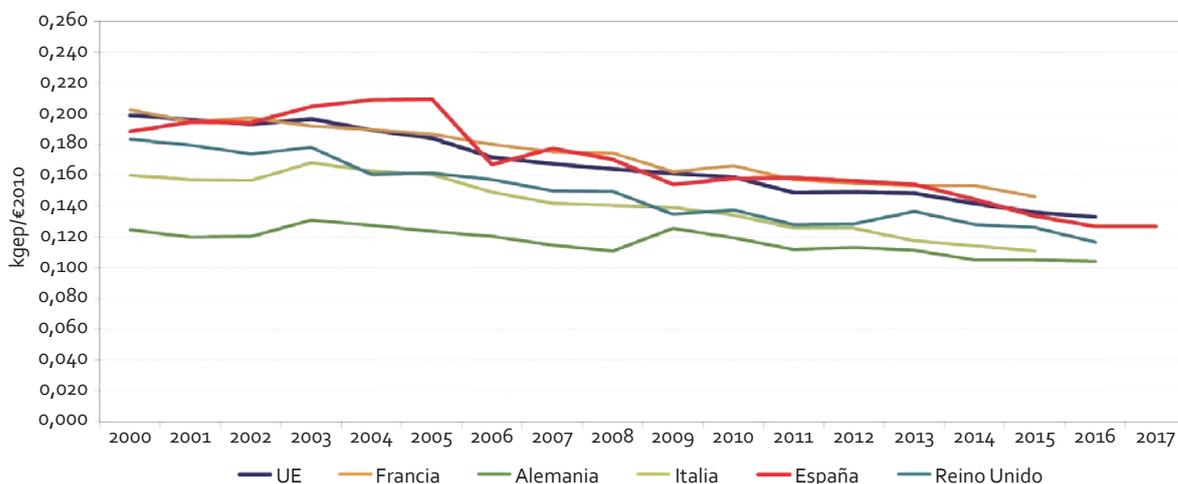
FIGURA 2.9. REPRESENTATIVIDAD DE LAS INDUSTRIAS DE ALIMENTACIÓN Y BIENES DE EQUIPO SOBRE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA



FUENTE: CE/IDAE/INE.



FIGURA 2.10. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2017



FUENTE: INE/CE/MITECO/IDAE.

Prácticamente todas las ramas de la industria manufacturera han registrado en 2017 un aumento de su producción que se refleja en una mejora de sus valores añadidos. Esta mayor actividad ha supuesto un incremento de la demanda energética en todas las ramas, a excepción de las industrias textil, minerales no metálicos y maquinaria, Figura 2.11. Estas tres ramas, especialmente los minerales no metálicos debido a su carácter más intensivo, han contribuido a la estabilización a la baja de la intensidad.

Considerando la industria en su conjunto¹, la intensidad energética, Figura 2.12, evoluciona por debajo de la media europea, con una tendencia general decreciente que se ve interrumpida a partir del 2009, coincidiendo con los inicios de la crisis. A partir del 2014 se recupera la tendencia inicial, observándose una mejora del 6,6% en 2017 como resultado de la recuperación de la actividad económica de toda la industria, según se desprende de la mejora del VAB, que en dicho año ha crecido a una tasa del 11,7%, por

¹ Industria manufacturera, construcción y ramas energéticas.

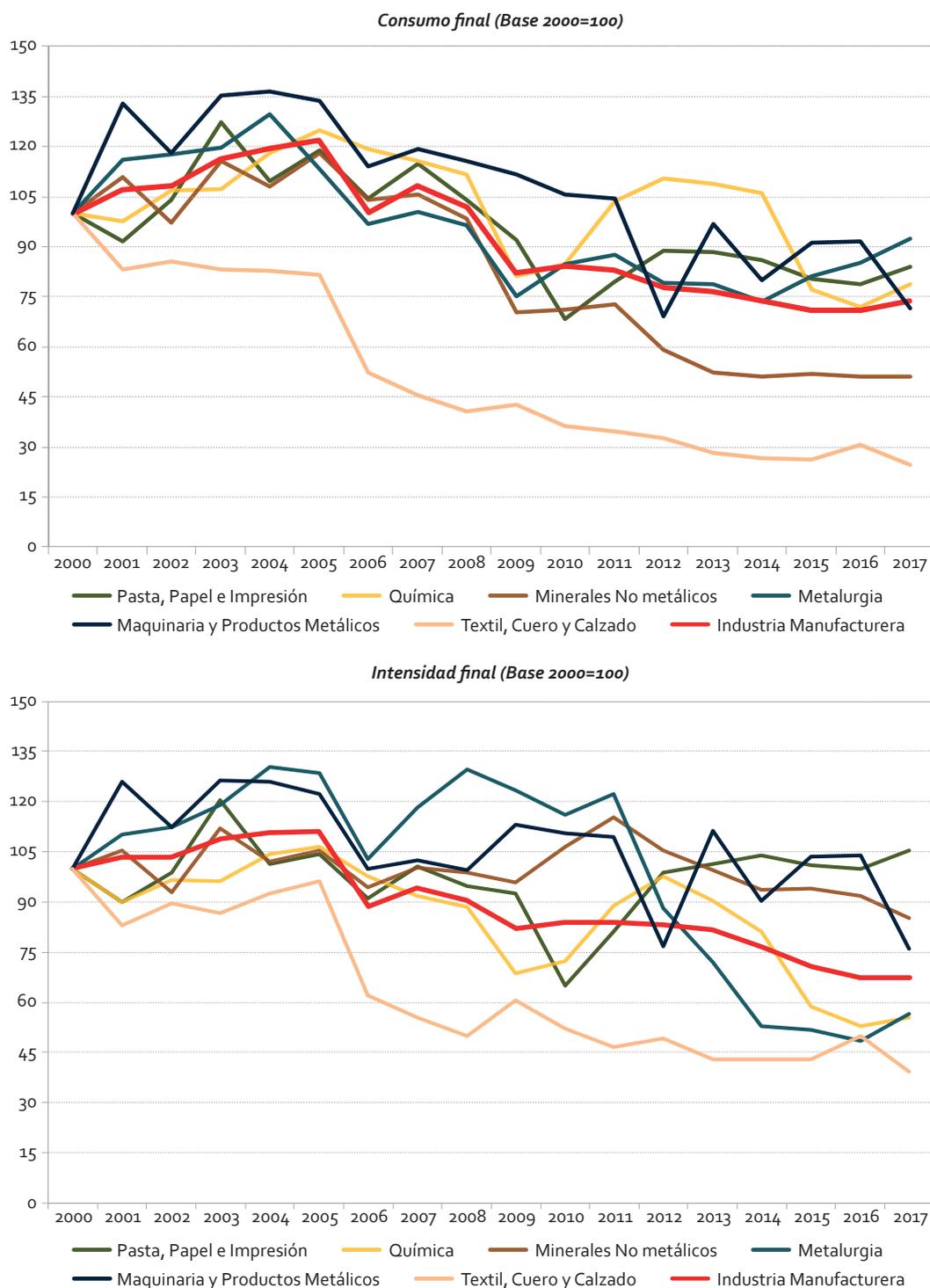
encima del doble del crecimiento asociado a la demanda energética del conjunto del sector (+4,3%).

El menor nivel de intensidad de la industria global frente al de la manufacturera guarda relación con el sector de la construcción, cuya aportación al VAB de la industria total (22,9%) supera en más de cuatro veces su participación en la demanda energética (5,1%), lo que ayuda a moderar la intensidad total. Sin embargo, la actividad de este sector tiene un efecto de arrastre sobre la demanda de productos industriales, especialmente en relación con los minerales no metálicos, por lo que su evolución incide en la demanda e intensidad de las principales ramas de la industria manufacturera.

Por tanto, el comportamiento de la industria está estrechamente ligado a la evolución de la actividad constructora, que se ha visto especialmente afectada por la crisis, tanto por el desplome del mercado inmobiliario como por las políticas de ajuste presupuestario, que han limitado la inversión en obra civil. El retroceso de la actividad in-



FIGURA 2.11. CONSUMO E INTENSIDAD ENERGÉTICA EN LA INDUSTRIA MANUFACTURERA SEGÚN RAMAS, 2000-2017

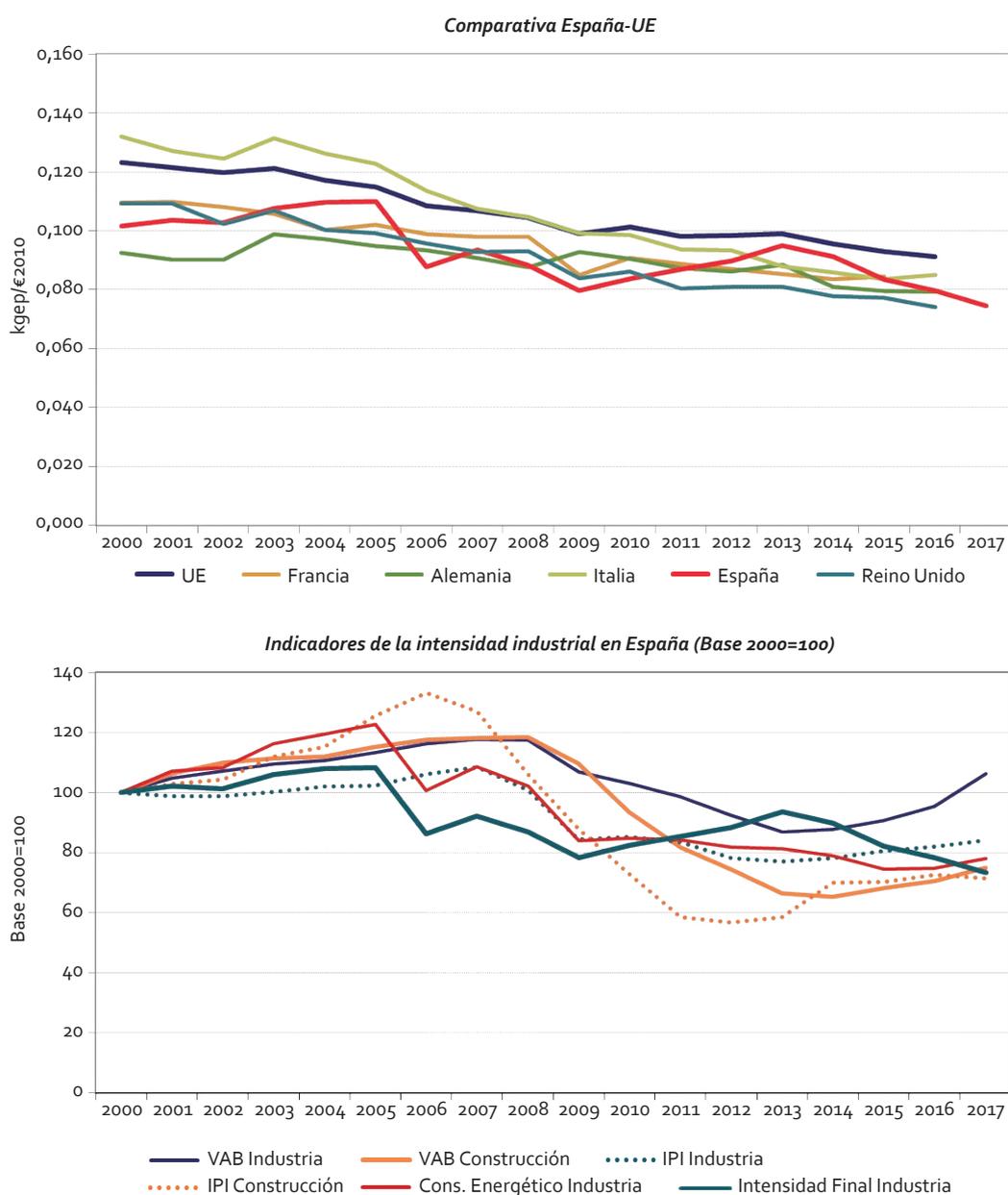


FUENTE: INE/MITECO/IDAE.
Nota: Usos no energéticos excluidos.

mobiliaria ha llevado a una progresiva pérdida del valor añadido de la construcción, Figura 2.12, y de su peso relativo en el VAB total, lo que ha contribuido al empeoramiento observado en la intensidad global de la industria en el periodo 2008-2014.

Desde entonces, la reactivación de la construcción junto al buen comportamiento de la industria manufacturera ha influido positivamente en la mejora de la intensidad de la industria global.

FIGURA 2.12. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2017





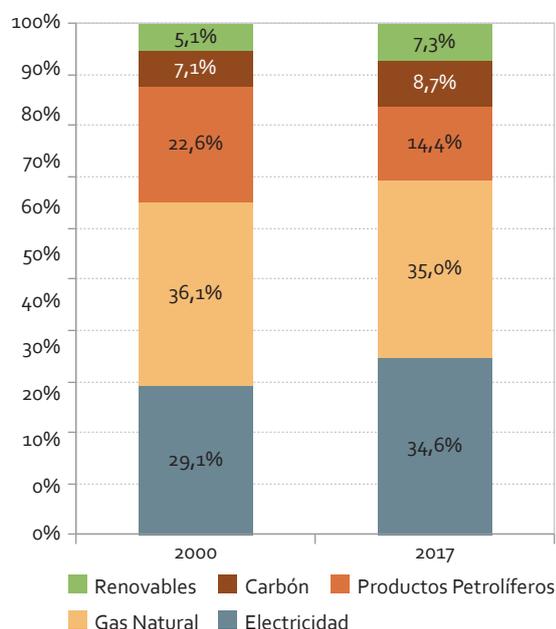
El impacto favorable en la intensidad asociado a este mejor comportamiento, especialmente de la industria de la construcción, se puede apreciar a partir del análisis del efecto estructural en distintos periodos, anterior y posterior al inicio de la crisis, Figura 2.13. La contracción de la actividad constructora en el periodo 2008-2014 presenta un efecto estructural negativo, que se revierte en el periodo subsiguiente, 2014-2017, con la recuperación del sector, contribuyendo con ello a mejorar la evolución de la intensidad de la industria total.

La intensidad energética de la industria se correlaciona con la estructura de la demanda energética, Figura 2.14, en la que dominan los combustibles fósiles con más de la mitad de la demanda total, debido a las necesidades térmicas de los distintos procesos industriales.

Destaca la presencia del gas natural, si bien la electricidad ha ido ganando terreno hasta alcanzar en la actualidad un nivel de demanda similar al del gas. Estos dos combustibles, cuya demanda

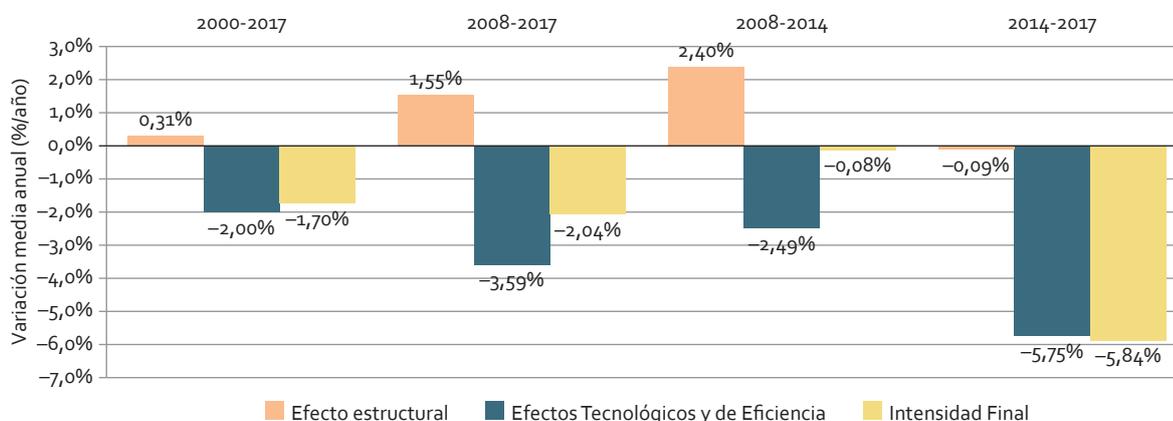
en 2017 se ha incrementado en un 5,9% en el caso del gas natural y del 2% en el de la electricidad, determinan en mayor medida el comportamiento de la demanda de la industria, influyendo con ello en la evolución de su intensidad.

FIGURA 2.14. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

FIGURA 2.13. IMPACTO DEL EFECTO ESTRUCTURAL SOBRE LA INTENSIDAD DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: IDAE.

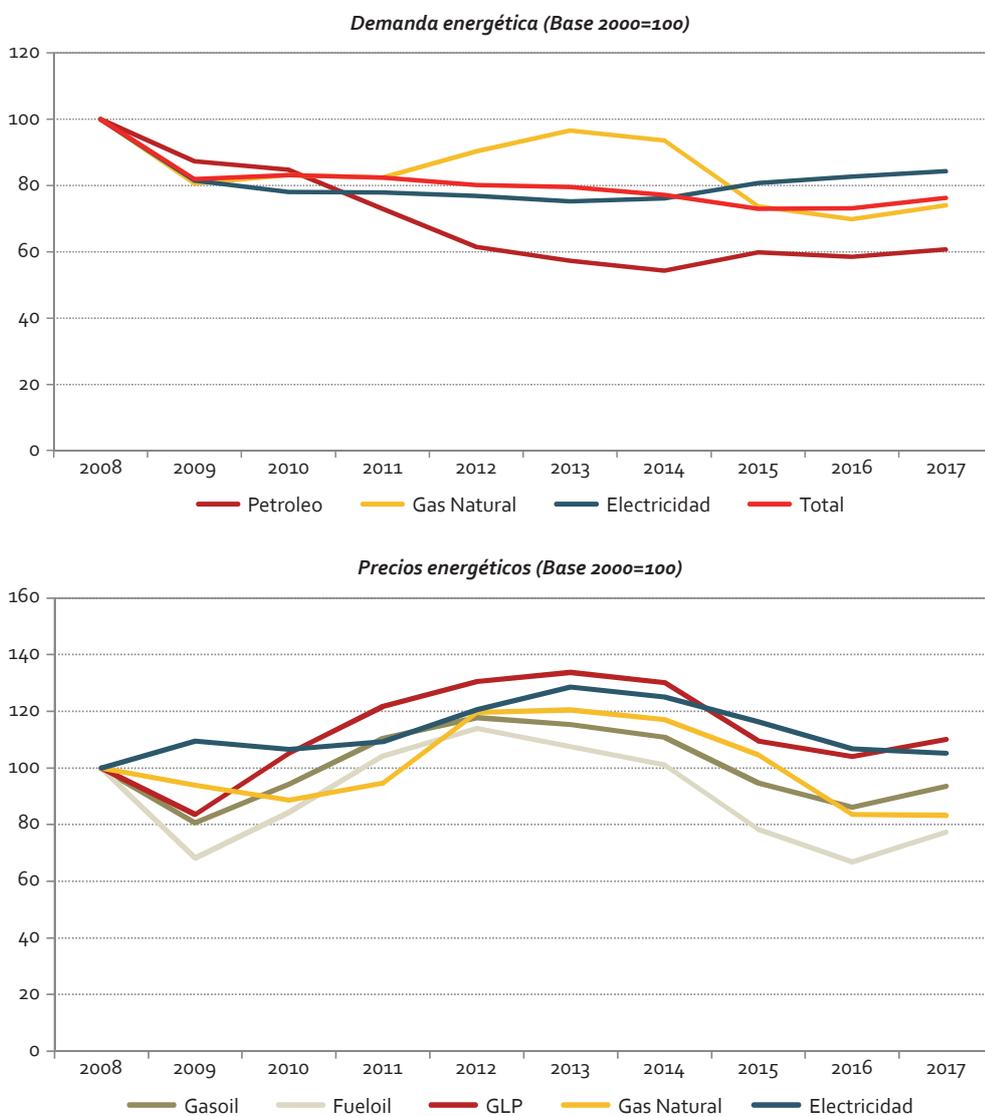


Durante los últimos años, la ralentización de la actividad de la industria causada por la crisis junto a la evolución al alza de los precios energéticos de los consumidores industriales ha llevado a la disminución del consumo energético de la industria, Figura 2.15, especialmente en el caso de los productos pe-

trolíferos, cuya menor demanda se ha visto reforzada por su sustitución por el gas natural.

La mayor eficiencia del gas natural, así como el diferencial de precios entre ambos combustibles, explicaría el repunte de la demanda del gas natu-

FIGURA 2.15. DEMANDA ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA VS PRECIOS ENERGÉTICOS, 2000-2017





ral en el periodo 2011-2014. A partir de 2014, la recuperación de la actividad, junto a la tendencia a la baja de los precios energéticos, ha contribuido al aumento de la demanda energética, a pesar del repunte de los precios del petróleo en 2017.

2.3.3.2. Transporte

El transporte mantiene su protagonismo en el reparto sectorial de la demanda de energía final de España, con una participación del 43% en 2017, año en el que su consumo ha aumentado un 4,2%, consolidándose el cambio de tendencia iniciado en 2014, tras seis años de retroceso continuo de la demanda, a un ritmo medio anual del 4,7%.

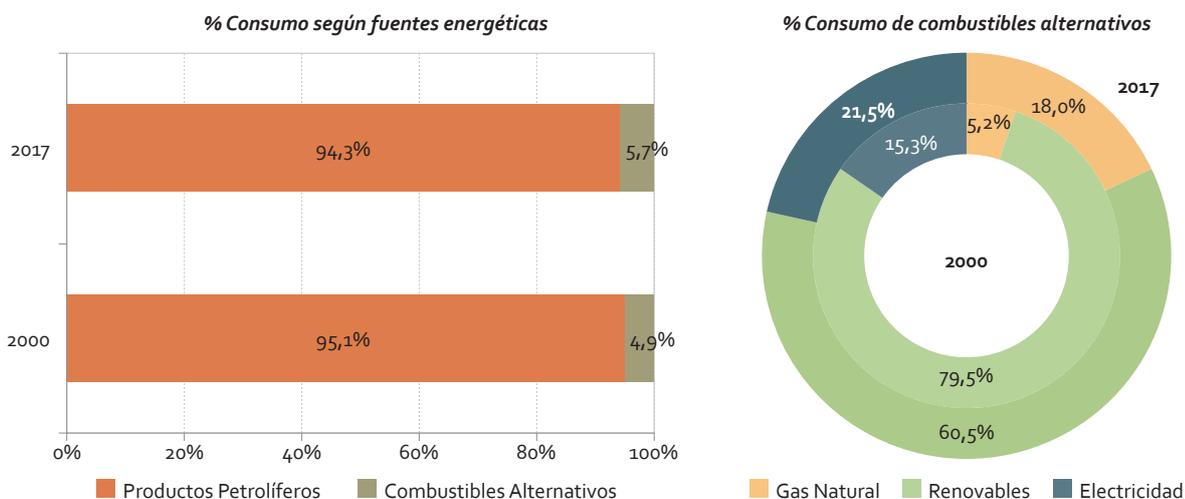
Detrás del mayor consumo observado en 2017 se encuentra el incremento de la demanda de productos petrolíferos (+3,9%), donde se concentra el 94,3% del consumo de este sector. Igualmente, ha crecido la demanda asociada al gas natural

(+8,4%) y a los biocarburantes (+14,2%), mientras que la demanda eléctrica se ha reducido en un 3,4%, si bien la electricidad sólo representa el 1,2% de la demanda del transporte.

A lo largo de los últimos años, se constata una penetración progresiva de los combustibles alternativos (biocarburantes, gas natural, electricidad) en el transporte, que alcanzan el 5,7% de la demanda, con un claro dominio de los biocarburantes, figura 2.16. En los próximos años se espera un impulso a estos combustibles de la mano de la Directiva 2014/94/UE relativa a la implantación de una infraestructura para combustibles alternativos.

El aumento de la demanda energética del transporte en 2017 se explica por la recuperación de la economía y la evolución favorable del comercio exterior, lo que tiene su reflejo en una mayor movilidad asociada al transporte de mercancías, Figura 2.17, donde se registra un incremento del 7,1%. Esta mayor actividad, especialmente en

FIGURA 2.16. DEMANDA ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

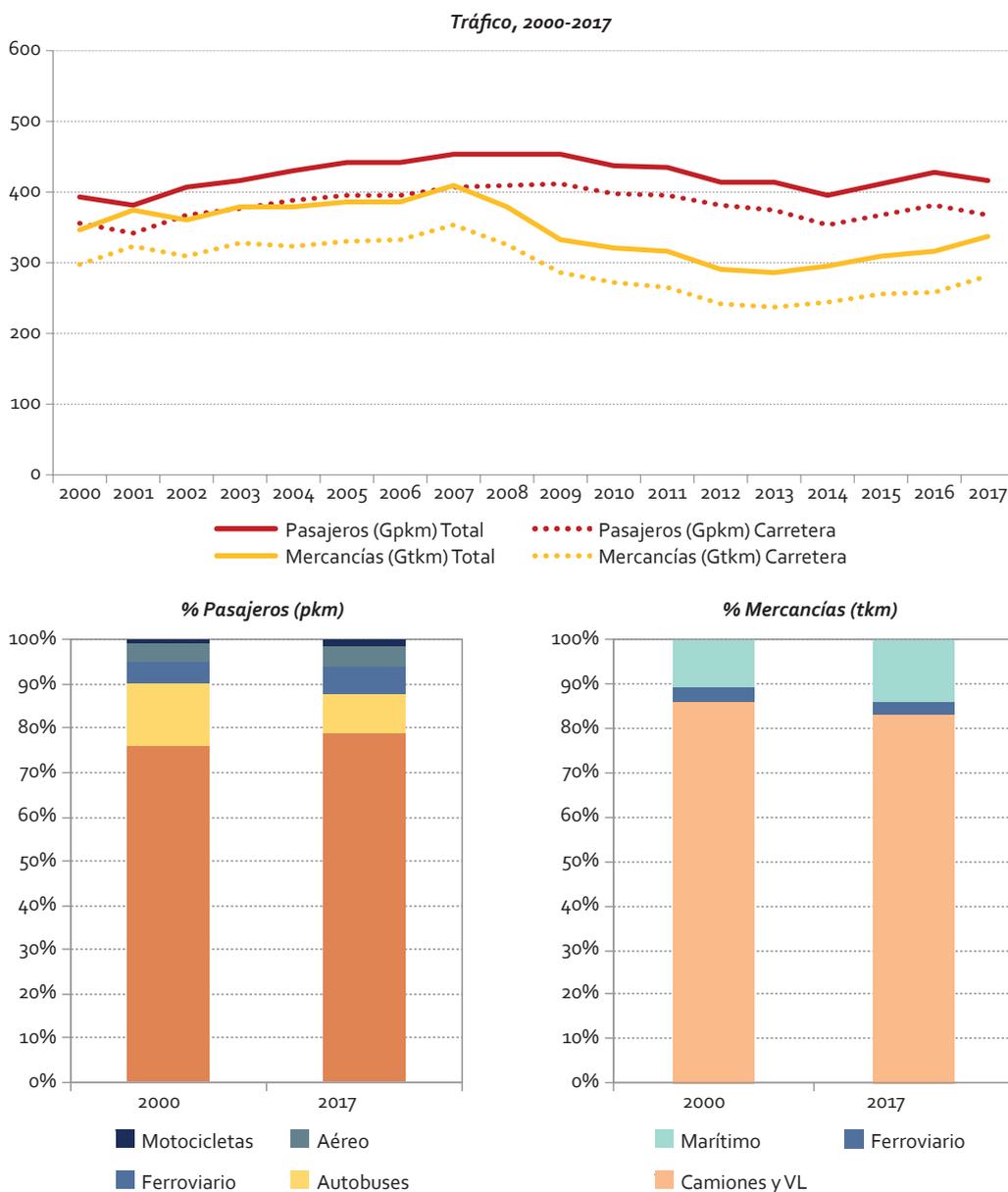


el transporte de mercancías, se concentra en el transporte por carretera.

En cuanto al transporte de pasajeros, igualmente, la evolución de la movilidad ha sido positiva en prácticamente todos los modos y medios de

transporte, lo que en términos netos conduce a un decremento de la movilidad. El mayor recurso al vehículo privado para resolver las necesidades de movilidad personal, junto con el transporte de mercancías siguen siendo los principales determinantes de la demanda energética en 2017.

FIGURA 2.17. TRÁFICO DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: MFOM/MITECO/IDAE/DGT.



El transporte por carretera es el modo de transporte más relevante, tanto en términos de actividad, con cuotas respectivas del 79,2% y 83,1% del transporte de pasajeros y de mercancías, como de consumo energético (77,4%), Figura 2.18.

El transporte de mercancías se ha visto muy afectado por el deterioro de la actividad económica experimentado en los últimos años. Esto ha sido especialmente visible en el caso del transporte interior de mercancías, muy dependiente de la demanda interna, y realizado mayoritariamente por carretera.

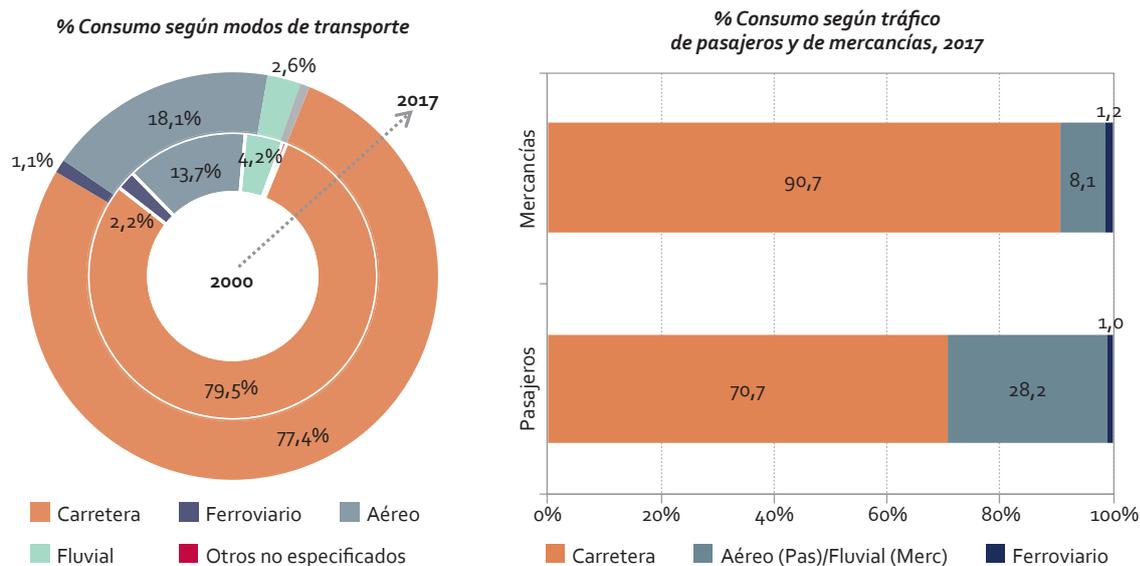
En general, la disminución de la movilidad interior de mercancías a partir de 2008, y en menor medida, la ralentización del transporte nacional de viajeros, han marcado la tendencia a la baja de la demanda energética del transporte por carretera y total. Igualmente, la actividad en los modos flu-

vial y ferroviario se ha resentido en este periodo, si bien su impacto no es tan evidente dada su reducida participación en la demanda, inferior al 3% en ambos modos.

En 2014 con los primeros indicios de recuperación económica, se produce un cambio de situación marcado por una mayor movilidad y demanda energética que se mantiene hasta 2017, Figura 2.19. En términos relativos es el transporte fluvial donde se ha registrado el mayor incremento de consumo, si bien su aportación al aumento neto del consumo del transporte es del 14% frente al 57% de la contribución de la carretera.

El comportamiento del transporte por carretera tiene una influencia decisiva en la evolución de la demanda e intensidad energética del transporte. Dentro del transporte por carretera, destacan el vehículo privado, donde se absorbe más de la mi-

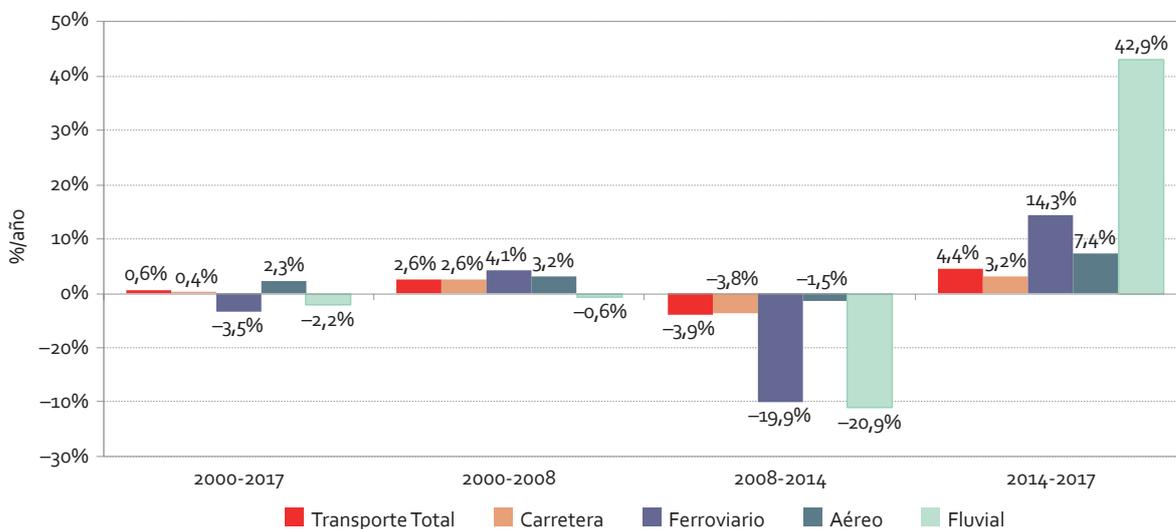
FIGURA 2.18. DEMANDA ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE Y TIPO DE ACTIVIDAD EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.



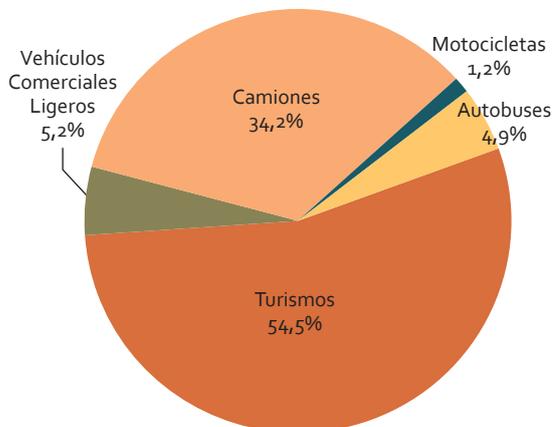
FIGURA 2.19. VARIACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

tad del consumo del transporte por carretera, Figura 2.20, lo que equivale al 41% del consumo del transporte. En un siguiente orden de magnitud le siguen los camiones y vehículos ligeros, cuya actividad se vincula al transporte de mercancías y representa el 39,4% del consumo del transporte por carretera.

FIGURA 2.20. CONSUMO ENERGÉTICO DEL TRANSPORTE POR CARRETERA EN ESPAÑA SEGÚN TIPOS DE VEHÍCULOS, 2017



FUENTE: IDAE/DGT.

A lo largo de las dos últimas décadas, el incremento del parque de vehículos privados ha ido acompañado de la dieselización del mismo. La penetración de los vehículos diésel —el 57% del parque en 2017— unido a factores sociales (mayores recorridos anuales respecto a los de gasolina) y técnicos (mayor cilindrada y elementos catalizadores) inherentes a este tipo de vehículos explican el crecimiento diferencial del consumo de gasóleo frente al de la gasolina en el parque automovilístico, Figura 2.21. Esta circunstancia ha condicionado la evolución de la demanda energética del transporte por carretera.

En la actualidad, este diferencial en el parque de vehículos diésel y gasolina comienza a atenuarse, como resultado del incremento reciente en la demanda de vehículos de gasolina que, entre otras causas, obedece al aumento de las ventas de vehículos híbridos de gasolina dotados de la etiqueta ECO, así como a una mayor sensibilización ciudadana sobre la movilidad y calidad del aire. A esto

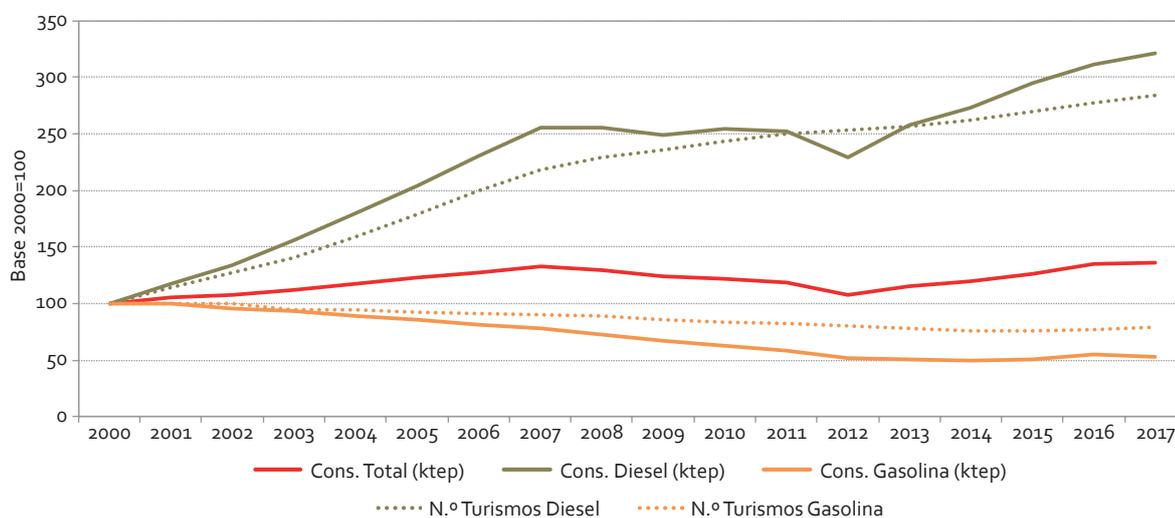


se suman las mejoras tecnológicas asociadas a estos vehículos, cuyos progresos, en términos relativos, Figura 2.22, superan a los de los vehículos diésel.

La penetración progresiva en el mercado de nuevos desarrollos tecnológicos en motores y diseños

de vehículos, junto a los programas de apoyo a la adquisición de los vehículos más eficientes, contribuye a la renovación y mejora de la eficiencia energética del parque automovilístico, contrarrestando con ello los efectos asociados al uso y movilidad del vehículo privado sobre la demanda energética del transporte por carretera.

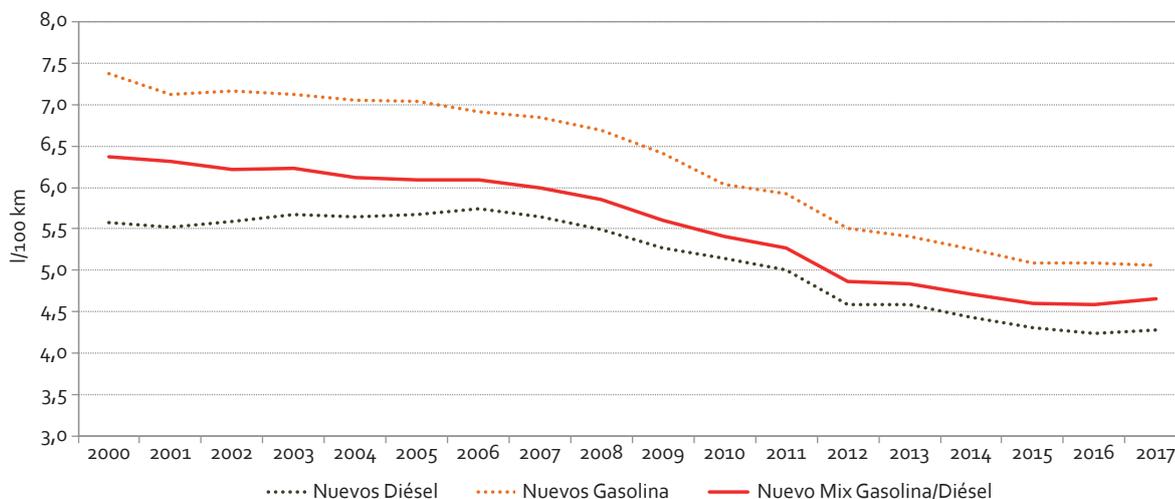
FIGURA 2.21. DIESELIZACIÓN DEL PARQUE DE TURISMOS EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: IDAE/DGT.

Nota: El nivel de motorización en España se basa en el parque circulante.

FIGURA 2.22. CONSUMO ESPECÍFICO DE LOS NUEVOS TURISMOS EN ESPAÑA, 2000-2017



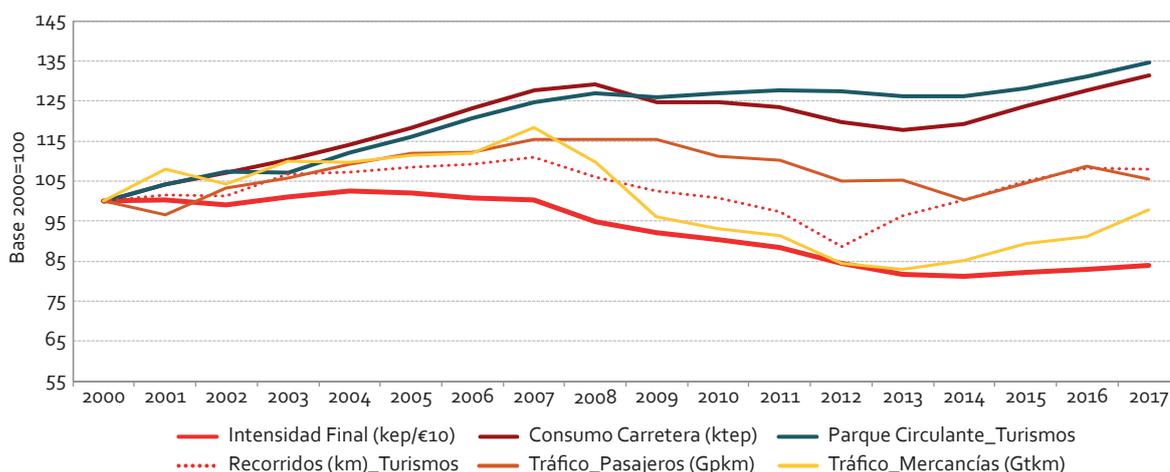
FUENTE: IDAE/DGT.



En síntesis, entre los factores determinantes del consumo imputable al transporte por carretera, se pueden citar el nivel de motorización, la antigüedad del parque automovilístico y la movilidad asociada al transporte de mercancías y al vehículo privado, expresada en recorridos y tráficos. El peso del transporte por carretera explica la correlación existente entre la evolución de estas variables y la de la intensidad energética del transporte global, Figura 2.23.

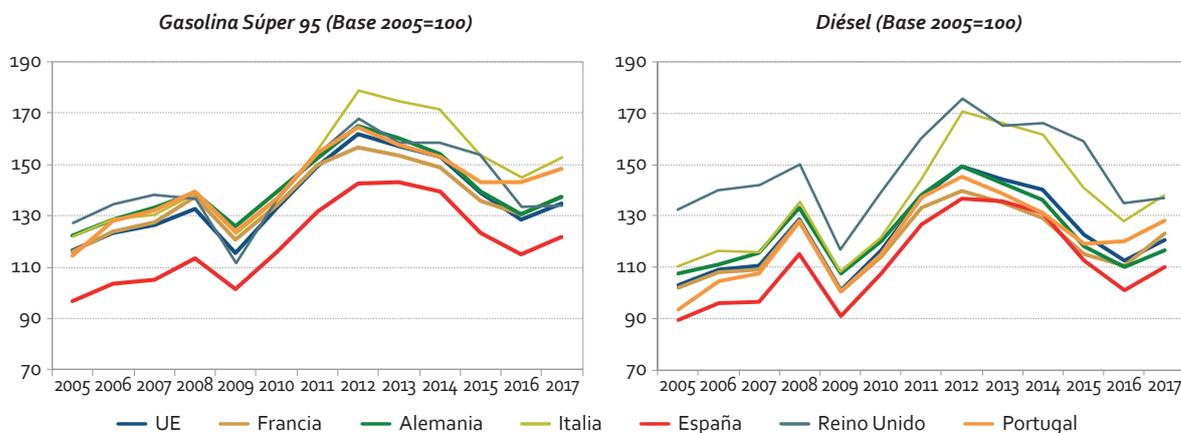
En adición a lo anterior cabe mencionar la influencia del precio de los carburantes sobre el consumo del transporte por carretera, a través del efecto llamado «border trade». El menor nivel de precios de España respecto al de países vecinos como Portugal y Francia, Figura 2.24, favorece las ventas de carburantes a estos países, que realizan el repostaje de combustible de sus camiones de largo recorrido en España. El consumo correspondiente, aunque ocurre fuera de nuestras fronteras, se

FIGURA 2.23. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: DGT/MFOM/MITECO/IDAE.

FIGURA 2.24. PRECIOS DE CARBURANTES (€/L.) EN ESPAÑA Y LA UE, 2005-2017



FUENTE: Boletín CE de Productos Petrolíferos.
Nota: Impuestos incluidos.



computa en la estadística nacional, con el consiguiente impacto en la demanda e intensidad energética. Un estudio efectuado por el IDAE en 2012 sobre el consumo del parque privado de turismos concluyó que este efecto en España asciende al 6% del consumo en el caso de la gasolina.

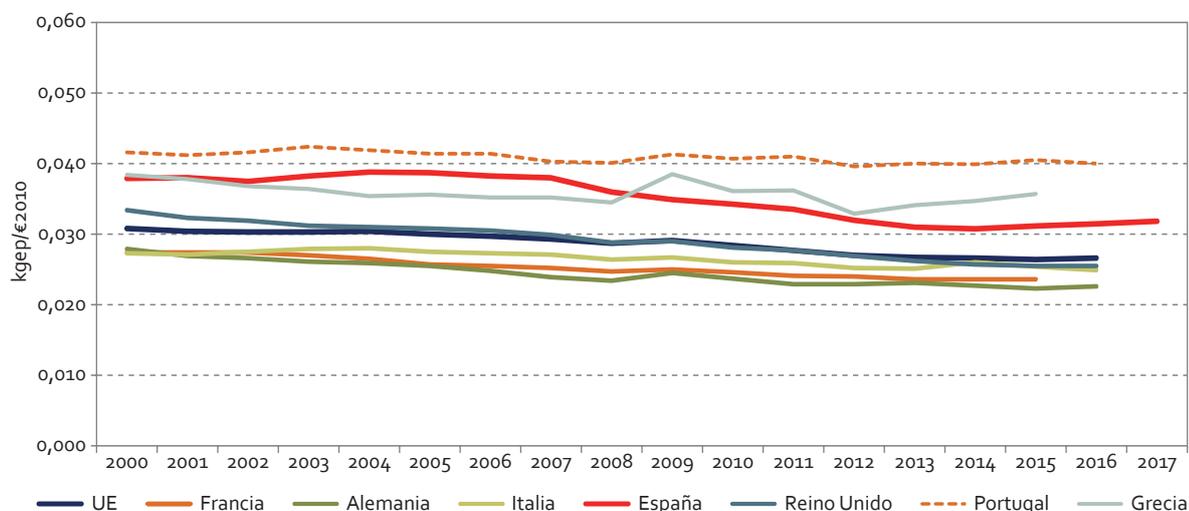
Como resultado de todo lo anterior, la intensidad del transporte en España evoluciona a una distancia del 20% por encima del indicador de la UE. Desde 2004 el indicador nacional sigue una tendencia a la baja, Figura 2.25, favorecida inicialmente por las actuaciones implementadas en el marco de los Planes de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4), y posteriormente, reforzada por efectos estructurales y de actividad causados por la crisis económica. Desde 2014, en el contexto de la recuperación económica, la intensidad refleja cierto empeoramiento, del orden del 1,2% en 2017. Esto se explica en parte por el aumento de la demanda energética asociada a la recuperación de la movilidad y tráfico de mercancías.

2.3.3.3. Usos diversos

Dentro de la categoría "Usos Diversos" se integran las actividades de los sectores residencial, servicios y agricultura y pesca. Este grupo representa en la actualidad el 33,3% de la demanda total. Este sector ha ido cobrando un protagonismo creciente en términos energéticos, como se desprende de la evolución de su participación en la demanda, Figura 2.26, que desde 2007 se sitúa por encima de la del sector industrial, con el que actualmente mantiene una distancia de diez puntos porcentuales.

En 2017, el consumo del sector "Usos Diversos" ha caído un 1,1%, en respuesta a la menor demanda de productos petrolíferos (-1,4%) y gas natural (-5,4%), que conjuntamente satisfacen el 43,1% de las necesidades energéticas de este sector. Los edificios residenciales y de servicios marcan la evolución de este sector, con el 89,9% del consumo total del mismo.

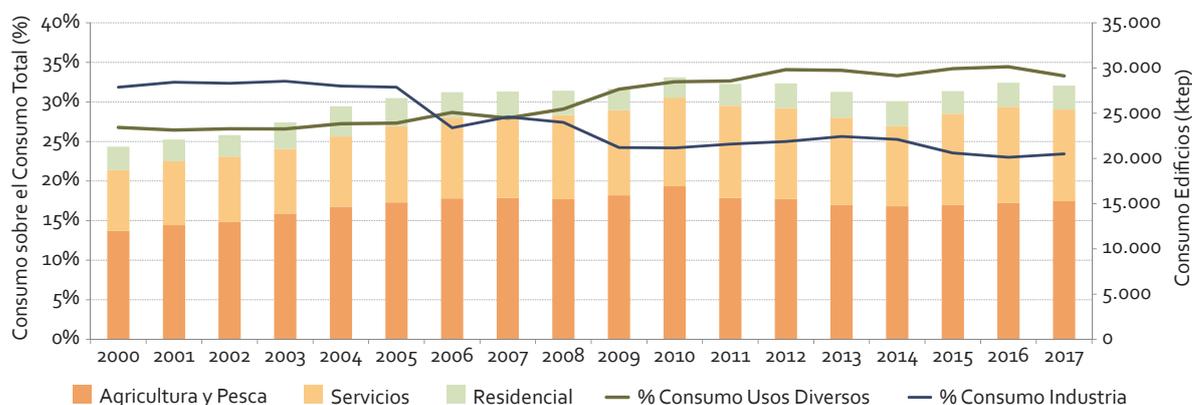
FIGURA 2.25. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2017



FUENTE: CE/IDAE.



FIGURA 2.26. PARTICIPACIÓN DEL SECTOR USOS DIVERSOS EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

En 2017 el peso de los edificios alcanza respectivamente el 30,1% y el 60,8% del consumo de energía total y eléctrico, cifras de un orden similar a las del conjunto de edificios de la UE, donde la representatividad es del 39,3% y del 59,4% en uno y otro caso. La importancia de los edificios en la demanda energética justifica la necesidad de un análisis diferenciado de los mismos a partir de los sectores en los que se ubican —residencial y servicios—.

Residencial

El consumo energético del sector residencial se ha mantenido prácticamente estable en 2017 con un ligero incremento del 0,1%, alcanzando el 18,1% de la demanda total. Por fuentes energéticas, destaca el gas natural cuya demanda ha ascendido un 7,6% en contraste con la caída del 10,6% en la demanda asociada a los productos petrolíferos. El consumo de los restantes productos energéticos apenas ha variado, con crecimientos por debajo del 1%. El resultado

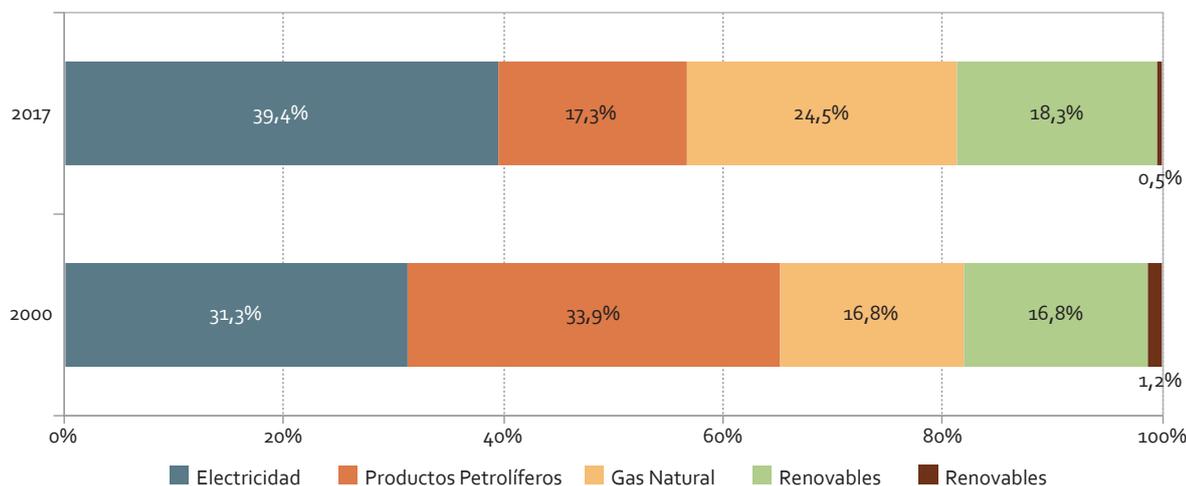
neto de todo ello es la estabilización de la demanda.

El 60,6% de la demanda energética de los hogares es de tipo térmico, cubriéndose con combustibles, tanto de origen fósil como renovable. No obstante, la electricidad ha ido ganando cuota de participación hasta alcanzar el 39,4% de la demanda en 2017, Figura 2.27, en contraste con la evolución de los productos petrolíferos, cuya participación muestra un retroceso.

La estructura del consumo por fuentes energéticas de los hogares responde a la prevalencia de los usos térmicos como la calefacción, ACS y cocina, Figura 2.28, en la que más del 80% de la demanda está dominada por combustibles de origen fósil y en menor medida renovable. El equipamiento electrodoméstico y la iluminación explican la mayor parte de la demanda eléctrica —el 73,5%—, destacando el equipamiento electrodoméstico, con casi un cuarto del consumo total, del que más de la mitad corresponde a los frigoríficos, lavadoras y televisores.

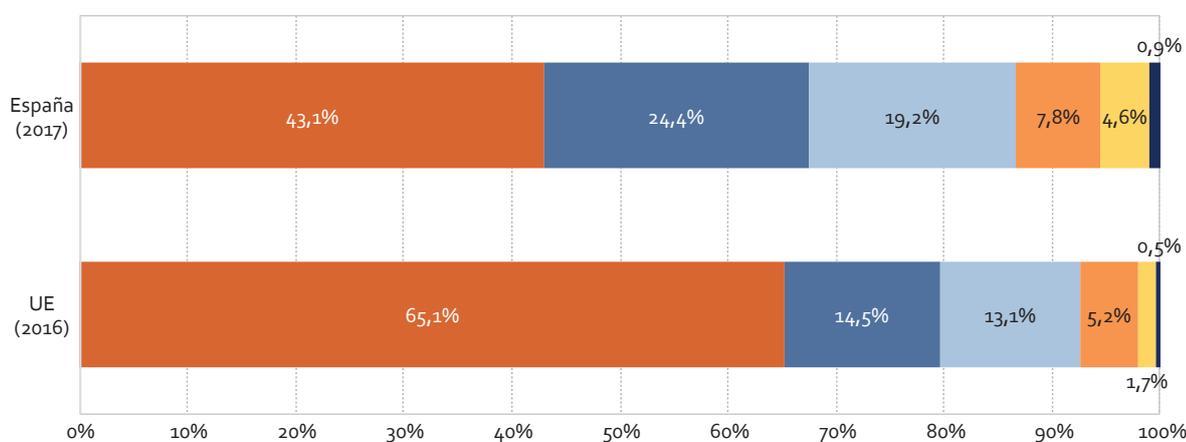


FIGURA 2.27. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

FIGURA 2.28. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN USOS EN ESPAÑA Y LA UE



FUENTE: CE/IDAE.

Nota: El consumo por usos ha sido modelizado basándose en estudio SECH-SPAHOUSEC I y en el Manual de estadísticas de consumo energético en los hogares (MESH).

Desde 2005 la demanda energética media de los hogares ha seguido una pauta descendente, que se ha visto reforzada a partir del cambio de coyuntura económica iniciado en 2008, y la pérdida de poder adquisitivo de los hogares, Figura 2.29. En este contexto, la menor capacidad de gasto de las familias junto al efecto inducido por las mejoras tecnológicas en el equipamiento e instalaciones

de las viviendas ha contribuido a reducir el consumo energético por hogar.

A partir de 2014 empiezan a apreciarse ciertas señales de recuperación económica, lo que unido a la creación de empleo y a las condiciones favorables de financiación apoyadas por un reducido nivel de los tipos de interés, ha posibilitado un au-

mento de la renta bruta disponible de los hogares y de su capacidad de gasto.

En este contexto, los hogares han ido incrementando su adquisición de bienes y servicios de consumo, lo que contribuye al aumento observado desde 2014 hasta la actualidad en su demanda energética. El incremento del consumo energético del 2017 se asocia principalmente a los usos térmicos de los hogares cuya demanda ha crecido un 1,9% frente al 0,5% de los eléctricos. En esta situación, la intensidad energética del sector residencial ha aumentado un 1%, ligeramente por debajo del incremento del 1,5% de la intensidad asociada a los usos térmicos.

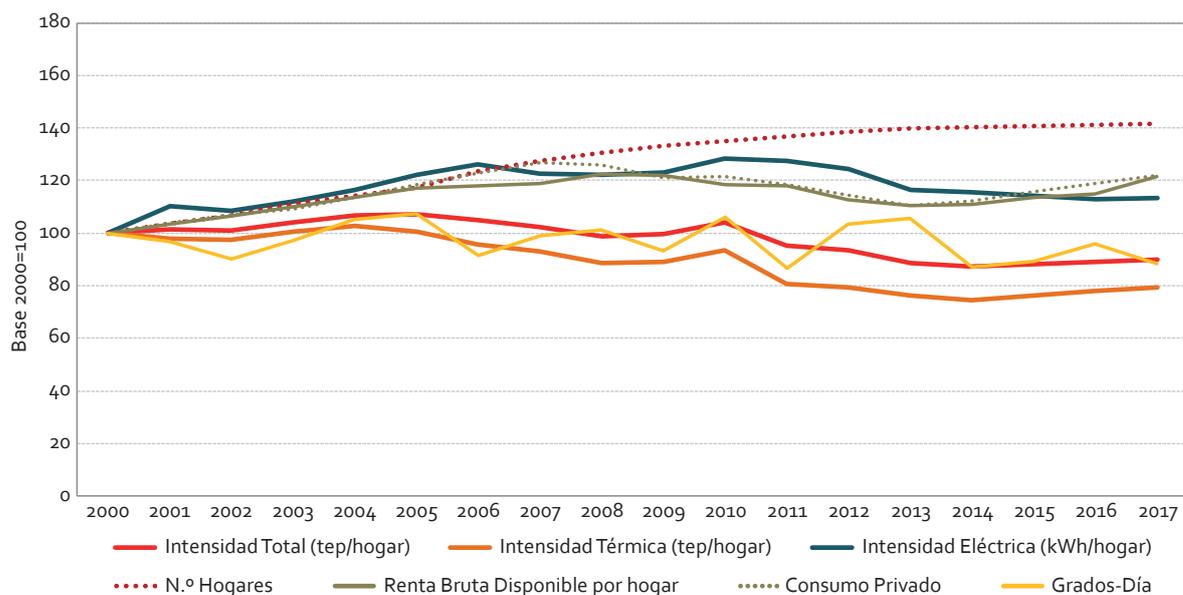
Los avances tecnológicos y legislativos en edificación y equipamiento de los hogares, en general, tienen un impacto positivo en la intensidad

energética del sector doméstico. Esto ha ido acompañado por el cambio de coyuntura económica iniciado en 2008, así como por el incremento de precios energéticos desde entonces, que han supuesto unos hábitos de consumo más moderados.

Con posterioridad a 2014, en una coyuntura económica más favorable, se aprecia un repunte en las intensidades térmica y global, que parece responder a la recuperación del poder adquisitivo de los hogares, lo que facilita la adopción de decisiones de gasto pospuestas durante la crisis que conllevan un mayor consumo. Por su parte, la intensidad eléctrica ha mantenido una tendencia a la baja, interrumpida en 2017 con un ligero incremento del 0,2%.

Dado que las mejoras tecnológicas afectan a todo el equipamiento doméstico, térmico y

FIGURA 2.29. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA, 2000-2017



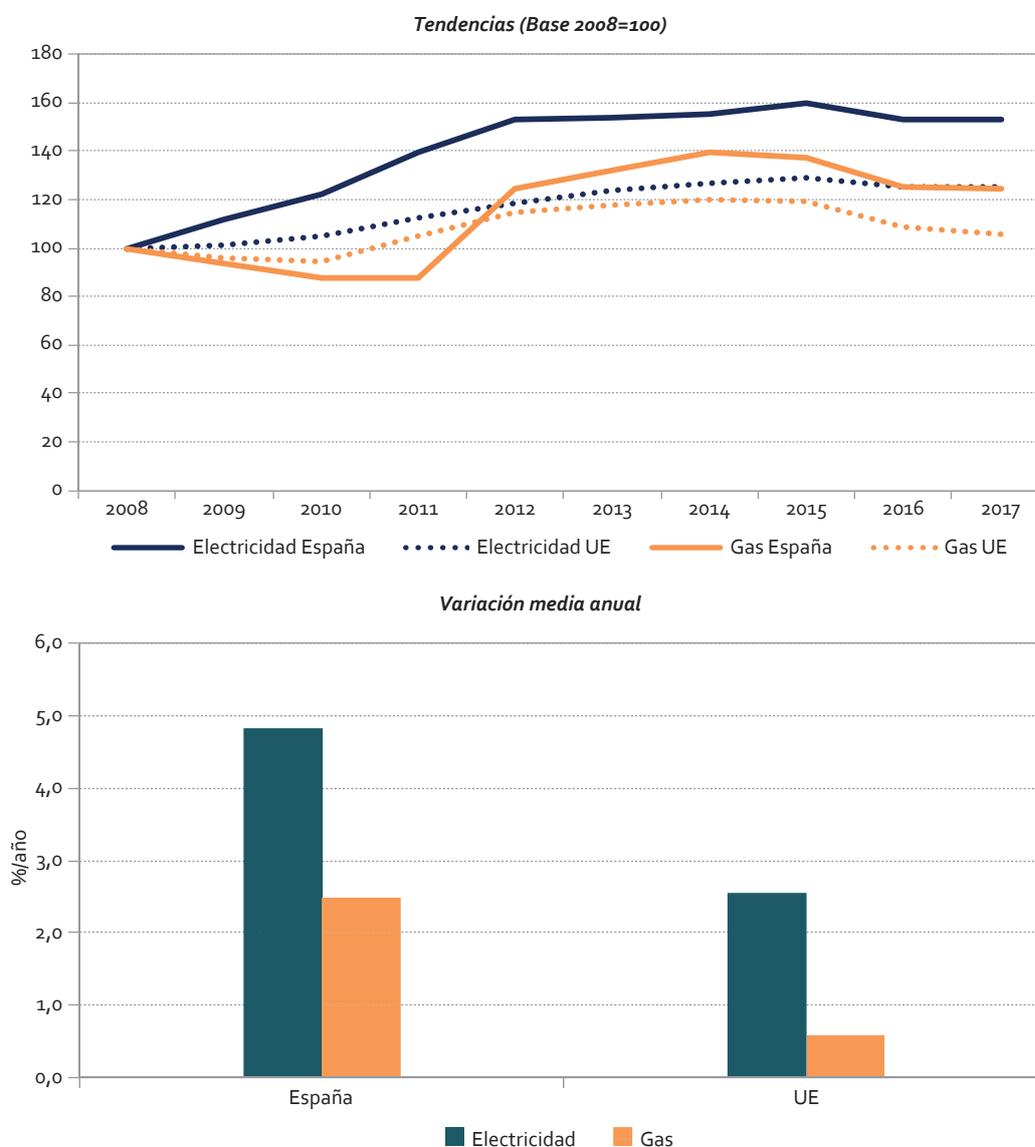
FUENTE: INE/MITECO/IDAE.



eléctrico, cabe suponer que el mayor crecimiento de la intensidad térmica obedece tanto al uso preferente de combustibles fósiles en la cobertura a la demanda de calefacción como a la subida más acusada de los precios de la electricidad, Figura 2.30.

Desde 2008 los precios domésticos de la electricidad han crecido a una tasa media anual del 4,3%, por encima de la media europea, lo que puede haber contribuido a la moderación del uso del equipamiento eléctrico, y con ello a la atenuación de la demanda eléctrica.

FIGURA 2.30. PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS HOGARES EN ESPAÑA Y LA UE, 2008-2017



FUENTE: EUROSTAT.

Nota: precios referidos a un hogar medio de consumo eléctrico entre 2.500 y 5.000 kWh/año y consumo de gas entre 20 GJ y 200 GJ/año.



Como ya se ha mencionado, la electricidad ha ido ganando protagonismo en la cobertura de la demanda energética de los hogares españoles, aproximándose al nivel de la UE, Figura 2.31. Esta dinámica es correlativa a la penetración creciente del equipamiento eléctrico en los hogares españoles, en convergencia con la media europea.

En el caso de España, el consumo eléctrico se ve afectado por el uso de la climatización en periodos veraniegos. Si bien la demanda energética asociada a este uso no supera el 1% del total, dado su carácter estacional, puede ocasionar puntas de demanda con dificultades en la gestión de las mismas.

En los últimos años en ambos indicadores –nacional y europeo– se observa una tendencia a la baja, donde se superponen los efectos de la crisis, precios de la electricidad, además de mejoras tecnológicas en iluminación y equipamiento electrodoméstico de los hogares, a lo que se une cierta saturación en el nivel de equipamiento.

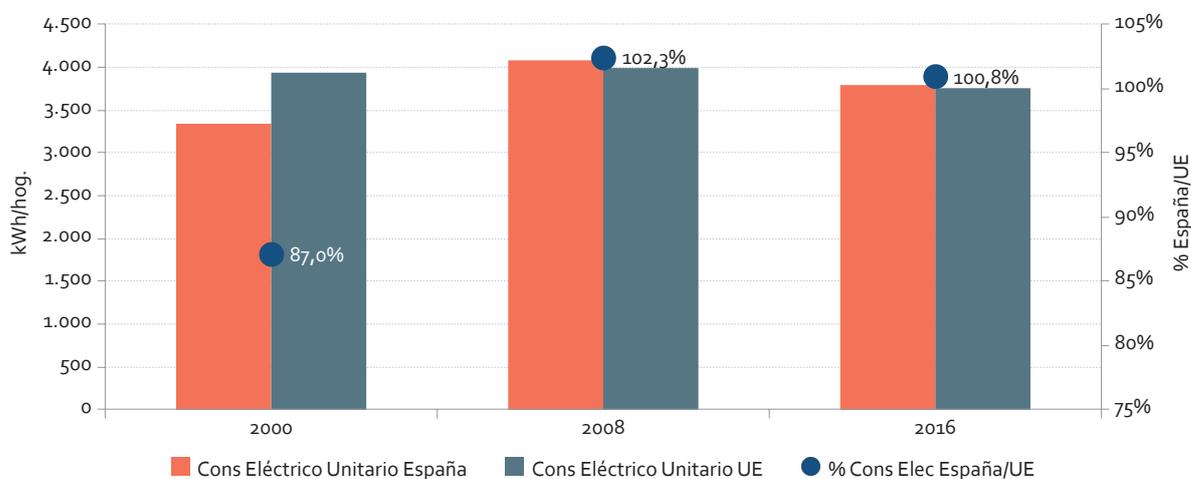
La comparativa de la evolución de la intensidad energética global del sector residencial a nivel de la UE, Figura 2.32, muestra un valor del indicador nacional un 40% inferior al valor de la media europea.

Esta diferencia se relaciona con la influencia climatológica, más favorable en España, lo que conlleva una menor demanda de calefacción, del orden del 43%, veinte puntos porcentuales por debajo de la UE. La diferencia en el peso relativo de la calefacción condiciona los distintos niveles observados de intensidad en los países de la UE, siendo éstos inferiores en los países del sur de Europa, donde los inviernos son más suaves.

Servicios

El sector servicios integra un paquete heterogéneo de actividades, relacionadas básicamente con los sectores oficinas, comercio, hostelería-restauración, sanidad y educación. El conjunto de

FIGURA 2.31. COMPARATIVA DEL CONSUMO ELÉCTRICO POR HOGAR EN ESPAÑA Y LA UE



FUENTE: CE/IDAE/MITECO.



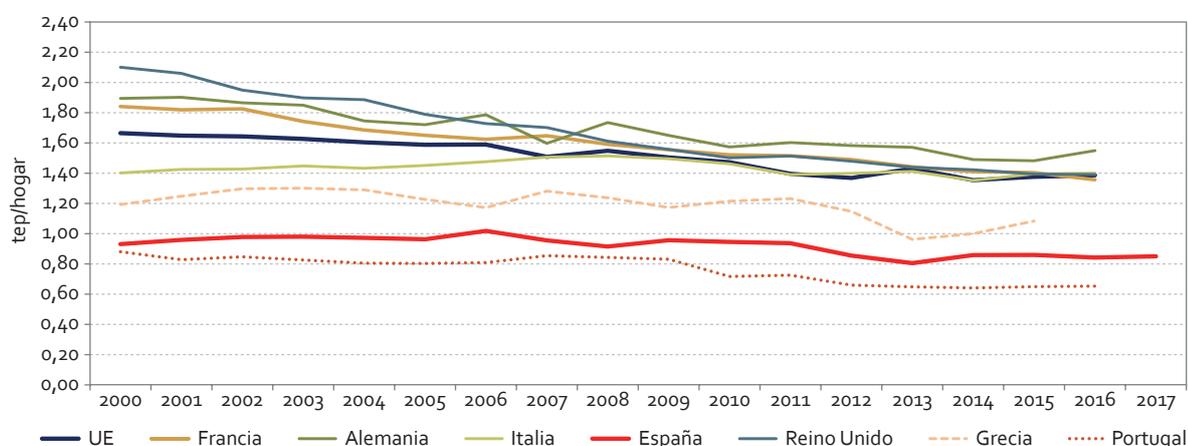
todas estas actividades representa el 66% del PIB y el 12% de la demanda de energía final.

Diferenciando por ramas de actividad, Figura 2.33, destacan los sectores de las oficinas y el comercio con el 64,8% de la demanda energética y el 67,7%

del Valor Añadido Bruto (VAB) del sector. Esto explica la importancia decisiva de estas dos ramas en la evolución de la intensidad energética del sector.

En un contexto de recuperación económica, en 2017 el Valor Añadido Bruto (VAB) de este sector

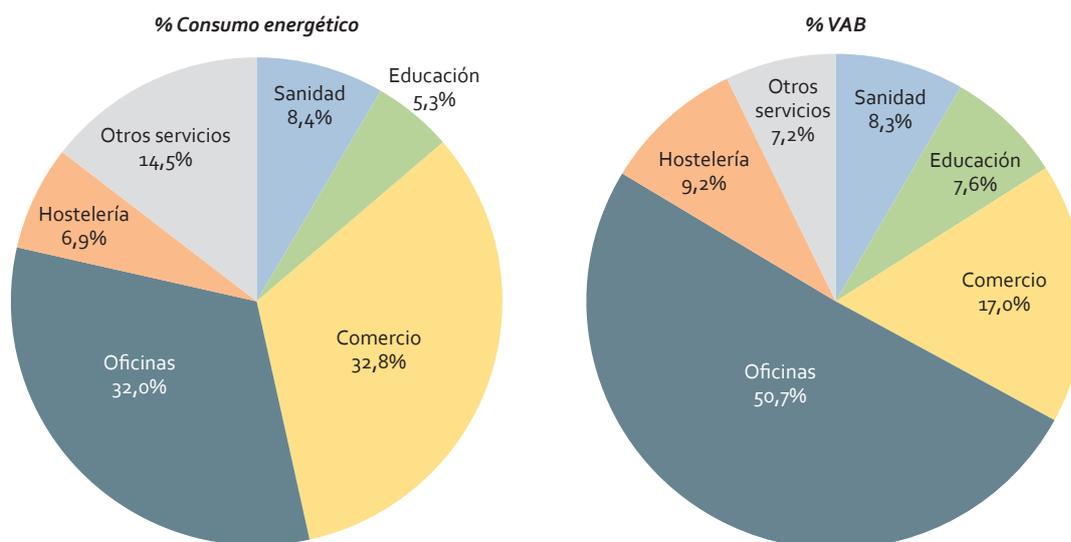
FIGURA 2.32. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2017



FUENTE: CE/IDAE/INE.

Nota: Intensidad con corrección climática

FIGURA 2.33. CONSUMO Y VALOR AÑADIDO DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA, 2017



FUENTE: INE/MITECO/IDAE.

Nota: Hostelería incluye restauración. Otros servicios incluyen los servicios recreativas, personales y sociales.

ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA



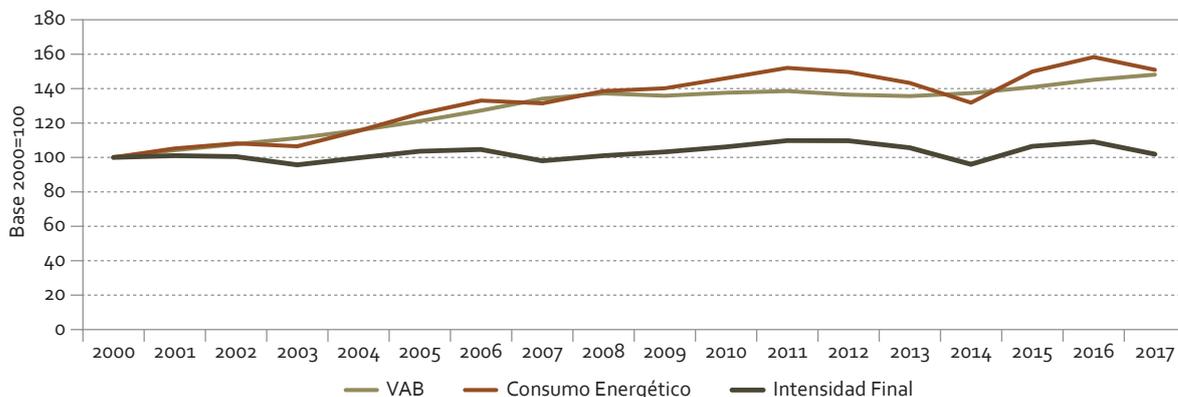
se ha incrementado en un 2,5%, debido al empuje de las ramas vinculadas al comercio y hostelería. Esto se acompaña de un decremento del 3,2% en la demanda energética correspondiente, lo que lleva a una reducción de la intensidad energética del sector del 7,1%, Figura 2.34.

La evolución de la intensidad guarda relación con la estructura de la demanda, Figura 2.35, en la que

destaca la representatividad del gas natural y de la electricidad. Esta última fuente cubre algo más del 60% del consumo, lo que responde principalmente a las necesidades de los sectores de las oficinas y del comercio en cuanto a iluminación, climatización, equipamiento ofimático y tecnologías TIC.

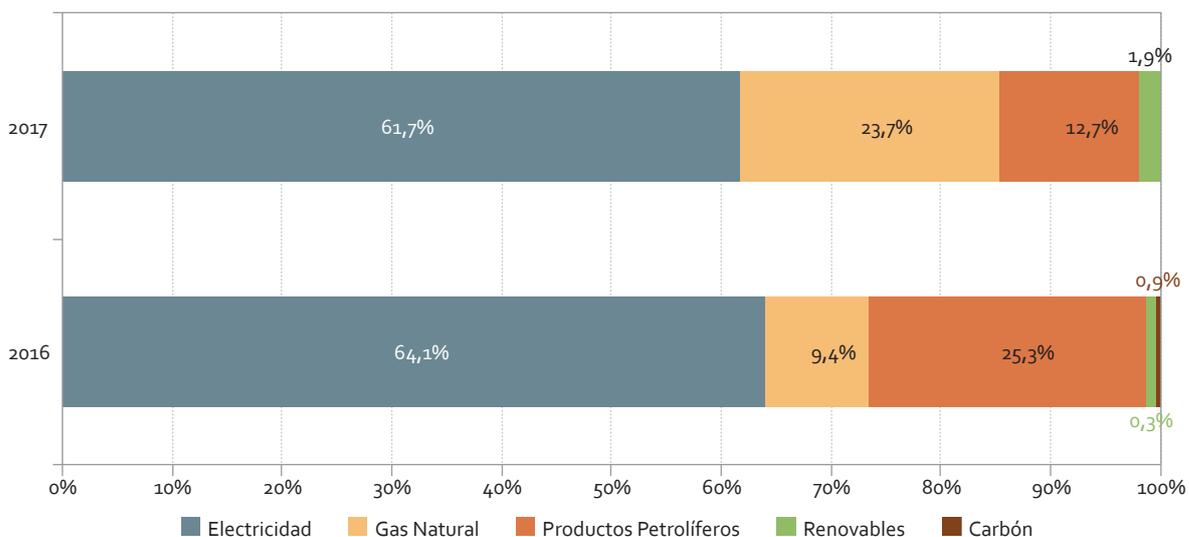
La disminución de la demanda energética en 2017 respecto del año anterior se debe al retroceso del

FIGURA 2.34. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: INE/MITECO/IDAE.

FIGURA 2.35. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2017



FUENTE: MITECO/IDAE.



gas natural, cuyo consumo ha caído un 20,1%, por encima de los incrementos de las restantes fuentes energéticas, entre el 1% de la electricidad y el 16,4% de los productos petrolíferos.

Esta caída de la demanda se observa en todas las ramas excepto en la educación, siendo el comercio, donde más se ha contraído la demanda. En términos económicos, la evolución ha sido favorable para todas las ramas menos para el sector de las oficinas. El mejor comportamiento ha tenido lugar en el comercio seguido de la hostelería, con mejoras respectivas del 3,4% y 2% en sus valores añadidos. A ello ha contribuido el repunte del comercio mundial, que ha supuesto un impulso de las exportaciones y de los servicios turísticos.

En coherencia con lo anterior, en 2017 se tiene una mejora significativa de las intensidades en las actividades ligadas al comercio, hostelería y sanidad, mientras que en los sectores de las oficinas y educación se ha producido cierto empeoramiento.

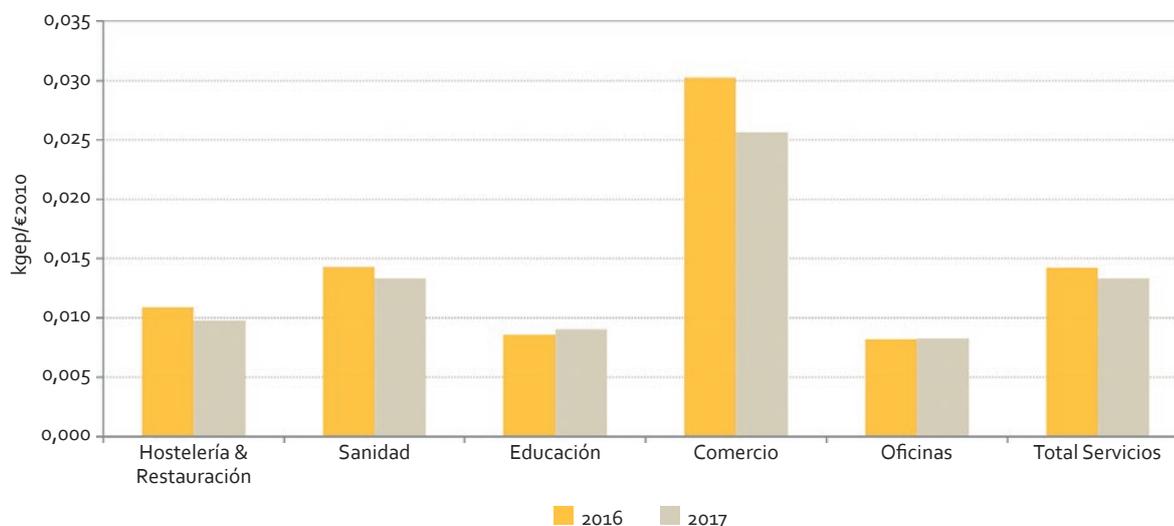
La intensidad global del sector servicios en 2017 ha estado determinada principalmente por el comercio y la hostelería, Figura 2.36.

La intensidad energética del sector servicios en España ha seguido una pauta ascendente, manteniéndose por debajo de la media europea, Figura 2.37, con la cual tiende a converger. Desde 2011 se observa un cambio de tendencia en el indicador en España, que se interrumpe en 2015 y 2016, como resultado de la recuperación de la actividad económica del sector, que ha ido acompañado de un aumento de la demanda energética a un ritmo superior al del VAB.

En 2017 dentro de la actual coyuntura económica, favorecida por el dinamismo del comercio, se invierte el comportamiento anterior con una reducción del 7,1%, restituyéndose la tendencia iniciada en 2011.

En contraste con lo anterior, la intensidad eléctrica del sector servicios en España evoluciona por encima del valor medio de la UE, Figura 2.38, man-

FIGURA 2.36. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2016-2017

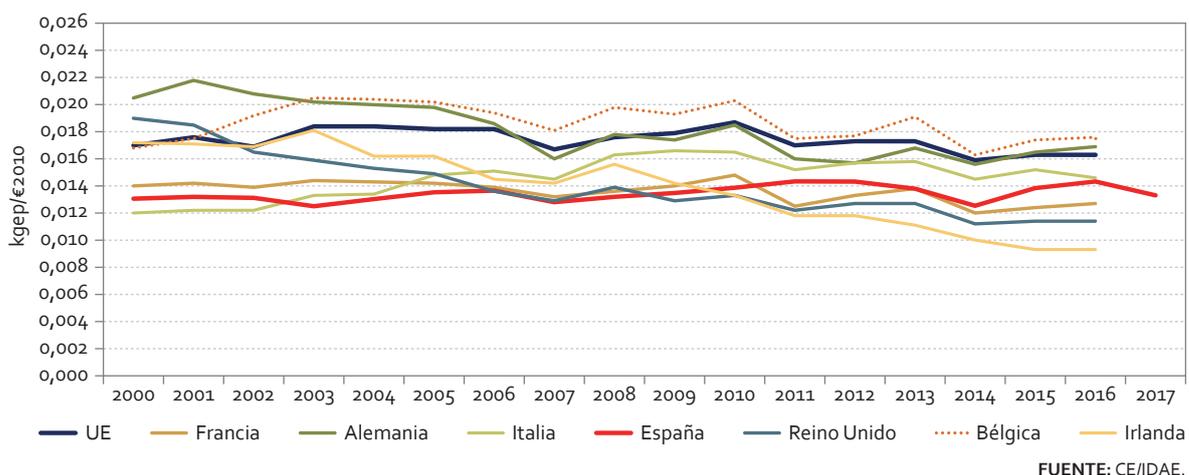


FUENTE: INE/ MITECO/IDAE.

teniendo un incremento progresivo respecto al indicador europeo hasta 2010. A partir de entonces, se produce un cambio de dirección en el indicador nacional que disminuye a una tasa media anual del 3,3%, por encima del indicador europeo (-1,4%), lo que lleva a un acercamiento entre ambos indicadores. Este cambio de comportamiento, en general, se explica por el efecto combinado del incremento de los precios de la electricidad y de la crisis, que han provocado una caída en la demanda eléctrica.

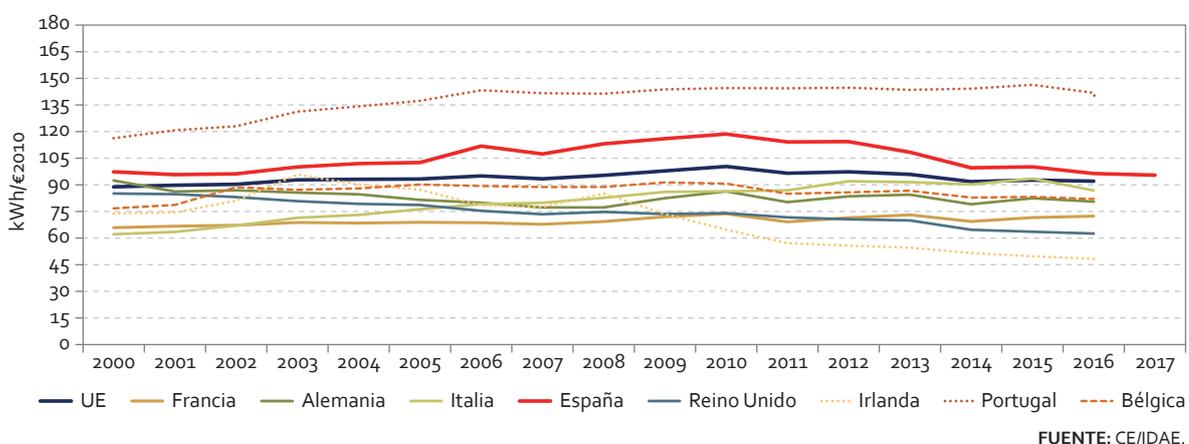
En 2017, la demanda eléctrica ha aumentado un 1%, si bien la intensidad eléctrica ha disminuido un 1,4% debido al mayor incremento del VAB del sector. El alto valor de la intensidad eléctrica en España se debe al peso de la electricidad en la cobertura de las necesidades de este sector, trece puntos porcentuales por encima de la media UE. El menor consumo eléctrico en los países del centro de Europa se debe en gran medida al mayor uso de la cogeneración y redes de distrito.

FIGURA 2.37. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2017



FUENTE: CE/IDAE.

FIGURA 2.38. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2017



FUENTE: CE/IDAE.

3. SECTOR ELÉCTRICO



3.1. POTENCIA INSTALADA Y MIX DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica disminuyó por segundo año consecutivo hasta situarse a finales de 2017 en 103.840 MW, un 2% menos que en 2016. Entre los motivos de esta disminución registrada en 2017, cabe destacar el cierre definitivo de la central nuclear de Santa María de Garoña, que estaba inactiva desde 2012.

Los ciclos combinados continuaron siendo los generadores de electricidad con mayor potencia instalada (25,7%), seguidos de las instalaciones eólicas (22,2%), las hidráulicas (19,3%), las de carbón (9,6%), las cogeneraciones y otras tecnologías (7,1%), las nucleares (6,9%) y las fotovoltaicas (4,6%).

Por lo que se refiere a la generación neta de energía eléctrica, se alcanzaron los 264.918 GWh en 2017, una cifra prácticamente igual,

solo un 0,2% superior, a la de 2016. Esto fue el resultado del mantenimiento de la producción eléctrica en el sistema peninsular, que representa casi el 95% de la generación eléctrica total, y el aumento del 3,2%, según REE, en los sistemas no peninsulares.

Las variaciones más significativas respecto al año 2016 fueron la reducción de la generación hidráulica en un 47%, debida a la extrema sequía que tuvo lugar en 2017, y el aumento de la producción de las instalaciones de ciclo combinado y fuel/gas y de las centrales de carbón en un 23,0% y un 21%, respectivamente.

Como consecuencia del descenso en la producción hidráulica, el peso de las energías renovables en la generación eléctrica se redujo del 38% en 2016 al 32% en 2017, el porcentaje más reducido de los últimos cinco años.

A pesar del ligero descenso (-1,0%) de la producción eléctrica de las centrales nucleares,

TABLA 3.1. POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE

	2016		2017	
	MW	%	MW	%
Nuclear	7.399	7,0	7.117	6,9
Hidráulica	20.080	19,0	20.079	19,3
Solar fotovoltaica	4.716	4,5	4.725	4,6
Solar térmica	2.304	2,2	2.304	2,2
Eólica	22.990	21,7	23.100	22,2
Carbón	10.004	9,4	10.004	9,6
Fuel/gas	2.490	2,4	2.490	2,4
Ciclo combinado	26.670	25,2	26.670	25,7
Cogeneración y otras	9.295	8,8	7.351	7,1
TOTAL	105.948	100,0	103.840	100,0

FUENTE: MITECO y REE.



TABLA 3.2. ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA NETA

	2016		2017	
	GWh	%	GWh	%
Nuclear	56.100	21,2	55.540	21,0
Hidráulica	39.180	14,8	20.708	7,8
Solar fotovoltaica	7.984	3,0	8.430	3,2
Solar térmica	5.072	1,9	5.348	2,0
Eólica	47.713	18,0	47.929	18,1
Carbón	37.491	14,2	45.196	17,1
Ciclo combinado y Fuel+gas	36.025	13,6	44.307	16,7
Cogeneración, otras renovables y residuos	34.780	13,2	37.460	14,1
TOTAL	264.345	100,0	264.918	100,0

FUENTE: MITECO y REE.

éstas continuaron siendo por cuarto año consecutivo la primera fuente de generación eléctrica (21,0%).

La producción eólica, aunque solo experimentó un aumento del 0,5% en 2017, continuó teniendo un importante peso en el mix de generación eléctrica (18,1%), ocupando el segundo lugar entre las tecnologías en el parque generador, solo por detrás de la energía nuclear.

Después de la nuclear y la eólica, las tecnologías que mayor peso tuvieron en la producción eléctrica en 2017 fueron las centrales de carbón (17,1%) y los ciclos combinados y las instalaciones de fuel/gas (16,7%).

Dentro de las tecnologías renovables, las que tuvieron un mayor aumento en su producción fueron la solar fotovoltaica y la solar térmica, que registraron un aumento del 5,6% y del 5,4%, respectivamente, sobre los niveles alcanzados en 2016.

3.2. EVOLUCIÓN DEL MERCADO DE PRODUCCIÓN DE LA ELECTRICIDAD

3.2.1. Descripción del mercado eléctrico de producción

El mercado eléctrico de producción, de acuerdo con la definición dada por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se estructura en mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

- Los **mercados diario e intradiario** cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español (OMIE).

Además, en los horizontes diario e intradiario se tiene en cuenta la **contratación bilateral** con entrega física libremente establecida entre los sujetos del mercado en los mercados no organizados.



Entre los mercados gestionados por el Operador del Sistema se encuentran:

- La resolución de las **restricciones técnicas**, identificadas en los programas resultantes de la contratación bilateral física y los mercados de producción (diario e intradiario), así como todas aquellas restricciones técnicas que pudieran presentarse durante la propia operación en tiempo real.
- Los **servicios complementarios**:
 - Reserva de potencia adicional a subir.
 - Regulación frecuencia-potencia: banda y energía de regulación secundaria y energía de regulación terciaria.
- El proceso de **gestión de los desvíos** entre generación y consumo para garantizar el equilibrio entre la producción y la demanda.

Los mercados anteriores se complementan con los **mercados a plazo**, que son un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas:

- **Contratos bilaterales** adaptados a las necesidades de los agentes compradores y vendedores, y con entrega física de la energía o con liquidación financiera por diferencias (pago/cobro de la diferencia entre el precio del mercado diario y un cierto valor pactado en el contrato; sin entrega física de la energía).

- Contratación a través de **mercados organizados, subastas organizadas o bilateralmente** entre los agentes (el conocido como mercado «over the counter» u OTC, no organizado, en el que los agentes cierran transacciones a través de intermediarios o brokers). En España, el mercado organizado de futuros eléctricos del Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL) es gestionado por OMIP.

3.2.2. Evolución del precio en el mercado mayorista

Durante el año 2017 la energía final en el mercado eléctrico creció un 1,1% respecto al año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en 2017, ha ascendido a 192.215 GWh, lo que supone un aumento del 4,5% respecto al año 2016, con un precio medio de 52,24 €/MWh, un 31,68% mayor que el año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario en el sistema eléctrico español en el mismo periodo se ha situado en 31.637 GWh, lo que representa un incremento del 12,16% respecto al año 2016, con un precio medio de 53,12 €/MWh, un 30,84% superior al de 2016.

El precio medio horario final ponderado del sistema en 2017 fue de **60,57 €/MWh**, lo que ha supuesto un aumento del 25,1% respecto del año anterior. El 88,19%, aproximadamente, de este precio correspondió en 2017 a la componente del

SECTOR ELÉCTRICO

precio del mercado diario, siendo el resto las componentes del precio del mercado intradiario, los servicios de ajuste del sistema eléctrico, el pago por capacidad y el servicio de interrumpibilidad.

En cuanto al número de agentes que participaron en el mercado eléctrico en 2017, hubo un total de 83 generadores y 330 comercializadores.

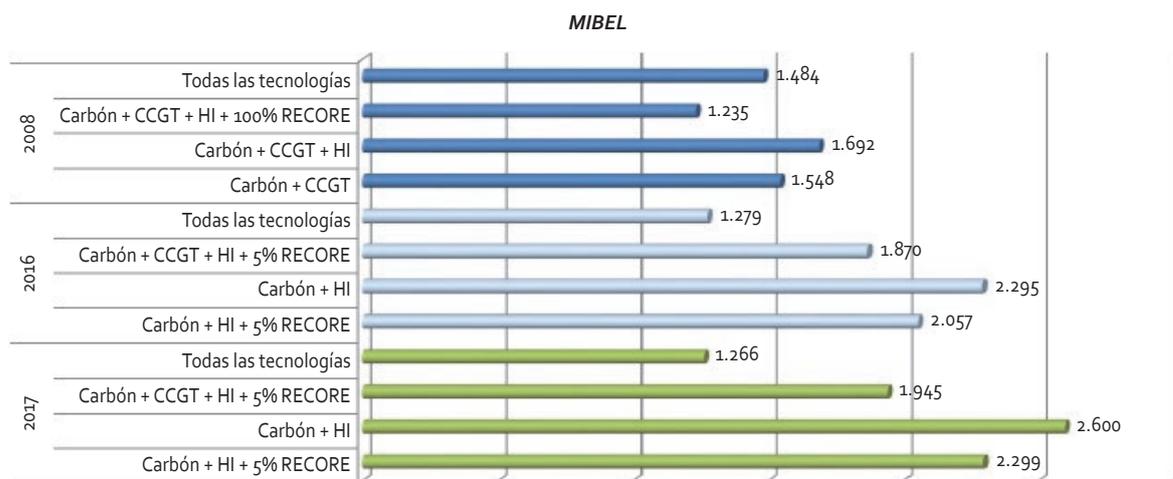
El análisis de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento del mercado diario se muestra en el siguiente gráfico¹.

TABLA 3.3. NÚMERO DE AGENTES DE GENERACIÓN Y DE COMERCIALIZACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

	Generadores	Comercializadores
2008	104	60
2009	108	102
2010	76	133
2011	73	142
2012	75	175
2013	76	207
2014	78	246
2015	84	278
2016	84	310
2017	83	330

FUENTE: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2017.

FIGURA 3.1. ÍNDICES HHI SEGÚN DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN EL PDBF EN EL ÁMBITO DEL MIBEL



FUENTE: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2017

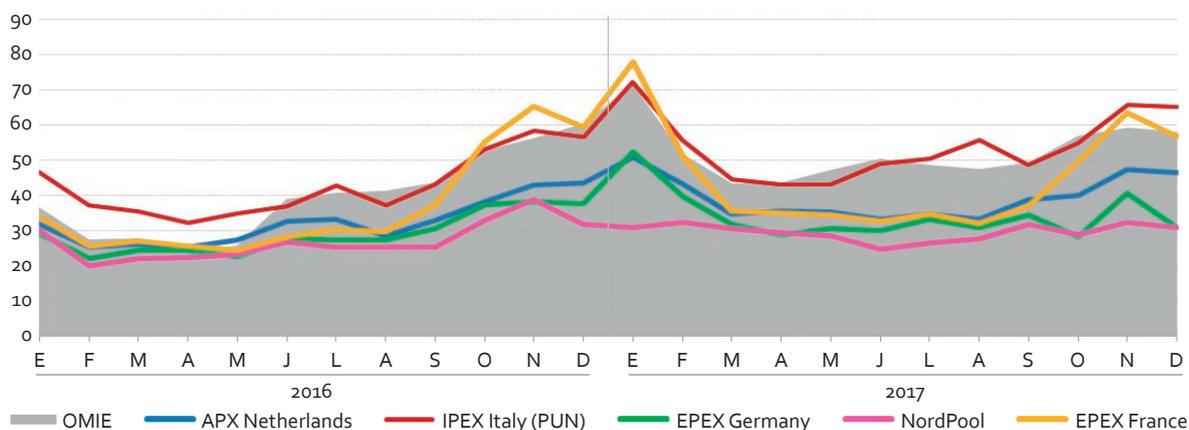
¹ Se ha calculado, por una parte, teniendo en cuenta todas las tecnologías y, por otra, referido únicamente a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen. Por tanto, la energía nuclear y la mayor parte de la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (producción RECORE), no se considera. Se considera como tecnología retirable desde 2014 un 5% de la producción RECORE, ya que, tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, su producción se ve retribuida por el precio resultante del mercado diario, y en torno a un 5% de esta energía ha dejado de ser precio aceptante, resultando despachada únicamente a partir de unos ciertos umbrales de precio

En cuanto a la comparación de los precios (€/MWh) con otros países europeos, se observa que los precios de España ocupan en 2017 una posición elevada, aunque superados en siete meses por los de Italia y también por los de Francia en dos meses (enero y noviembre) (Figura 3.2).

La Figura 3.3 incorpora mercados adicionales, como el de Reino Unido.

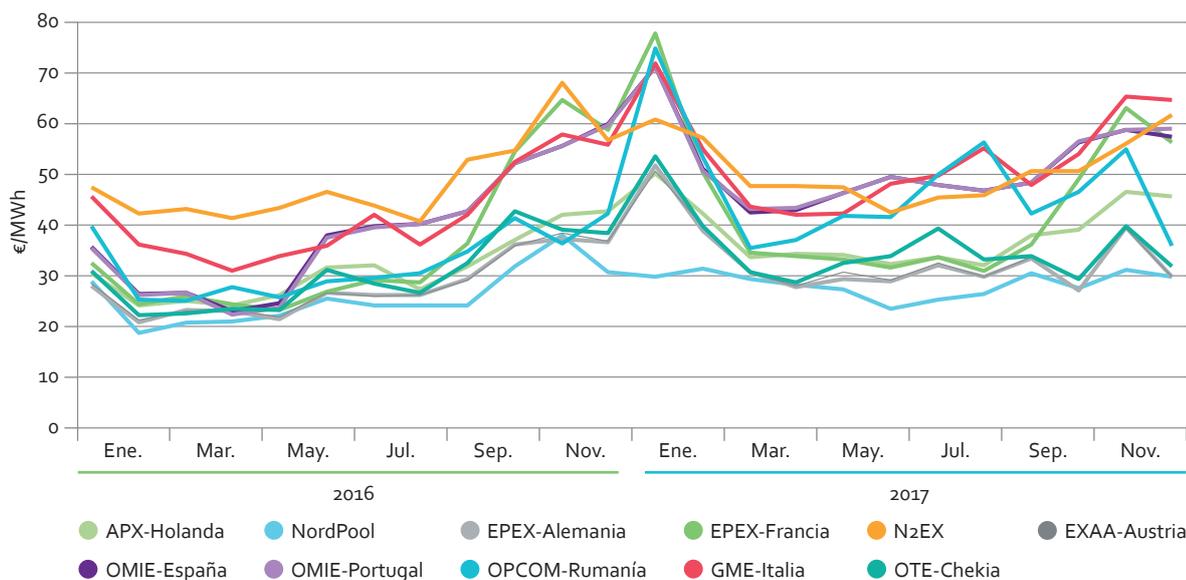


FIGURA 3.2. COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS (€/MWH) DE ESPAÑA CON OTROS PAÍSES EUROPEOS



FUENTE: Informe del Sistema Eléctrico Español 2017, REE.

FIGURA 3.3. PRECIOS MEDIOS MENSUALES EUROPEX 2016-2017



FUENTE: Informe de precios 2017, OMIE.

3.3. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

3.3.1. Componentes del precio final del mercado minorista

Los componentes del precio aplicado al consumidor final de energía eléctrica son:

- a) El coste de la energía, que incluye el coste de la energía en el mercado de producción de energía eléctrica:
 - Mercado diario e intradiario.
 - Servicios de ajuste.

El coste de la energía incorpora, además, otros conceptos:

- Pagos por capacidad, destinados a determinados generadores para garantizar la cobertura permanente de la demanda del sistema eléctrico.
- Coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, prestado por grandes consumidores de energía eléctrica que contribuyen a disminuir la demanda en los momentos en que así lo requiere la operación del sistema.
- Retribución del Operador del Sistema (REE) y del Operador del Mercado (OMIE).
- Margen de comercialización.

b) Los **peajes de acceso**, precios regulados por el Gobierno² (fijados anualmente con carácter general), desagregados por nivel de tensión

² Según el nuevo reparto competencial establecido en el Real Decreto-ley, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, en el futuro, la CNMC aprobará la metodología, estructura y valores concretos de los peajes de acceso a las redes que cubrirán los costes de las redes de transporte y distribución; el Ministerio para la Transición Ecológica, aprobará la estructura, metodología y valores de los cargos, que cubrirán el resto de costes del sistema eléctrico (renovables, anualidades del déficit de tarifa, extracoste de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y otros).

y potencia contratada, y destinados a cubrir los costes regulados del sistema eléctrico (redes de transporte y distribución, renovables, anualidades del déficit de tarifa, sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares, principalmente).

Estos peajes tienen un término de potencia (en €/kW y año) y un término de energía (en €/kWh).

3.3.2. Marco jurídico de contratación

En lo referente al marco jurídico de contratación, el consumidor contrata su suministro de energía eléctrica con un comercializador de energía eléctrica, teniendo dos posibilidades:

- El consumidor puede formalizar el contrato de suministro con un comercializador y el contrato de acceso de terceros a la red (contrato ATR) con el distribuidor.
- O bien, el consumidor puede realizar la contratación tanto del suministro como de los peajes de acceso a la red a través del comercializador.

En este caso el comercializador, de cara al distribuidor, actúa en nombre del consumidor. El consumidor abona los peajes de acceso al comercializador, que a su vez los paga al distribuidor.

Existen dos modalidades de contratación del suministro:

- Contratación en **mercado libre** con cualquier comercializadora de energía eléctrica. Existen



en la actualidad **más de trescientas comercializadoras de energía eléctrica**. La página web de la CNMC las recoge en su página web:

<https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>

- Contratación con una **comercializadora de referencia del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC)**, precio regulado por el Gobierno al que pueden acogerse los consumidores con potencia contratada hasta 10 kW.

3.3.3. Actualización de los peajes de acceso y determinación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en 2017

Según el artículo 2 de la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, los precios de los términos de potencia y energía activa de los peajes de acceso que resultaron de aplicación en 2017 son:

- Para el peaje de acceso **6.1B** los previstos en el artículo 2 y anexo I de la Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para **2016** y se aprueban determinadas instalaciones tipo y parámetros retributivos de instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Para el peaje de acceso **6.1A** los previstos en el artículo 9 y el anexo I de la Orden IET/2444/2014, de 19 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para **2015**.

- Para las **restantes categorías de peajes de acceso**, los previstos en el artículo 10 y el anexo I de la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para **2014**.

El Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) es el precio al que pueden acogerse los consumidores cuyo suministro se realiza en baja tensión con potencia contratada hasta 10 kW, cuya metodología de cálculo se encuentra recogida en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

- a) El término de potencia del PVPC (TPU) es el término de potencia del peaje de acceso (fijado en 38,043426 €/kW en la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2014), valor que se mantuvo para 2017, de acuerdo con la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre.
- b) El término de energía del PVPC (TEU) es diferente en cada hora, ya que depende, entre otros términos como los servicios de ajuste y otros costes asociados al suministro, del precio medio horario resultante para cada hora en el mercado eléctrico.

De acuerdo con la Orden ETU/1948/2016, de 22 de diciembre, por la que se fijan determinados valores de los costes de comercialización de la comercializadoras de referencia a incluir en el cálculo del precio voluntario para el pequeño consumidor de energía eléctrica en el periodo 2014-2018, el valor del término fijo (CCF) de los costes de comercialización a aplicar en 2017 es de 3,113 €/kW y año y el valor del componente de retribución unitaria

(Runitaria) del término variable horario (CCVh) de los costes de comercialización 0,000557 €/kWh.

Además, según el artículo tercero de la Orden ETU/258/2017, de 24 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2017, el valor de la Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética regulado en el capítulo IV del Título III de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, RFE, incluida en el término variable horario de los costes de comercialización (CCVh) a considerar en el cálculo del PVPC, a aplicar desde la fecha de entrada en vigor de dicha orden, es de 0,000268 €/kWh.

En diciembre de 2017³, unos 11.200.000 consumidores estaban acogidos al PVPC (un 43% de los

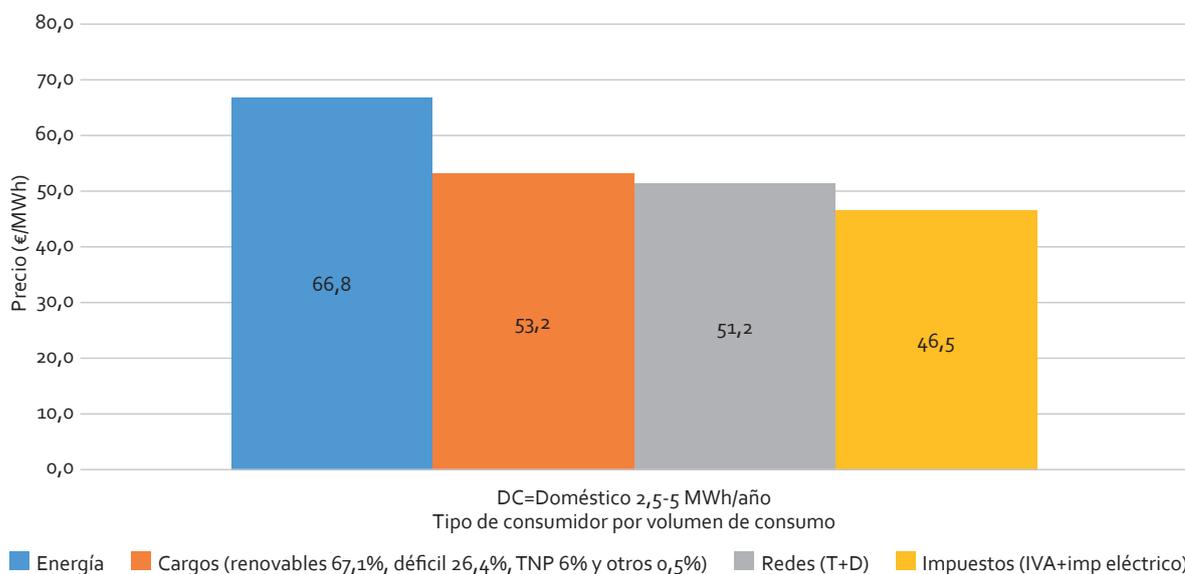
que tenían derecho a ello), y 2.332.650 consumidores estaban acogidos al bono social.

En el siguiente gráfico se desagrega el precio final aplicado a consumidores finales domésticos de energía eléctrica, publicado por Eurostat, en sus principales componentes, para la banda DC (que es la banda más representativa de este tipo de consumidores, con un consumo entre 2,5 y 5 MWh/año).

3.3.4. Comparación con otros países

En los cuadros 3.10 y 3.11, se detallan los precios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo industrial y doméstico.

FIGURA 3.4. COMPONENTES DEL PRECIO APLICADO A CONSUMIDORES FINALES DE ELECTRICIDAD – ESPAÑA S2-2017



FUENTE: Eurostat, MITECO.

³ Fuente: Boletín de Indicadores Eléctricos de abril de 2018 de la CNMC.



TABLA 3.4. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2.º SEMESTRE DE 2017

	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
UE-28	0,2178	0,1690	0,1385	0,1212	0,1018	0,0938	0,0830
Zona euro	0,2312	0,1781	0,1455	0,1250	0,1005	0,0912	0,0759
Bélgica	0,2574	0,1869	0,1314	0,1100	0,0850	0,0691	0,0551
Bulgaria	0,1302	0,1060	0,0890	0,0805	0,0746	0,0692	0,0656
República Checa	0,2043	0,1435	0,0859	0,0763	0,0752	0,0788	:
Dinamarca	0,3017	0,2774	0,2579	0,2560	0,2381	0,2378	0,2371
Alemania	0,2800	0,2278	0,1985	0,1694	0,1238	0,1290	:
Estonia	0,1380	0,1130	0,1015	0,0906	0,0828	0,0845	:
Irlanda	0,2264	0,1719	0,1399	0,1114	0,1033	0,0883	:
Grecia	0,1864	0,1792	0,1315	0,1118	0,105	:	:
España	0,2523	0,1676	0,1249	0,1040	0,0931	0,0857	0,0820
Francia	0,1773	0,1413	0,1102	0,0885	0,0730	0,0615	0,0550
Croacia	0,1333	0,1222	0,1040	0,0912	0,0762	0,0541	:
Italia	0,2582	0,2020	0,1675	0,1486	0,1283	0,0908	0,0997
Chipre	0,2005	0,1800	0,1637	0,1574	0,1451	0,1337	:
Letonia	0,2222	0,1616	0,1402	0,1243	0,1161	0,0982	:
Lituania	0,1391	0,1132	0,1000	0,0902	0,0817	0,0793	:
Luxemburgo	0,1487	0,1072	0,0873	0,0719	0,0424	:	:
Hungría	0,1330	0,1148	0,0957	0,0908	0,0856	0,0910	0,0919
Malta	0,2051	0,1600	0,1432	0,1259	0,1075	0,1015	:
Países Bajos	:	0,1129	0,0925	0,0917	0,0628	0,0615	0,0649
Austria	0,1901	0,1463	0,1196	0,1011	0,0875	0,0778	0,0714
Polonia	0,1953	0,1385	0,1061	0,0930	0,0865	0,0763	0,0803
Portugal	0,2464	0,1870	0,1411	0,1283	0,1068	0,1010	0,0893
Rumanía	0,1159	0,1072	0,0936	0,0868	0,0775	0,0762	0,0617
Eslovenia	0,1577	0,1198	0,0956	0,0823	0,0737	0,0710	:
Eslovaquia	0,2207	0,1576	0,1336	0,1252	0,1172	0,1138	0,1068
Finlandia	0,1110	0,1021	0,0838	0,0807	0,0655	0,0638	:
Suecia	0,1770	0,1000	0,0808	0,0695	0,0595	0,0505	0,0483
Reino Unido	0,1846	0,1694	0,1487	0,1412	0,1395	0,1361	0,1239

La nomenclatura de las bandas de consumo es la siguiente:

- IA : Consumo < 20 MWh
- IB : 20 MWh < Consumo < 500 MWh
- IC : 500 MWh < Consumo < 2 000 MWh
- ID : 2 000 MWh < Consumo < 20 000 MWh
- IE : 20 000 MWh < Consumo < 70 000 MWh
- IF : 70 000 MWh < Consumo < 150 000 MWh
- IG : Consumo > 150 000 MWh

FUENTE: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_205

SECTOR ELÉCTRICO

TABLA 3.5. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2.º SEMESTRE DE 2017

	DA	DB	DC	DD	DE
Unión Europea - 28 países	0,347	0,2293	0,2042	0,189	0,1771
Zona euro	0,3864	0,2447	0,2175	0,2045	0,1918
Bélgica	0,5160	0,3270	0,2877	0,2611	0,2297
Bulgaria	0,0998	0,0984	0,0983	0,0988	0,0980
República Checa	0,2787	0,1975	0,1488	0,1183	0,1082
Dinamarca	0,3718	0,3246	0,3010	0,2342	0,2146
Alemania	0,4732	0,3361	0,3048	0,2874	0,2713
Estonia	0,1370	0,1352	0,1319	0,1231	0,1147
Irlanda	0,4176	0,3018	0,2355	0,2011	0,164
Grecia	0,2070	0,1660	0,1620	0,2040	0,1760
España	0,5696	0,2687	0,2177	0,1884	0,1667
Francia	0,3008	0,2008	0,1756	0,1600	0,1534
Croacia	0,1966	0,1332	0,1236	0,1193	0,1159
Italia	0,3093	0,2235	0,2080	0,2120	0,2038
Chipre	0,2409	0,1867	0,1826	0,1821	0,1835
Letonia	0,1900	0,1635	0,1582	0,1536	0,1568
Lituania	0,113	0,1123	0,1107	0,1068	0,0991
Luxemburgo	0,2704	0,1889	0,1618	0,1414	0,1322
Hungría	0,1297	0,1177	0,1134	0,1104	0,1125
Malta	0,3712	0,1478	0,1298	0,1512	0,3492
Países Bajos	:	0,1052	0,1556	0,1724	:
Austria	0,3730	0,2337	0,1978	0,1740	0,1577
Polonia	0,1906	0,1589	0,1451	0,1346	0,1327
Portugal	0,3879	0,2438	0,2230	0,2156	0,2098
Rumania	0,1293	0,1307	0,1289	0,1261	0,1219
Eslovenia	0,2535	0,1981	0,1613	0,1399	0,1251
Eslovaquia	0,2351	0,1680	0,1442	0,1243	0,1068
Finlandia	0,3412	0,2192	0,1599	0,1368	0,1136
Suecia	0,3714	0,2231	0,1993	0,1624	0,1416
Reino Unido	0,2702	0,2084	0,1856	0,1682	0,1583

La nomenclatura de las bandas de consumo es la siguiente:

- DA : Consumo < 1 000 kWh
- DB : 1 000 kWh < Consumo < 2 500 kWh
- DC : 2 500 kWh < Consumo < 5 000 kWh
- DD : 5 000 kWh < Consumo < 15 000 kWh
- DE : Consumo > 15 000 kWh

FUENTE: http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_pc_204.



3.4. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

3.4.1. Marco general

El régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares está sujeto a una regulación singular, por las particularidades que presentan estos sistemas, derivadas de su tamaño, características propias, reducidas economías de escala y aprovisionamiento de combustibles.

El coste de generación en estos sistemas es sustancialmente superior al de la península, por el mayor coste de los combustibles utilizados, y la necesidad de mayores reservas de respaldo por el reducido tamaño de los sistemas.

Por ello, la normativa vigente contempla que la actividad de producción de energía eléctrica esté excluida del sistema de ofertas peninsular y que sea retribuida tomando como referencia la estructura de precios del sistema peninsular, a lo que se podría añadir un concepto retributivo adicional. Esta retribución adicional es tal que tiene en consideración todos los costes específicos de estos sistemas en los que incurre una empresa eficiente y bien gestionada y que no pudieran ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales.

Adicionalmente, la normativa prevé el fomento de las energías renovables en estos sistemas, cuando sean técnicamente asumibles, para reducir los costes de estos sistemas.

De esta forma, y en relación con la generación, existe un mecanismo de despacho de las unidades de producción por orden de mérito económico hasta cubrir la demanda prevista, realizando el operador del sistema el despacho económico de las unidades de producción que han de funcionar en cada sistema, con base en los costes variables de las centrales de producción.

Como contrapartida al despacho económico y retribución de la generación, se establece un mecanismo de compatibilidad económica para los compradores de energía, evitando que se produzcan discriminaciones respecto a sus homólogos del sistema peninsular.

El anterior mecanismo está desarrollado en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, estableciéndose la metodología para el cálculo del precio de adquisición de la demanda a partir del precio medio peninsular afectado por un coeficiente.

Este coeficiente tiene en cuenta la variación de los costes de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, incorporando de este modo las señales de precio eficientes al consumidor que había dispuesto la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

No obstante, lo anterior, este precio no es de aplicación al PVPC, en el que actualmente se está aplicando el mismo precio peninsular.

Dentro de este marco general, cabe destacar que, si bien el régimen económico de la actividad de produc-

ción y el procedimiento de despacho en los territorios no peninsulares están regulados, la comercialización de la energía es una actividad no regulada, existiendo gran número de comercializadoras que ejercen sus actividades en estos territorios, adicionalmente o no a su operación en el mercado peninsular

3.4.2. Extracoste

Dentro de las singularidades de la actividad de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, está, como ya se ha expuesto, el reconocimiento de una retribución adicional a los generadores para poder cubrir los costes específicos en el desarrollo de su actividad en estos sistemas.

De esta forma, se define el concepto de extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares como la diferencia entre los costes de generación de todas las centrales en estos sistemas independientemente de su tecnología o potencia y las cantidades percibidas en el despacho procedentes de la demanda al precio establecido en la normativa.

El extracoste así definido es financiado desde el 1 de enero de 2014 en un 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, y en un 50% con cargo al sistema eléctrico, de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

El procedimiento por el que se reconoce la cuantía definitiva de los costes de generación y del extracoste está establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. Se trata de un reconocimiento a posteriori, una vez que los despachos

han sido efectuados y que los parámetros con los que se valoran los costes específicos en estos territorios están disponibles.

Este reconocimiento se realiza mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Intervención General de la Administración del Estado (IGAE), estableciéndose asimismo la desviación entre las previsiones de extracoste y el extracoste real en el que se incurre en cada año.

Una vez se reconoce el extracoste definitivo de un año, la cuantía de la desviación entre este extracoste definitivo y las cuantías aportadas desde Presupuestos Generales del Estado debe tenerse en cuenta, con su signo, en la cuantificación de futuras compensaciones.

Asimismo, y como parte de los costes del sistema eléctrico, debe ser estimado dentro de la orden por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para cada año.

Por lo que respecta a la previsión del extracoste de 2017, en el momento de tramitar la Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017 se encontraban prorrogados los Presupuestos aprobados por la Ley 48/2015, de 29 de octubre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2016, que contemplaban una cuantía de 740 millones de euros para cubrir el cincuenta por ciento del extracoste de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, considerándose lo más adecuado mantener esta misma cuantía para 2017.



Esta previsión fue revisada posteriormente en la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, en la que se preveía una partida de 554 millones de euros como mejor estimación del cierre de 2017, cantidad que no incluye los costes adicionales a aprobar en la resolución por la que se apruebe la cuantía definitiva del extracoste para el año 2017.

3.4.3. Año 2017

El Ministerio, dentro del ámbito de sus competencias, regula la organización y funcionamiento de los despachos de producción de energía eléctrica, así como los términos en los que se desarrolla la gestión económica y técnica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

Para ello, publica periódicamente mediante resoluciones parámetros retributivos correspondientes a las instalaciones de generación térmicas allí ubicadas y a las que se les haya otorgado un régimen retributivo adicional.

Adicionalmente a las publicaciones periódicas, resultan destacables las siguientes actuaciones que tuvieron lugar durante el año 2017:

- Inicio de tramitación de una orden ministerial para que se integraran los sistemas eléctricos de las Illes Balears en un solo sistema, de forma que una vez puesto en servicio el segundo circuito que une Mallorca con Ibiza, se pudieran aprovechar las sinergias económicas del despacho conjunto.

- Gorona del Viento. En la isla de El Hierro se encuentra un proyecto hidroeólico, Gorona del Viento, que integra un parque eólico, un grupo de bombeo y una central hidroeléctrica. Se trata de una instalación singular de cuya tipología no existen datos, estando su retribución fijada mediante la orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeólica de Gorona del Viento. Esta central entró en operación en 2014, y si bien el operador del sistema la ha despachado desde entonces, era necesario para su correcta participación en el despacho la aprobación de los datos técnicos y la inscripción definitiva de la instalación, lo que se aprobó mediante resolución en septiembre de 2017.

Asimismo, en septiembre de 2017 se revisaron las horas de funcionamiento estándar de Gorona del Viento, de forma que su retribución fuera adecuada al funcionamiento histórico que esta instalación singular estaba teniendo.

- Resoluciones de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2014.

Como ya se ha indicado, el reconocimiento de costes de generación y el extracoste debido a la actividad de producción se realiza a posteriori, siendo requerido el informe favorable de la IGAE para este reconocimiento.

En junio de 2017 se establecieron estas cuantías correspondientes al año 2014, resultando un desvío de -67,925 millones de euros en los pagos realizados desde Presupuestos Generales del Estado, y de 79,636 millones de euros como compensaciones desde el sistema eléctrico, es decir, hubo exceso de financiación desde Presupuestos Generales del Estado, pero el caso contrario desde el sistema eléctrico para la actividad de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

3.5. INFRAESTRUCTURAS

En este capítulo se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2017 en infraestructuras de transporte de electricidad recogidas en las planificaciones. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras.

3.5.1. Planificación

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, se aprobó el documento de «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020», previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre (BOE n.º 254, de 23 de octubre de 2015).

Esta planificación sustituye, en la parte correspondiente a la red de transporte de elec-

tricidad, al documento «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016», aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008.

La planificación realiza una previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actuaciones que es necesario llevar a cabo para asegurar la prestación del servicio. En particular, las infraestructuras de transporte de energía eléctrica que dan soporte a esta actividad requieren de un largo periodo de maduración, desde que se identifica la necesidad hasta su puesta en funcionamiento. Ello hace absolutamente necesario organizar, preparar y proyectar las instalaciones con gran adelanto.

La anticipación y la constante adaptación de las previsiones a la realidad cambiante se convierten así en parte integrante y en herramientas imprescindibles de la política energética. Por todo ello, la planificación se integra en la reforma regulatoria del sector eléctrico, enmarcándose en un contexto general caracterizado por tres aspectos clave.

En primer lugar, el principio de sostenibilidad económica del sistema eléctrico ha estado muy presente en todo el proceso de planificación donde, para cada nueva actuación estructural de la red de transporte, se ha realizado un análisis coste-beneficio que optimizará las inversiones a realizar.

En segundo lugar, otra de las características de la nueva planificación es el mayor compromiso logrado con la Unión Europea para impulsar



un mercado interior de la energía, aumentando nuestro nivel de interconexión energética con Europa. Esto es relevante para disminuir precios e integrar nueva generación renovable.

Por último, la planificación toma en consideración los cambios ligados a los avances tecnológicos, la mayor facilidad de los consumidores para gestionar su demanda y la mayor competencia e información sobre precios. Estos avances conllevan nuevos retos de mayor electrificación de la economía y mayor eficiencia (menor intensidad energética) que la planificación debe satisfacer.

En la actualidad se encuentra en vigor el documento de «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020», previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros. La planificación está publicada en la página web del Ministerio competente, en la siguiente dirección:

<https://energia.gob.es/es-es/Paginas/index.aspx>

Dicho Ministerio competente elaboró esta planificación siguiendo un proceso riguroso, de gran complejidad, con participación de todos los agentes del sistema, contando con la colaboración de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla y del Operador del Sistema eléctrico, así como con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Adicionalmente ha sido sometida al proceso de evaluación ambiental estratégica de acuerdo a la Ley 9/2006 de 28 de abril, sobre

evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente (actualmente Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental).

La Planificación 2015-2020 sustituye, en la parte correspondiente a la red de transporte de electricidad, al documento «Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016», aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008.

La planificación 2015-2020 incluye previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla, la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental.

Las proyecciones del documento de planificación establecen que el consumo de energía final en España, es decir la energía que llega finalmente al consumidor, crecerá a una tasa media anual del 0,9 por ciento entre 2014 y 2020, alcanzando un total de 90.788 ktep en el último año del periodo. Esta tasa de crecimiento de la energía final es inferior a la de la energía primaria, aquella que se obtiene directamente de la naturaleza y no ha sido sometida a ningún proceso de conversión, que será del 1 por ciento de media anual.

Este moderado crecimiento de la demanda energética durante el ejercicio de planificación se corresponde con una reducción media anual del 1,6 por ciento en la intensidad energética final en España (consumo de energía final/PIB) en

el período de previsión, cifra coherente con los objetivos de ahorro y eficiencia energética de la Directiva 27/2012/CE, relativa a la eficiencia energética.

En relación a la estructura de abastecimiento, respecto a la cual la planificación es meramente indicativa, las previsiones del documento son que en los próximos años se mantendrá la tendencia observada en la planificación 2008-2016, que supone un aumento importante del peso de las energías renovables

Por lo que respecta al cumplimiento de los objetivos de penetración de energías renovables para 2020 establecidos por la Directiva 2009/28/UE de Energías Renovables, el documento de planificación prevé una participación de las energías renovables del 20 por ciento sobre la energía final bruta y del 10 por ciento sobre el consumo energético del sector transporte.

En términos de demanda eléctrica final (en consumo), el documento de planificación prevé un crecimiento medio anual del 2 por ciento para el periodo 2014-2020, superior al crecimiento de la demanda de energía final y primaria.

Este singular comportamiento de la demanda eléctrica se debe a que muchas de las medidas de eficiencia energética se corresponden con medidas de electrificación, siendo destacables la paulatina conversión del transporte hacia el vehículo eléctrico o el transporte por ferrocarril.

En términos de demanda en barras de central (en generación), el escenario superior del operador

del sistema prevé una demanda eléctrica de 284,9 TWh en el sistema peninsular en 2020, lo que supone un 15,7 por ciento superior a la registrada en 2013, con una punta de potencia de 49.000 MW.

Asimismo, el documento de planificación prevé un cambio en el mix de generación, con una caída del peso del carbón, de los productos petrolíferos y del gas natural y un aumento del peso de las energías renovables, de acuerdo con los objetivos en materia de renovables para 2020.

El coste estimado de las actuaciones previstas en el horizonte 2015-2020 es de 4.554 M€, incluyendo 143 M€ correspondientes a Fondos FEDER, respetando esta cuantía el límite al volumen de inversión previsto en la planificación establecido en la normativa legal vigente (Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre).

Por sistemas eléctricos, 2.806 M€ se van a invertir en el sistema peninsular, 628 M€ se destinan a los sistemas baleares, 991 M€ a los sistemas canarios y 129 M€ a la integración del sistema ceutí con el peninsular.

Por otro lado, hay que destacar como novedad de este documento de planificación, la inclusión de un anexo II con actuaciones cuya necesidad se prevé para después de 2020, al objeto de que puedan avanzar en su tramitación administrativa sin que en ningún caso se puedan considerar como infraestructuras planificadas.

En este anexo se incluyen, en particular, varios proyectos de interconexión con Francia necesarios para alcanzar el objetivo de un 10 por ciento



de interconexión eléctrica de los Estados miembros de la Unión Europea.

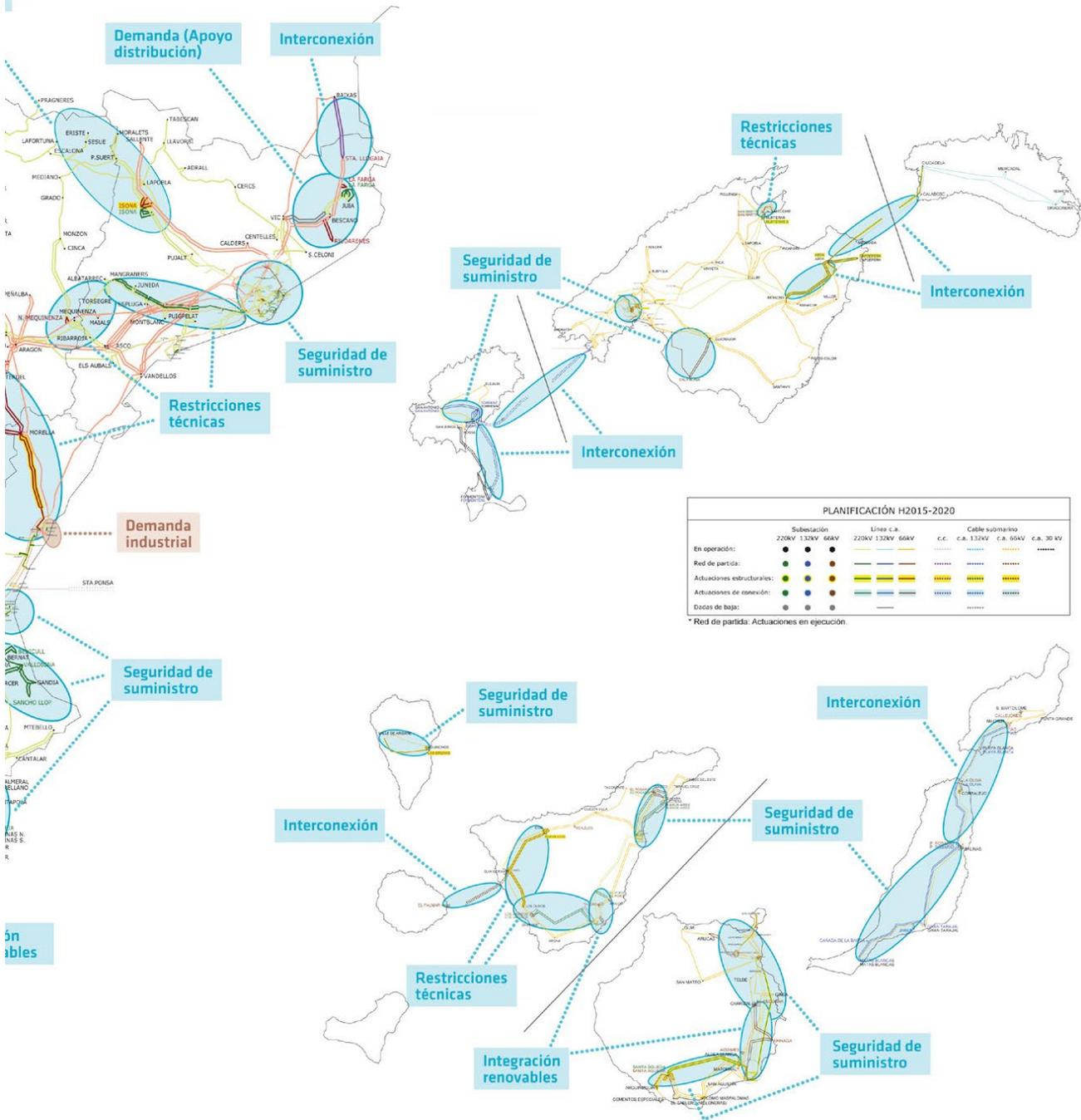
A pesar de la nueva interconexión Santa Llogaia-Baixas puesta en servicio en 2015 la necesidad de incrementar la capacidad de interconexión con el sistema europeo sigue siendo una prioridad para el sistema eléctrico español, como ha quedado refrendado en junio de 2015 con la creación de un grupo de alto nivel, integrado por la Comisión Europea, Francia, Portugal y España, para impulsar proyectos clave de infraestructuras energéticas en el suroeste de Europa.

Un aspecto importante de esta planificación es la relevancia que se le concede a las interconexiones entre sistemas, en concreto a los enlaces entre sistemas insulares y las conexiones entre la Península y los sistemas no peninsulares.

Estos proyectos suponen un gran reto tanto técnico como económico para el sistema y permitirán mejorar significativamente la garantía y seguridad de suministro en los sistemas aislados, su sostenibilidad medioambiental al permitir mayor integración de energías renovables, así como incrementar la competitividad del mercado eléctrico.

Finalmente, los nuevos desarrollos de la red de transporte de electricidad previstos para el periodo 2015-2020 responden principalmente a las siguientes necesidades:

- Sistema peninsular
 - Desarrollo de la red de 400 kV y 220 kV para incrementar la seguridad y garantía de su-
- ministro y el desarrollo de la red de 220 kV para incrementar el apoyo a las redes de distribución.
- Alimentación de nuevos ejes ferroviarios del Tren de Alta Velocidad desde la red de transporte de 400 y 220 kV.
- Desarrollo de las redes de 400 kV y 220 kV que faciliten la integración de generación y, en particular, de generación de origen renovable.
- Sistemas baleares
 - Interconexiones entre sistemas que permitan aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación.
 - Desarrollo de la red de 66 kV y 220 kV en Mallorca y de 132 kV en Ibiza para garantizar la seguridad de suministro.
- Sistemas canarios
 - Interconexiones entre sistemas con objeto de aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación.
 - Actuaciones de red para la integración de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas previstas.
 - Nuevo eje de 132 kV en Lanzarote-Fuerteventura y refuerzo de las redes de 220 kV en Gran Canaria y Tenerife para garantizar el suministro de las principales áreas de demanda.



- Sistema ceutí
 - Conexión con el sistema peninsular mediante una interconexión submarina.

Adicionalmente, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, contempla disposiciones relativas a la aprobación de eventuales modificaciones de la planificación de las redes de transporte de electricidad. Establece que, excepcionalmente, por Acuerdo de Consejo de Ministros, previo trámite de audiencia, informes de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla afectadas y oído el Operador del Sistema, se podrá proceder a la modificación de aspectos puntuales de los planes de desarrollo cuando se produjera alguna de las situaciones contempladas en la propia ley.

En mayo de 2017 se inició la tramitación de la modificación de aspectos puntuales del documento «Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020». Durante el año 2017 la propuesta ha sido informada por las Comunidades Autónomas afectadas, ha sido sometida a trámite de audiencia y a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y deberá ser aprobada por Acuerdo del Consejo de Ministros, previsiblemente a mediados de 2018.

Finalmente, y de manera paralela a la modificación de aspectos puntuales comentada anteriormente, se ha iniciado la tramitación en 2017 del procedimiento contemplado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que establece que, el Ministro competente, a propuesta del

operador del sistema y previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, podrá aprobar las adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo incluidos en la planificación eléctrica.

En la figura de la página anterior, se muestra un mapa con el resumen de las principales actuaciones planificadas en la red de transporte en el horizonte 2015-2020. Para mayor detalle se puede consultar la información elaborada por el Operador del Sistema en forma de trípticos para cada Comunidad Autónoma en el link:

<https://www.ree.es/es/actividades/planificacion-electrica/planificacion-y-desarrollo-de-la-red>

3.5.2. Puestas en servicio en 2017

El desarrollo de la red de transporte experimentó durante el 2017 un nuevo impulso con la puesta en servicio de instalaciones que refuerzan la fiabilidad de la red, favorecen la evacuación de energía renovable y desarrollan las interconexiones entre sistemas eléctricos, con el objetivo fundamental de garantizar la seguridad del suministro.

Durante el año 2017 se pusieron en servicio 147 km de circuito y 108 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuito total de la red nacional en 43.930 km de circuito y 5.719 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 1.210 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 86.654 MVA.



En términos de inversión, la ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizada por Red Eléctrica en España ha alcanzado los 411,8 millones de euros, lo que ha supuesto un incremento del 3,2% respecto al año anterior, un valor similar al del año 2015 y que rompe la tendencia decreciente iniciada en 2010 para adecuar el nivel de inversiones a las necesidades reales del sistema eléctrico.

En 2017 las inversiones en nuevas instalaciones de la red de transporte responden, básicamente, a la resolución de restricciones técnicas, al mallado de la red, a la ejecución de proyectos singulares de interconexión internacional e interconexiones submarinas inter-islas y a la necesidad de asegurar la seguridad del suministro y la red.

TABLA 3.6. INVERSIONES EN REDES ELÉCTRICAS DE TRANSPORTE (MILLONES DE EUROS)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	%17/16
Inversiones en la red de transporte	819	672	564	493	411,0	399,0	411,8	3,2

No incluye adquisiciones de redes existentes propiedad de otras empresas.

FUENTE: Cuentas anuales consolidadas de REE 2017

TABLA 3.7. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

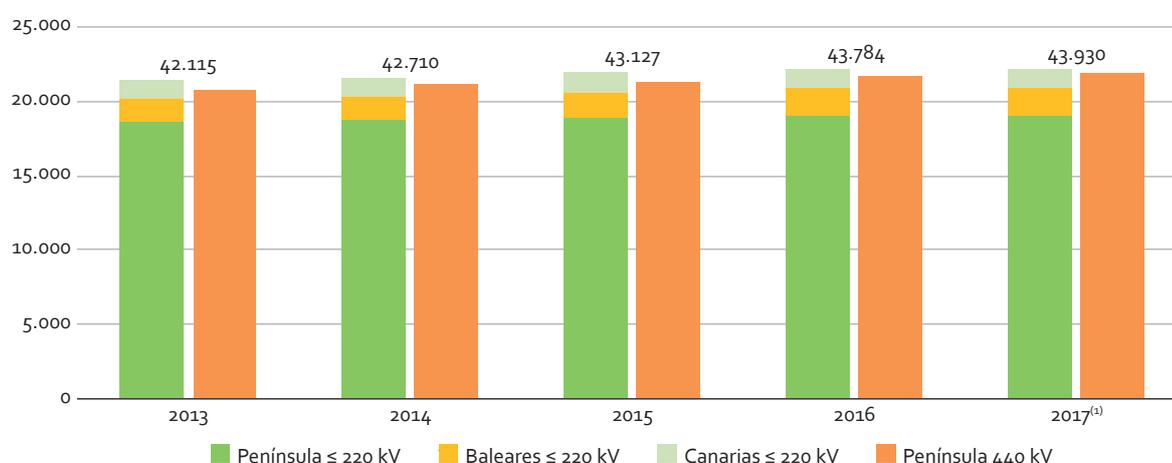
	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.728	19.039	1.808	1.355	43.930
Líneas aéreas (km)	21.611	18.264	1.089	1.080	42.045
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	539	179	245	1.051
Transformación (MVA)	80.208	613	3.273	2.560	86.654

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2017.

FUENTE: REE.

FIGURA 3.6. EVOLUCIÓN DE LA LONGITUD DE LA RED DE TRANSPORTE (KM DE CIRCUITO)



⁽¹⁾ Datos del 2017 provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2017 destacan los siguientes según la zona geográfica de su desarrollo:

Andalucía: se ha continuado con los trabajos para el aumento de capacidad de una buena parte de la red de 220 kV de Andalucía, que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de la generación necesarios para eliminarlas. Las líneas afectadas han sido: Don Rodrigo-Quintos 220 kV, Rocío-Torrearenillas 220 kV y Alcores-Gazules 220 kV.

Aragón: se ha puesto en servicio la repotenciación de la línea Mequinenza- Ribarroja 220 kV. El objetivo de este desarrollo es incrementar las posibilidades de evacuación de generación de origen renovable al tiempo que se aumenta la calidad, fiabilidad y seguridad de suministro. Por otra parte, el apoyo de la red de 400 kV a la 220 kV en Escatrón se ha reforzado con la puesta en operación de una unidad de transformación 400/220 kV. Por último, para mejorar el control de los niveles de tensión se ha puesto en servicio una reactancia en Magallón 400 kV.

Baleares: se sigue trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. En este ejercicio se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación Lluçmajor 66 kV para la instalación de un interruptor de acoplamiento, con el objetivo de adaptar la subestación a los procedimientos de operación.

Canarias: continuaron los trabajos del plan de mejora de las infraestructuras canarias con objeto de aumentar la fiabilidad de las instalaciones ya exis-

tentes. Asimismo, en 2017, se han puesto en servicio las subestaciones blindadas de La Oliva 132/66 kV, Puerto del Rosario 132/66 kV y Matas Blancas 132 kV, actuaciones clave para la mejora de la seguridad del suministro en la isla de Fuerteventura.

Castilla y León: continuaron los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Sebastián de los Reyes (SUMA) 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente a la Comunidad de Madrid. Se han puesto en servicio las subestaciones de Tábara 400 kV y Buniel 400 kV para dar suministro eléctrico al tren de alta velocidad Olmedo-Zamora-Lubián-Orense y Burgos-Vitoria, respectivamente.

Cataluña: continuó el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la repotenciación del doble circuito de 220 kV entre Can Jardí y Rubí. Por otra parte, con la misma finalidad, se incrementó la capacidad de transformación en Sentmenat mediante la sustitución de una unidad de 500 MVA por otra de 600 MVA. Para mejorar el comportamiento dinámico de la red de transporte entre Ascó y Vandellós se ha puesto en servicio una reactancia en la subestación de Ascó 400 kV.

Castilla La Mancha: se completó el mallado de la subestación Campanario 400 kV mediante la puesta en servicio del primer circuito de la línea Ayora- Campanario 400 kV. Con esta instalación se ha reforzado la conexión entre el centro de la península y Levante.

Extremadura: han continuado los trabajos en el eje de 220 kV J.M. Oriol-Los Arenales-Trujillo, y si-



guen avanzando las tramitaciones sobre dos nuevas subestaciones: Cañaverál y Carmonita para la alimentación del tren de alta velocidad y evacuación de generación renovable.

Levante: en la zona valenciana destaca la puesta en operación del parque de Godelleta 220 kV, conectado mediante una entrada/salida con el circuito Torrente- Catadau 220 kV y la puesta en servicio del parque de Aqua 220 kV, conectado mediante una entrada/ salida con el circuito Parque Central-Fuente San Luis 220 kV. Ambos mejorarán la seguridad de suministro de la ciudad de Valencia. Asimismo, continúa el desarrollo de la red de transporte con el cambio de tensión de 132 a 220 kV en el eje Valle del Carcer- Valldigna-Gandía con objeto de mejorar la alimentación de la zona. Por último, para mejorar el control de los niveles de tensión se han puesto en operación tres reactancias: en Catadau, Benejama y Rocamora 400 kV. Por otro lado, cabe reseñar la puesta en operación del doble circuito El Palmar- Murcia 220 kV para mejorar la seguridad de suministro de la ciudad de Murcia.

Zona centro: prosiguió el plan previsto de instalación de nuevas reactancias con la puesta

en servicio de una unidad en La Cereal 400 kV para facilitar el control de la tensión eléctrica, así como la tramitación de aquellas actuaciones (apoyo a distribución, binudos, bypass) que permiten una mayor fiabilidad del sistema de la zona, compaginando el apoyo a la demanda con el control de la potencia de cortocircuito.

Zona norte: en el País Vasco se ha puesto en servicio el transformador desfasador de Arkale, que permitirá un mayor aprovechamiento de la capacidad de intercambio entre España y Francia. Se han completado en Navarra los trabajos de repotenciación del eje de 220 kV La Serna-Olite-Tafalla. Por otra parte, continúan las actuaciones de la red planificadas en la zona de Navarra y País Vasco, que incluyen un nuevo eje de 400 kV que, pasando por Ichaso, conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Güeñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón). Este refuerzo permitirá aumentar la capacidad de evacuación de energía y una mayor integración de energías renovables.

A continuación, se muestra mayor información sobre las infraestructuras eléctricas.

TABLA 3.8. LÍNEAS DE TRANSPORTE A 400 KV PUESTAS EN SERVICIO

Línea	Comunidad Autónoma	N.º circuitos	km de circuito
E/S Buniel - L/ Barcina-Grijota	Castilla y León	2	7,1
E/S Tábara - L/ Arbillera-Tordesillas	Castilla y León	2	0,5
L/Aragón-Vandellós	Cataluña	1	0,5
L/Campanario-Ayora	Castilla-La Mancha	2	34,3
L/Segovia-Galapagar	Castilla y León / Madrid	2	66,9
Total peninsular			109,2
Total nacional			109,2

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso. **FUENTE:** REE.

SECTOR ELÉCTRICO

TABLA 3.9. LÍNEAS DE TRANSPORTE A 220 KV O TENSIONES INFERIORES PUESTAS EN SERVICIO

Línea	Tensión	Comunidad Autónoma	N.º circuitos	km de circuito
E/S Aqua (Alameda) - L/Beniferri-Fuente San Luis ⁽⁵⁾	220	C. Valenciana	2	0,3
E/S Godellela - L/ Catadau-Torrente	220	C. Valenciana	2	14,4
E/S Plaza - L/Enterrerios-Montetorrero	220	Aragón	2	5,6
E/S Plaza - L/Enterrerios-Montetorrero ⁽⁵⁾	220	Aragón	2	4,1
L/Valle del Cárcer-Valldigna-Gandía	220	C. Valenciana	2	1,0
SE Arkale (Desfasador) ⁽⁵⁾	220	País Vasco	1	0,1
SE Tarragona I ⁽⁵⁾	220	Cataluña	2	2,9
Total peninsular				28,3
E/S Santa Águeda - L/Arguineguín-El Tablero ⁽⁵⁾	66	Canarias	2	0,9
L/Coliseo-Son Moix ⁽⁵⁾	66	Baleares	1	0,0
L/Falca-Son Moix ⁽⁵⁾	66	Baleares	1	0,0
L/Sant Martí-Alcudia 2 ⁽⁵⁾	66	Baleares	1	8,2
Total no peninsular				9,2
Total nacional				37,5

⁽⁵⁾ Tramo subterráneo. Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

TABLA 3.10. AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE LÍNEAS

Línea	Tensión (kV)	Comunidad Autónoma	km de circuito	capacidad (MVA) ⁽⁴⁾
L/Aragón-Peñaflor	400	Aragón	70,0	414
L/Lada-Robla	400	Asturias	72,9	383
L/Alcores-Gazules	220	Andalucía	113,0	105
L/Can Jardí-Rubí 2	220	Cataluña	1,1	118
L/La Serna-Olite	220	Navarra	36,5	153
L/Mequinenza-Ribarroja	220	Aragón	20,3	118
L/Olite-Tafalla	220	Navarra	10,1	153
L/Quintos-Don Rodrigo	220	Andalucía	24,0	105
L/Regoelle-Mazaricos	220	Galicia	14,4	210
L/Rocío-Torrearenillas	220	Andalucía	38,4	105
L/Tafalla-Orcoyen	220	Navarra	37,1	153
Total peninsular			437,9	
L/San Antonio-Santa Eulalia	66	Baleares	14,9	24
Total no peninsular			14,9	
Total nacional			452,7	

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

⁽⁴⁾ Capacidad térmica de transporte según el acta de puesta en servicio o el proyecto de ejecución. Esta capacidad puede variar en función de las condiciones de operación y de la estacionalidad (MVA por circuito).

FUENTE: REE.

TABLA 3.11. PARQUES PUESTOS EN SERVICIO

Parque	Tensión kV	Comunidad Autónoma
Buniel	400	Castilla y León
Tábara	400	Castilla y León
Aqua	220	Valencia
Tarragona (compra de activos)	220	Cataluña
Torre vieja	220	Valencia
La Oliva	132	Canarias
Matas Blancas	132	Canarias
Puerto del Rosario	132	Canarias
La Oliva	66	Canarias
Puerto del Rosario	66	Canarias

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.



TABLA 3.12. TRANSFORMADORES PUESTOS EN SERVICIO

Subestación	Tensión kV	Comunidad Autónoma	Transformación	
			kV	MVA
Arkale ⁽¹⁾	220	País Vasco		550
Sentmenat (aumento de capacidad)	400	Cataluña	400/220	100
Total peninsular				650
La Oliva	132	Canarias	132/66	160
Matas Blancas	132	Canarias	132/66	160
Puerto del Rosario	132	Canarias	132/66	240
Total no peninsular				560
Total nacional				1.210

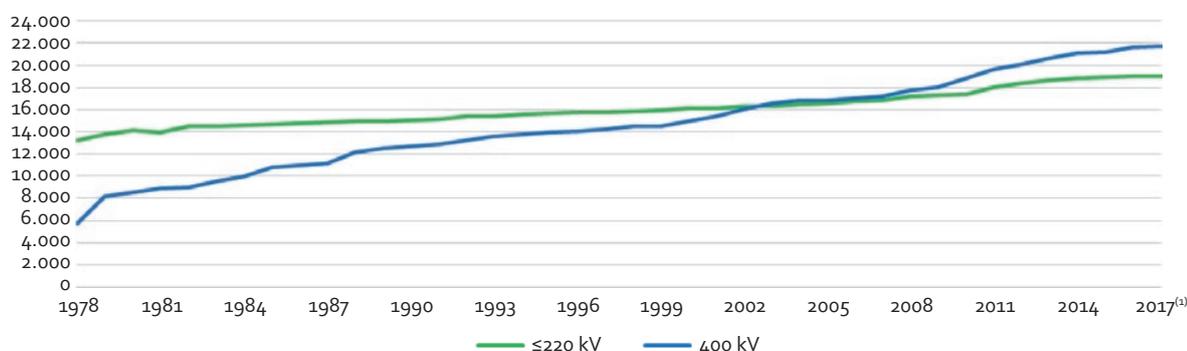
⁽¹⁾ Desfasador.
 Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.
FUENTE: REE.

TABLA 3.13. EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 Y ≤ 220 KV (KM DE CIRCUITO)

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.876
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.975
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.364	16.121
1982	8.975	14.466	2002	16.067	16.296
1983	9.563	14.491	2003	16.592	16.344
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.464
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.530
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.753
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.817
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.175
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.307
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.401
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.001
1992	13.222	15.356	2012	20.109	18.370
1993	13.611	15.442	2013	20.109	18.370
1994	13.737	15.586	2014	20.639	18.643
1995	13.970	15.629	2015	21.094	18.782
1996	14.084	15.734	2016	21.184	18.922
1997	14.244	15.776	2017 (1)	21.619	19.010

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.
FUENTE: REE.

FIGURA 3.7. EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE PENINSULAR DE 400 Y ≤ 220 KV (KM DE CIRCUITO)



⁽¹⁾ Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.
FUENTE: REE.



FIGURA 3.8. SISTEMA ELÉCTRICO PENINSULAR





FIGURA 3.9. SISTEMA ELÉCTRICO BALEAR

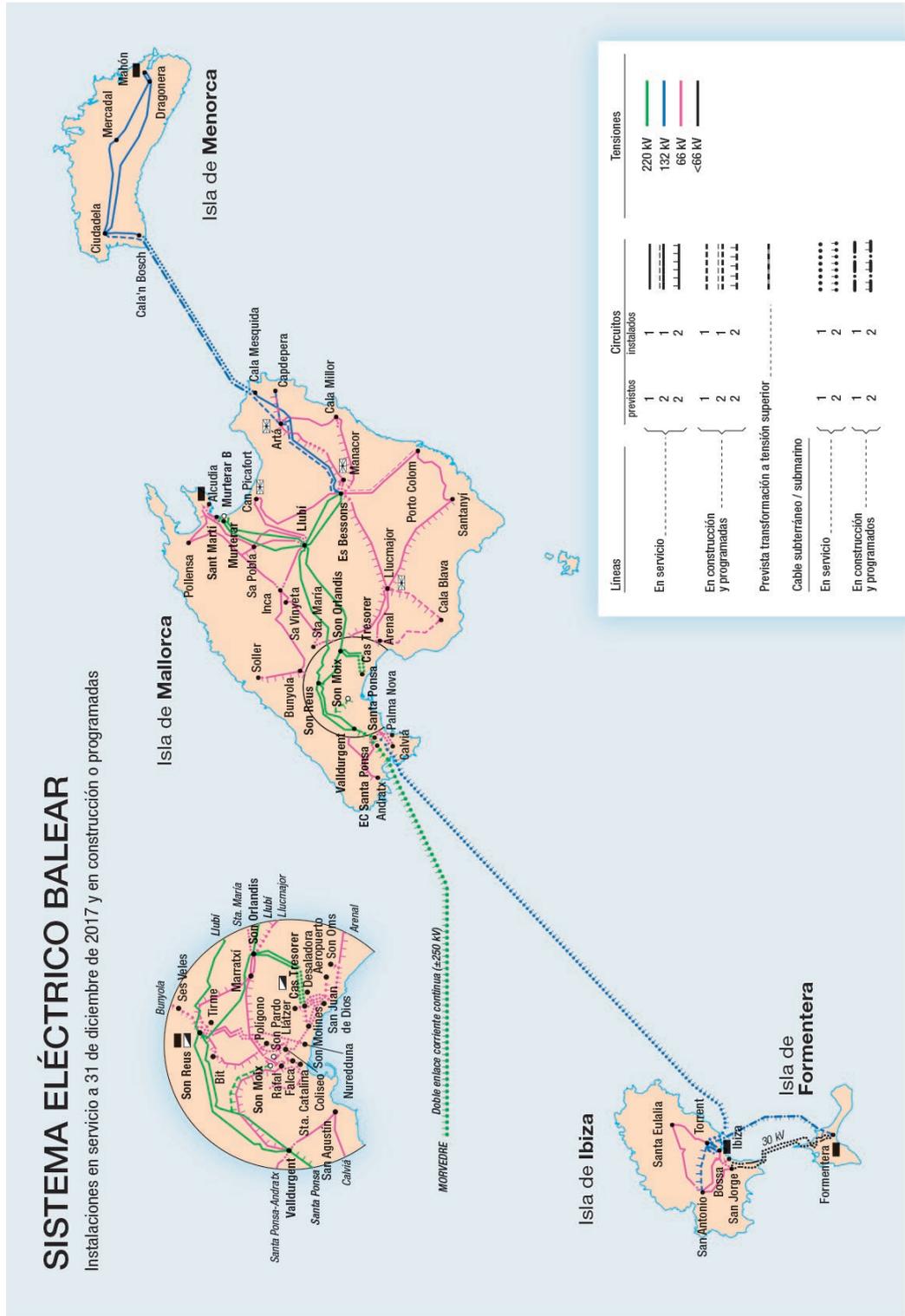
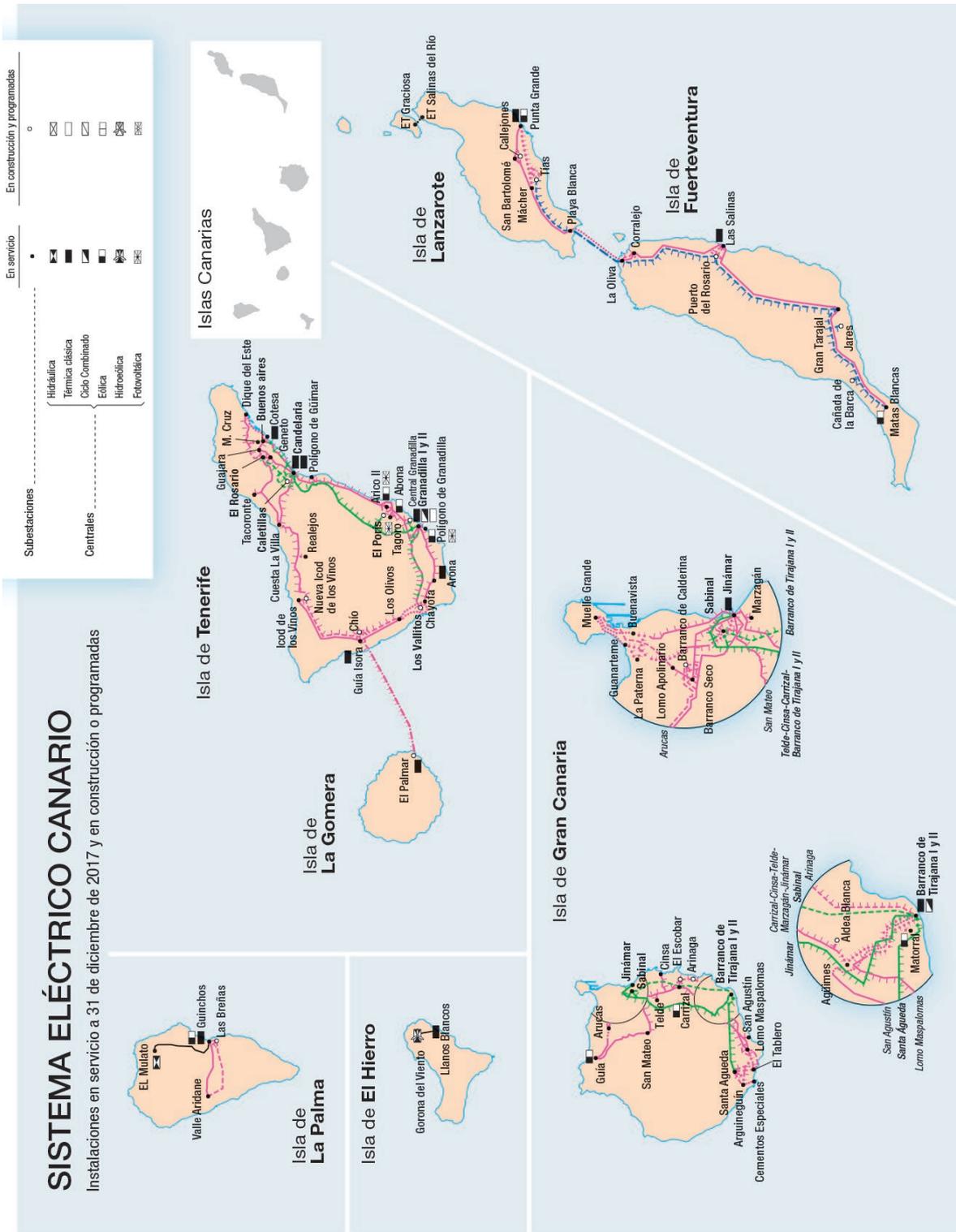




FIGURA 3.10. SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO



3.5.3. Interconexiones internacionales

Para que el funcionamiento del sistema eléctrico sea realmente eficaz, se hace necesario el fortalecimiento de las interconexiones internacionales, que son fundamentales para reforzar la seguridad de suministro, optimizar los recursos energéticos, proporcionar una mayor y mejor integración de energías renovables en la red europea, e incrementar la competitividad de los mercados eléctricos.

La capacidad total de intercambio efectivo entre dos países no depende sólo de las capacidades nominales de las líneas que cruzan la frontera sino también de la red conexas, del reparto de flujos eléctricos con el resto de interconexiones y de la ubicación de los centros de generación y puntos de consumo. Por este motivo, la suma de las capacidades nominales de las líneas que cruzan la frontera puede ser notablemente inferior a la capacidad efectiva total.

En la actualidad España se encuentra interconectada eléctricamente con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos. La **conexión con Francia** se lleva a cabo mediante 4 líneas: Hernani-Argia 400 kV, Arkale-Argia 220 kV, Biescas-Pragnères 220 kV y Vic-Baixas 400 kV. El proyecto de interconexión en corriente continua por los Pirineos orientales puesto en servicio en el último trimestre de 2015 permite duplicar la capacidad de intercambio eléctrico con este país de manera que, alcanzará un total de unos 2.200-2.800 MW.

La **conexión con Andorra** se lleva a cabo mediante la línea Benós-Lac D'Oo 150 kV.

Por su parte, la **conexión con Portugal** se realiza mediante 11 líneas: Cartelle-Lindoso 400 kV, Conchas-Lindoso 132 kV, Aldeadavila-Lagoaça 400 kV, Aldeadavial-Pocinho 1 y 2 220 kV, Saucelle-Pocinho 220 kV, Cedillo-Falagueira 400 kV, Badajoz-Alcáçovas 66 kV, Brovales-Alqueva 400 kV, Rosal de la Frontera-V.Ficalho 15 kV y Puebla de Guzmán-Tavira 400 kV, puesta en servicio en mayo de 2014. Estas líneas suman una capacidad total de intercambio de entre 2.200 y 3.000 MW. Está previsto incrementar esta capacidad mediante la construcción de una nueva línea de 400 kV por Galicia que permitirá alcanzar una capacidad de intercambio total, junto con el resto de las existentes de unos 4.300 MW.

En cuanto a la **interconexión con Marruecos**, ésta se lleva a cabo mediante 2 cables eléctricos submarinos que en total proporcionan una capacidad de intercambio de unos 800 MW.

A continuación, se muestra el ratio de interconexión de España con Portugal y Francia y el de la Península Ibérica con Francia. Se consideran los valores de capacidad de intercambio a disposición de Red Eléctrica de España (en adelante REE) y se dan dos valores, uno con el percentil 70 (en línea con ENTSO-E) y otro con el valor máximo (permite ver más claramente el incremento de capacidad de interconexión en el mismo año en que se mejora ésta). No ha habido cambios respecto al año anterior.

La necesidad de incrementar la capacidad de interconexión con el sistema europeo sigue siendo una prioridad para el sistema eléctrico español.



TABLA 3.14. RATIO DE INTERCONEXIÓN

RATIO	INTERCONEXIÓN	PERCENTIL 70	Máximo
2013	España	3,1%	3,6%
	Península	1,0%	1,1%
2014	España	3,2%	4,1%
	Península	1,0%	1,1%
2015	España	4,2%	6,8%
	Península	1,1%	2,5%
2016	España	5,4%	7,2%
	Península	2,3%	2,9%
2017	España	5,9%	7,2%
	Península	2,4%	2,9%

Mayo 2014: puesta en servicio interconexión sur España-Portugal (Puebla de Guzmán -Tavira)
 Junio 2015: puesta en servicio interconexión España-Francia por Cataluña (Santa Llogaia-Baixas)
 2017: puesta en servicio del transformador desfasador de Arkale.

FUENTE: REE.

La capacidad de intercambio de España respecto a su potencia instalada se encuentra aún por debajo del 10% recomendado por la Unión Europea para el año 2020, de ahí la importancia del impulso realizado por el Gobierno de España y el Consejo Europeo en materia de interconexiones eléctricas internacionales. En esta línea, se continúa trabajando en lo acordado en la Declaración de Madrid-Cumbre para las Interconexiones energéticas, celebrada entre España, Francia, Portugal, la Comisión Europea y el Banco Europeo de Inversiones en Madrid el 4 de marzo de 2015. Esto es necesario para que la Península Ibérica deje de ser una isla energética y para que sea posible crear un verdadero mercado europeo de la energía de acuerdo al nuevo paquete legislativo de la UE presentado el 30 de noviembre de 2016 (el denominado «paquete de invierno»).

Adicionalmente el documento de Planificación 2015-2020 incluye un Anexo en el que, con carácter

no vinculante, se recogen las infraestructuras de la red de transporte de electricidad que se estima necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación (Post 2020). La inclusión de una instalación en este Anexo permitirá el inicio de los trámites administrativos pertinentes de la referida instalación.

Al tener un horizonte temporal de ejecución mayor, este anexo recoge las siguientes interconexiones con Francia:

- País Vasco (Gatica)- Francia
- Las dos alternativas: País Vasco (Ichaso)-Francia o Navarra (Muruarte)- Francia
- Aragón (Ejea de los Caballeros)- Francia

Durante 2017 se han seguido gestionando los proyectos de las tres nuevas interconexiones:

una submarina a través del golfo de Vizcaya y dos interconexiones transpirenaicas por Navarra y Aragón. El desarrollo de estos proyectos, con una capacidad de intercambio prevista de 8 GW, va dirigido al reto de alcanzar en el 2030 un 15% de capacidad de interconexión respecto a la potencia instalada en nuestro país.

Asimismo, este año se ha puesto en servicio un desfaseador de 550 MVA en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV. Se trata de un elemento que actúa como un controlador del flujo de potencia posibilitando un mejor reparto de la energía y con ello un mayor uso de la interconexión. Este proyecto ha sido clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa y la seguridad de suministro.

3.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS DEL SECTOR ELÉCTRICO

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, establecía en sus artículos 11 y 16 que el transporte y la distribución de energía eléctrica tiene carácter de actividades reguladas, y que su régimen económico sería objeto de desarrollo reglamentario por parte del Gobierno.

De acuerdo con lo anterior, el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, estableció el régimen económico de la actividad de transporte y distribución de energía eléctrica, de instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 1998.

El régimen retributivo recogido en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, fue sustituido:

- En el caso del transporte, por el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008. Este real decreto preveía distintas metodologías de retribución de los activos en función de la fecha de obtención de la autorización de explotación de los mismos sin tener en cuenta en todos los casos la amortización de los mismos.
- En el caso de la distribución, por el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Este real decreto cubrió los objetivos de desvincular los incrementos retributivos de cada una de las empresas del crecimiento medio de la demanda y de crear incentivos para la mejora de la calidad del servicio y la reducción de pérdidas.

Estos regímenes retributivos fueron modificados por el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista y por el Real Decreto-ley 20/2012, de 13 de julio, de medidas para garantizar la estabilidad presupuestaria y de fomento de la competitividad.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, estableció que en el cálculo de la retribución para



el año 2013 de la actividad de transporte y distribución que el Ministro de Industria, Energía y Turismo elevaría al Gobierno para su aprobación una propuesta de real decreto que vinculase la retribución por inversión de las instalaciones a los activos en servicio no amortizados así como que el devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones de transporte puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$. Asimismo, preveía distintas metodologías de retribución de los activos en función de la fecha de obtención de la autorización de explotación de los mismos.

En el año 2013, se inicia la intensa reforma del sector eléctrico en general y de las redes en particular, con la aprobación del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. El objetivo final era aplicar una metodología estable que retribuyese el activo neto de las instalaciones en servicio. Para lograr estos objetivos se establecieron dos etapas:

- Régimen transitorio. Se estableció mediante el Real Decreto-ley 9/2013 se establecieron unas metodologías de retribución del activo neto denominadas de RAB implícito. Estas metodologías estimaban el activo neto de cada empresa en función de lo que estaban percibiendo como retribución. Con estas metodologías se estableció la retribución de los años 2013, 2014 y 2015.
- Régimen permanente que realizase una evaluación del activo existente a coste de reposición utilizando un catálogo de instalaciones tipo.

Como consecuencia de esta reforma del sector eléctrico, se aprobó la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, la cual establece en su artículo 14 que las metodologías de retribución de las actividades de transporte y distribución se establecerán reglamentariamente atendiendo a los costes necesarios para construir, operar y mantener las instalaciones de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema eléctrico según lo dispuesto en el artículo 1.1.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, establece y consolida los siguientes principios retributivos de las actividades reguladas:

- a) El devengo y el cobro de la retribución puestas en servicio el año n se iniciará desde el 1 de enero del año $n+2$.
- b) La retribución en concepto de inversión se hará para aquellos activos en servicio no amortizados tomando como base para su retribución financiera el valor neto de los mismos.
- c) Al efecto de permitir una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo, la tasa de retribución financiera del activo con derecho a retribución a cargo del sistema eléctrico estará referenciado al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario incrementado con un diferencial adecuado.
- d) La metodología de retribución deberá contemplar incentivos económicos, que podrán tener signo positivo o negativo, para la mejora de la disponibilidad de las instalaciones.

- e) El Gobierno establecerá los criterios generales de redes y los criterios de funcionamiento de las instalaciones de producción de energía eléctrica sujetas a retribución regulada. Las metodologías retributivas que se establezcan con cargo a los ingresos del sistema eléctrico tendrán únicamente en consideración los costes derivados de aplicación de dichos criterios.
- f) Se fijan parámetros por períodos regulatorios que tienen una vigencia de seis años.

3.6.1. Retribución de la actividad de transporte

3.6.1.1. Marco normativo actual

El régimen retributivo de la actividad de transporte se encuentra regulado en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Este modelo retributivo establece un límite máximo a la inversión reconocida anualmente con dos años de anterioridad a la percepción de la retribución con el fin de aportar una previsión de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad.

Asimismo, establece que la retribución de la actividad de transporte será fijada por el entonces Ministro de Industria, Energía y Turismo, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la cual deberá ser remitida antes del 1 de octubre de cada año.

La aprobación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, se complementó con la aprobación de la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica. La aprobación de esta orden, que establece un catálogo de instalaciones y un valor de inversión para cada una de las tipologías recogidas en el mismo, era necesaria, de acuerdo con lo establecido en dicho real decreto, para la aplicación del mismo.

El Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, valora los activos puestos en servicio desde el año 1998 a coste de reposición aplicando los valores unitarios que recoge la Orden IET/2659/2015. En cuanto a las instalaciones puestas en servicio antes de 1998, estas se consideran como si fuese una sola instalación, con un valor de inversión calculado implícitamente a partir de la retribución percibida por estas instalaciones en el año 2015.

Adicionalmente a la retribución de los activos, el real decreto incorpora a la retribución que perciben las empresas titulares de instalaciones de transporte, un incentivo por disponibilidad de sus redes.

3.6.1.2. Retribución de la actividad de transporte correspondiente al año 2017

En el momento de redactar el presente documento aún no ha sido aprobada la orden de retribución



de la actividad de transporte de energía eléctrica correspondiente al año 2017.

La Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se aprueban los peajes de energía eléctrica para el año 2017, incluyó una estimación de costes que en el caso del transporte ascendía a 1.735.090 miles de euros. La última actualización de estos costes, incluida en la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, reduce los mismos a 1.701.876 miles de euros.

3.6.2. Retribución de la actividad de distribución

3.6.2.1. Marco normativo actual

El régimen retributivo de la actividad de distribución se encuentra regulado en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Este modelo retributivo establece un límite máximo a la inversión reconocida anualmente con dos años de anterioridad a la percepción de la retribución, con el fin de aportar una previsión de la evolución de los costes del sistema motivados por esta actividad.

Asimismo, establece que la retribución de la actividad de distribución debe ser fijada por el entonces Ministro de Industria, Energía y

Turismo, previa propuesta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, la cual deberá ser remitida antes del 1 de octubre de cada año.

Como complemento a dicha norma, se aprobó la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de inversión, de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado y los valores unitarios de retribución de otras tareas reguladas que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, se establecen las definiciones de crecimiento vegetativo y aumento relevante de potencia y las compensaciones por uso y reserva de locales, la cual establece un catálogo de instalaciones y los precios de cada una las tipologías recogidas en el mismo, así como los precios aplicables a otras tareas reguladas. Adicionalmente, esta orden contiene fórmulas de cálculo de varios parámetros retributivos recogidos en el Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre.

El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, considera los activos puestos en servicio hasta el año 2014 como si fuese una sola instalación. El resto de instalaciones se retribuyen a coste de reposición aplicando los valores unitarios recogidos en la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre. Asimismo, el real decreto incorpora a la retribución que perciben las empresas titulares de activos de distribución, una serie de incentivos/penalizaciones relativos a la calidad de servicio, al nivel de pérdidas y la reducción del fraude.

3.6.2.2. *Retribución de la actividad de distribución correspondiente al año 2017*

En el momento de redactar el presente documento aún no ha sido aprobada la orden de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica correspondiente al año 2017.

La Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se aprueban los peajes de energía eléctrica para el año 2017, incluyó una estimación de costes que en el caso de la distribución ascendía a 5.157.776 miles de euros. La última actualización de estos costes, incluida en la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, incrementa los mismos a 5.374.800 miles de euros.

3.7. REGULACIÓN DEL SECTOR

En la siguiente dirección se puede encontrar el «Código de la Energía Eléctrica», mantenido por el BOE, que constituye una compilación de las principales normas estatales vigentes mediante una fuente consolidada y permanentemente actualizada:

https://www.boe.es/legislacion/codigos/codigo.php?id=014_Codigo_de_la_Energia_Electrica

3.7.1. *Disposiciones nacionales aprobadas en 2017*

A continuación, se incluye una relación con algunas de las normas de carácter estatal más re-

levantes aprobadas durante el año 2017 sobre el sector eléctrico:

- Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.
- Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.
- Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.
- Orden ETU/413/2017, de 4 de mayo, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en la isla de Formentera.
- Orden ETU/120/2017, de 1 de febrero, por la que se determina la forma de envío de información de las comunidades autónomas y entidades locales en lo relativo a sus programas de ahorro y eficiencia energética.
- Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las



instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.

- Orden ETU/258/2017, de 24 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2017.
- Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017- 2019.
- Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica.
- Orden ETU/1046/2017, de 27 de octubre, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2017, se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018.
- Resolución de 23 de enero de 2017, 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 de los sistemas eléctricos no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el primer trimestre de 2017.
- Resolución de 21 de abril de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fija el precio medio de la energía a aplicar, durante el segundo trimestre de 2017, en el cálculo de la retribución del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad prestado por los consumidores de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.
- Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.
- Resolución de 30 de junio de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca subasta para la asignación del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.

- Resolución de 24 de julio de 2017, 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 prestado por los consumidores de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares a los que resulta de aplicación la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, durante el tercer trimestre de 2017.
- Resolución de 27 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, y en la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio.
- Resolución de 1 de agosto de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a las solicitudes adjudicatarias de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.
- Resolución de 10 de octubre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se inscriben en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación a las solicitudes adjudicatarias de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico convocada al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, y en la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio.
- Resolución de 11 de octubre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueba el calendario y las características del procedimiento competitivo de subastas para la asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad regulado en la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, para el periodo de entrega comprendido entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2018.

3.7.2. Propuestas de la Comisión Europea para la transición hacia una energía limpia

Como se ha señalado en el capítulo 1 de este libro, la Comisión Europea presentó en noviembre de 2016 un paquete de medidas para preservar la competitividad de la Unión Europea en la transición hacia una energía limpia que está cambiando los mercados mundiales de la energía.

En lo que afecta específicamente al sector eléctrico cabe destacar las siguientes propuestas de Directivas y Reglamentos, con las implicaciones en el sector eléctrico que se señalan:

- Directiva de mercado interior de electricidad. Revisa la Directiva 2009/72/CE a fin de potenciar el rol de los consumidores y con un enfoque regional. La propuesta introduce nuevo contenido en relación con diversas materias (fomento del autoconsumo y gestión de demanda; participación de los consumidores en el



mercado, nuevos sujetos, como comunidades energéticas locales y agregadores; supervisión de la pobreza energética, etc.) y revisa aspectos sobre cuestiones ya existentes (funciones de los gestores de la red de transporte y distribución, mayor coordinación de los reguladores con ACER, etc.).

- Directiva de renovables: establece un objetivo de renovables para la UE y aprueba un marco común para el fomento de estas fuentes, en el ámbito de la generación eléctrica, calor, frío y transporte.
- Reglamento de gobernanza de la unión energética: establece un mecanismo de gobernanza con el objetivo de implementar las estrategias y medidas necesarias para el cumplimiento de los objetivos 2030 de la UE para energía y clima, y regula los procedimientos de remisión de información entre la UE y los estados miembros. Unifica obligaciones hasta ahora dispersas en las distintas directivas y reglamentos y aumenta las competencias en materia energética a ejercer por la CE.
- Directiva de eficiencia: Solo modifica determinados artículos de la directiva de 2012 relacionados con los objetivos de eficiencia energética a 2030. Los aspectos eléctricos anteriormente incluidos en esta directiva (contadores, transporte y distribución...) se llevan a la normativa de mercado interior.
- Reglamento de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER*): Actualiza el Reglamento existente reforzando las funciones de la Agencia en cuanto a supervisión del mercado mayorista europeo y las infraestructuras transfronterizas, incluyendo más participación en elaboración de códigos de red y adopción de decisiones para su implementación.
- Reglamento del mercado de electricidad: Revisa el Reglamento de 2009 introduciendo: un enfoque regional, definición de criterios que posibiliten el desarrollo de mercado de electricidad en diferentes horizontes, realización de análisis de cobertura como base para establecer mecanismos de capacidad justificados y con participación transfronteriza, centros de control de operación del sistema regionales, refuerzo de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (*European Network of Transmission System Operators for electricity, ENTSOe*), códigos de red sobre nuevos aspectos (tarifas de acceso y otros) y con un proceso simplificado. Incorpora aspectos sobre cogeneración anteriormente en la Directiva 2012/27/UE.
- Reglamento de seguridad de suministro en el sector de electricidad: Reglas comunes para la prevención y actuación en situaciones de crisis mediante cooperación regional. Contempla la elaboración de planes nacionales por la autoridad nacional designada al efecto, que se basarán en análisis de cobertura y riesgos elaborados por ENTSOe de acuerdo con metodología aprobada por ACER. Deroga la Directiva 2005/89/CE.

4. SECTOR NUCLEAR



4.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 7 reactores nucleares en operación, situados en 5 emplazamientos, que suponen una potencia instalada de 7.117 MW, lo que representa el 6,9% de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción neta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2017 ha sido de 55.540 GWh, lo que supone una contribución del 21,0% al total de la producción nacional (264.918 GWh). Por cuarto año consecutivo, la tecnología nuclear es la que mayor producción neta ha aportado al sistema eléctrico español.

Como hecho destacable acaecido en 2017 en este ámbito, mediante la Orden ETU/754/2017, de 1 de agosto, se denegó la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear de Santa María de Garoña.

4.2. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

En 2017, la fábrica de elementos de combustible nuclear de Juzbado (Salamanca), propiedad de la empresa ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., ha fabricado 737 elementos combustibles, de los cuales 521 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 216 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos incorporaban 293 toneladas de uranio. Del total, el 49% fueron fabricados para el mercado nacional y el 51% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica y Alemania.

Las cantidades adquiridas por ENUSA en 2017 para las centrales nucleares españolas fueron las siguientes: 1.050 toneladas de concentrados de uranio (U₃O₈), 1.013 toneladas en servicios de conversión y 720 miles de UTS (Unidades de Trabajo de Separación) en servicios de enriquecimiento.

4.3. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS

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

Durante el año 2017, ha continuado el proceso de licenciamiento de esta instalación, cuyo titular es ENRESA, como empresa que tiene encomendado, por ley, el servicio público esencial de gestión de combustible gastado y residuos radiactivos.

4.3.2. Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Santa María de Garoña

Mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) de fecha 13 de octubre de 2015, se autorizó la ejecución y montaje del Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Santa María de Garoña, al objeto de resolver las necesidades de almacenamiento de

combustible gastado en el emplazamiento de la Central hasta que sea posible su traslado al ATC. El proyecto del ATI se ajustará a lo establecido en la Resolución de 30 de septiembre de dicho año, de la Secretaría de Estado de Medio Ambiente, por la que se formuló Declaración de Impacto Ambiental.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, con fecha 26 de abril de 2016 el titular solicitó a la Dirección General de Política Energética y Minas la autorización de puesta en servicio del ATI, la cual requiere informe preceptivo del CSN. Dicho informe se encontraba aún pendiente de recepción a 31 de diciembre de 2017. Asimismo, y conforme a lo dispuesto en el artículo 12 del referido Reglamento, la documentación relativa a esta autorización se remitió a las Comunidades Autónomas de Castilla y León, País Vasco y La Rioja, al objeto de que formularan alegaciones en el ámbito de sus competencias.

4.3.3. Construcción de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) para el combustible gastado en la central nuclear de Almaraz

En noviembre de 2015, Centrales Nucleares Almaraz-Trillo A.I.E. (CNAT), titular de esta central nuclear, solicitó a la DGPEM la autorización de ejecución y montaje de un ATI para el almacenamiento de combustible gastado, en su emplazamiento, con el fin de poder garantizar la continuación de la operación de la central más allá del año 2018, debido a la saturación de sus piscinas de

combustible gastado y ante un eventual retraso de la entrada en operación del ATC.

La DGPEM concedió dicha autorización mediante resolución de fecha 14 de diciembre de 2016. Esta resolución incorpora los límites y condiciones establecidos en el informe del CSN.

Posteriormente, con fecha 13 de julio de 2017, y en cumplimiento con lo establecido en el Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, el titular de la central presentó la solicitud de autorización de la modificación de diseño para la puesta en servicio del ATI, la cual requiere el informe preceptivo del CSN. La citada solicitud fue remitida a la Junta de Extremadura para el planteamiento de alegaciones, en cumplimiento del artículo 12.3 del citado reglamento.

4.3.4. Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares

El combustible irradiado descargado de cada reactor se almacena en las piscinas de las centrales nucleares. Adicionalmente, las centrales nucleares de Trillo, Ascó I y Ascó II disponen de un ATI situado en el emplazamiento de cada central, donde se almacena en seco el combustible gastado, tras su enfriamiento en la piscina.

Asimismo, todo el combustible gastado resultante de la operación de la central nuclear de José Cabrera, actualmente en fase de desmantelamiento, está depositado en el ATI existente en su emplazamiento. En la tabla siguiente se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares.

TABLA 4.1. CANTIDAD TOTAL DE URANIO IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-17 (Kg)	
	En las piscinas	En el almacén temporal situado en el emplazamiento
José Cabrera		95.750
Sta. M ^a de Garoña	420.243	
Almaraz I	661.775	
Almaraz II	628.390	
Ascó I	528.609	81.533
Ascó II	504.150	95.498
Cofrentes	766.251	
Vandellós II	519.140	
Trillo	240.726	299.504

4.3.5. 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 ENRESA, está destinada al almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de media, baja y muy baja actividad.

Con respecto a las celdas de almacenamiento de residuos de baja y media actividad (RBMA), durante 2017 se ha completado y cerrado la celda S19 de la plataforma sur y se ha iniciado la explotación de la celda S25. Quedan por tanto cerradas, de las 28 celdas de RBMA de la instalación, las 16 de la plataforma norte y 5 de la plataforma sur. En cuanto a las celdas de almacenamiento de residuos de muy baja actividad (RBBA), se dispone de dos celdas, la celda 29, desde 2008, y la celda 30, desde 2016. Durante 2017 se inició el cierre de la sección 1 de la celda 29, así como la construcción de la sección 2.

A lo largo de 2017, El Cabril ha recibido un total de 805 m³ de RBMA procedentes de instalaciones

nucleares y 15 m³ procedentes de instalaciones radiactivas. En cuanto a RBBA se han recibido 2.145 m³ procedentes de instalaciones nucleares, y 28 m³, de instalaciones radiactivas. Asimismo, se han almacenado 151 contenedores CE-2a de RBMA, siendo el volumen total 803 m³. En cuanto a RBBA, se han almacenado 2.808 unidades de almacenamiento en la celda 30, lo que supone un volumen 3.166 m³.

Con la cantidad almacenada en 2017, El Cabril almacena definitivamente un total de 46.254 m³ de residuos radiactivos. De ellos 33.001 m³ corresponden a RBMA, siendo el grado de ocupación de la capacidad total de celdas de RBMA del 76%. Los restantes 13.253 m³ corresponden a RBBA, siendo la capacidad ocupada del 10% respecto del total autorizado.

4.4. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera.

La central nuclear José Cabrera, situada en Almonacid de Zorita (Guadalajara), fue la primera central nuclear construida en España. Se conectó a la red en julio de 1968; tenía una potencia de 150 MWe y el 30 de abril de 2006 cesó su explotación. Por Orden Ministerial de 1 de febrero de 2010 se autorizó la transferencia de la titularidad de esta central nuclear 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 de febrero de ese mismo año.

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 ATI situado en el emplazamiento de la central, que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15 de diciembre de 2006. Se trata del primer desmantelamiento completo (nivel 3 del OIEA) de una central nuclear en España.

Durante el año 2017 las actividades realizadas se han centrado fundamentalmente en la ejecución de trabajos de desmontaje radiológico y de descontaminación de edificios, así como en la adaptación y mejora de sistemas soporte e instalaciones auxiliares. Entre estas actividades se incluyen las actividades finales relativas a trabajos de segmentación del blindaje primario y de descontaminación de superficies en la cavidad del reactor y el foso de combustible gastado. Asi-

mismo, se realizan trabajos de descontaminación y caracterización de paramentos de los edificios contención y auxiliar.

En el último trimestre de 2017 se han completado los trabajos para la construcción de un almacén de residuos radiactivos de muy baja actividad (RBBA) en la zona de las antiguas torres de refrigeración y se han realizado las pruebas oficiales ante el CSN con resultado satisfactorio. Por lo que se refiere a la restauración de terrenos contaminados, en marzo de 2017, se ha puesto en marcha una planta de lavado de tierras, al objeto de reducir el volumen de las tierras contaminadas a gestionar como residuos de baja y media actividad.

Las principales actividades de ejecución que restan por hacer son la descontaminación de edificios y estructuras y su demolición, así como la restauración del emplazamiento.

Desde que comenzaron los trabajos hasta marzo de 2018, la masa total generada de materiales ha sido de 13.987.252 kg, de los que 6.138.251 (44%) corresponden a material convencional, 2.028.227 kg (15%) a residuos radiactivos de baja y media actividad, 3.670.482 kg (26%) a residuos radiactivos de muy baja actividad y 2.150.292 kg (15%) a material desclasificable.

4.5. NORMATIVA APROBADA Y EN ELABORACIÓN

A continuación se citan algunas de las normas más relevantes en los distintos ámbitos:



4.5.1. Normativa nacional aprobada

- **Orden ETU/1185/2017, de 21 de noviembre, por la que se regula la desclasificación de los materiales residuales generados en instalaciones nucleares (BOE 06-12-17).**

El CSN propuso al entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo el proyecto de esta Orden, que tiene por objeto establecer los criterios necesarios para una adecuada gestión de los materiales residuales sólidos, procedentes de las instalaciones nucleares en operación o en desmantelamiento, que, por su baja contaminación radiactiva, pueden ser gestionados por vías convencionales.

Los criterios radiológicos que se establecen en esta Orden para que materiales residuales procedentes de instalaciones nucleares puedan gestionarse por las vías convencionales de eliminación, reciclado o reutilización, son los fijados en la Directiva 2013/59 Euratom del Consejo, de 5 de diciembre de 2013, por la que se establecen las normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a las radiaciones ionizantes.

4.5.2. Normativa nacional en elaboración

- **Trasposición de la Directiva 2013/59/Euratom por la que se establecen normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes, y se derogan las Directivas 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom y 2003/122/Euratom.**

Esta Directiva deroga cinco directivas anteriores sobre esta materia, para unificar en un único instrumento jurídico comunitario la normativa básica de protección radiológica ocupacional, médica y del público, habida cuenta de los avances científicos que, desde principios de los 90, ha habido en la materia, adaptando la normativa europea a las recomendaciones básicas de ICRP-103.

Será de aplicación a cualquier situación de exposición planificada, existente o de emergencia, que implique un riesgo de exposición a radiaciones ionizantes, estableciendo límites de dosis teniendo en cuenta los principios generales de protección radiológica. Se ocupa también de las exposiciones debidas a la radiación natural (incluyendo NORM: Naturally-Occurring Radioactive Materials y Radón) y establece requisitos de información, formación y educación en materia de protección radiológica. Asimismo, establece disposiciones para que los Estados miembros adopten medidas para mejorar la sensibilización general sobre la existencia y peligro de fuentes huérfanas, así como para asegurar sistemas para su recuperación, gestión y control. Dada la amplitud de materias que regula esta Directiva, el plazo de trasposición se fijó en 4 años.

Habida cuenta de la diversidad de las materias que aborda la nueva Directiva, competencia de distintos ministerios, se optó por la creación de un grupo de coordinación interministerial formado por los Ministerios con competencias en Energía y Sanidad, Empleo, Fomento e Interior, así como por el CSN, siendo responsable cada

ministerio de proponer, en su ámbito de actuación, bien un texto de enmienda o bien uno ex-novo que incorpore plenamente la Directiva al ordenamiento jurídico español, y derogue las normas citadas anteriormente, que transponían las Directivas que han quedado derogadas con la aprobación de la Directiva 2013/59/Euratom.

- **Reglamento sobre seguridad nuclear en instalaciones nucleares, que transpone la Directiva 2014/87/Euratom en lo que se refiere al establecimiento de los requisitos básicos de seguridad nuclear aplicables a las instalaciones nucleares.**

La Directiva 2014/87/Euratom del Consejo por la que se modifica la Directiva 2009/71/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad de las instalaciones nucleares, ha venido a reforzar el marco regulador europeo en materia de seguridad nuclear tras el accidente en la central nuclear de Fukushima Daiichi, en marzo de 2011.

En concreto, el artículo 4.1.b de dicha Directiva establece que los Estados miembros establecerán y mantendrán un marco legislativo, reglamentario y organizativo nacional para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares, que prevea los requisitos nacionales de seguridad nuclear que abarquen todas las etapas del ciclo de vida de las instalaciones nucleares.

Con fecha 20 de diciembre de 2016, la propuesta normativa fue publicada en la página web del MINETAD y sometida, posteriormente, a

los trámites de audiencia a los interesados y de participación pública, que se dieron por concluidos en marzo de 2017.

El proyecto fue notificado a la Comisión Europea el 22 de noviembre de 2017, habiendo indicado ésta que, tras haber cotejado la propuesta de reglamento con los requisitos de la Directiva, no tiene intención de formular recomendaciones formales al mismo en virtud del artículo 33 del Tratado Euratom.

4.5.3. Normativa comunitaria en elaboración

- **Modificación de los Reglamentos 2587/1999 del Consejo y 1209/2000 de la Comisión por los que se desarrolla el artículo 41 del Tratado constitutivo de la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom).**

El Reglamento 2587/1999 del Consejo, relativo a la definición de los proyectos de inversión que deberán comunicarse a la Comisión de conformidad con el artículo 41 del Tratado Euratom, tiene por objetivo desarrollar la obligación de notificar a la Comisión determinados proyectos de inversión cuando el coste de dicho proyecto exceda determinadas cantidades definidas en el Reglamento.

Por otra parte, y de forma complementaria, el Reglamento 1209/2000 de la Comisión, por el que se determinan los procedimientos de ejecución de la obligación de comunicación establecida en el artículo 41 del Tratado Euratom,

tiene por objetivo especificar la información que debe notificarse, para cada tipo de proyecto de inversión, y proporciona un modelo de formulario para ello.

La Comisión Europea ha trabajado durante 2017 en la elaboración de una propuesta normativa que modifique los mencionados regla-

mentos con el objetivo de simplificar la carga administrativa que generan. Para ello, el 4 de noviembre de 2015, anunció la apertura de un procedimiento de consulta pública con plazo hasta el 25 de enero de 2016. Finalizado el plazo, la Comisión sigue preparando internamente su propuesta de reglamento, la cual debe pasar procesos de revisión internos.

5. SECTOR CARBÓN



5.1. SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1. Panorámica general del sector

La producción nacional de carbón aumentó en 2017 respecto a 2016 en torno a un 65,4%. Concretamente, la de antracitas se redujo alrededor de un 4%, y la de hullas y lignitos negros aumentó alrededor de un 84%. Este incremento se explica, en gran medida, por una mayor participación del carbón en la generación eléctrica neta, pasando de un 14,2% en 2016 a un 17,1% en 2017. La producción se concentra en tres Comunidades Autónomas: Castilla y León, Asturias y Aragón. En esta última se extraen exclusivamente lignitos negros.

Con fecha 27 de mayo de 2016, fue aprobado por la Comisión Europea el Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva, que incluye todas las unidades de producción que tienen previsto abandonar la actividad antes del 31 de diciembre de 2018, en el marco de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas.

Si bien las producciones aumentaron, las ayudas recibidas en 2017 por las empresas mineras incluidas en el mencionado Plan de Cierre disminuyeron un 2,6%, pasando de 16,3 millones de euros en 2016 a un importe de 15,9 millones.

Las unidades de producción de las compañías mineras del carbón que pretendan continuar su actividad extractiva a partir del 1 de enero de 2019, y hubieran recibido ayudas para compensar sus pérdidas de acuerdo con lo establecido en el ar-

tículo 3 de la mencionada Decisión Comunitaria, habrán de proceder a su devolución.

Como consecuencia de la política de reestructuración descrita, se ha reducido el número de empresas no competitivas del sector, de la producción, de las plantillas y del volumen de ayudas. En 2015, 11 empresas produjeron menos de 3,5 millones de toneladas, con una plantilla propia de 2.795 personas; y en 2016, 10 empresas produjeron aproximadamente 1,8 millones de toneladas, con una plantilla propia de 1.954 personas. En 2017, 8 empresas produjeron 3,1 millones de toneladas, con una plantilla propia de 1.714. En 2017, aunque el volumen de las ayudas disminuyó, la producción fue superior a la de 2016 debido, principalmente, al aumento del consumo en generación eléctrica.

5.1.2. Demanda interior

El consumo primario de carbones, medido en ktep, aumentó en 2017 un 17,6% respecto al año anterior tal y como se desprende de la tabla 5.1. Por su parte, el consumo en el sector eléctrico aumentó un 21,7%, como se puede observar en la tabla 5.2, destacando el gran aumento de la hulla y el lignito negro.

En 2017, la tendencia del precio del carbón importado fue descendente hasta la mitad del segundo trimestre del año, a partir del cual el precio comenzó a aumentar, manteniéndose el crecimiento hasta cambiar la tendencia a finales de año. El precio medio en euros por tonelada registró un aumento del 39%, mientras que el tipo de cambio medio dólar-euro creció un 2%.

SECTOR CARBÓN

TABLA 5.1. BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION CARBÓN AUTÓCTONO:					
	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de Variación
miles de toneladas					
2011	2.487	1.775	2.359	6.621	-21,5%
2012	2.258	1.652	2.271	6.181	-6,6%
2013	762	1.780	1.826	4.368	-29,3%
2014	1.338	1.331	1.230	3.899	-10,7%
2015	763	984	1.317	3.064	-21,4%
2016	384	686	730	1.800	-41,3%
2017	370	791	1.816	2.977	65,4%
miles de tep					
2011	1.133	762	753	2.648	-19,6%
2012	1.016	697	747	2.460	-7,1%
2013	345	837	581	1.762	-28,4%
2014	619	604	405	1.628	-7,6%
2015	378	446	422	1.246	-23,5%
2016	189	311	236	736	-40,9%
2017	182	359	586	1.128	59,8%
SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES-EXPORTACIONES):					
	miles de toneladas		TOTAL	Tasa de Variación	
	Hulla coquizable	Carbón energético			
2014	1.632	12.056	13.687	4,1%	
2015	2.030	10.239	12.269	-10,4%	
2016	1.676	13.354	15.030	22,5%	
2017	nd	17.058	17.058	13,5%	
CONSUMO INTERIOR BRUTO ⁽⁴⁾ :					
	miles de tep			TOTAL	Tasa de variación
2014				11.651	2,1%
2015				13.714	17,7%
2016				10.901	-20,5%
2017				12.821	17,6%

Nota: ⁽⁴⁾ Incluye gases siderúrgicos.
FUENTE: SEE- IRMC - REE- EUROSTATCOM

Respecto al mix de generación eléctrica en 2017, el impacto de la sequía sobre la producción hidráulica provocó un aumento del peso del carbón en dicho mix, registrándose un aumento de su energía neta generada respecto al 2016 del 20,6% en el conjunto del sistema nacional.

TABLA 5.2. CONSUMO DE CARBÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KTEP)

	TOTAL	Tasa de variación
2014	10.221	
2015	11.868	16,1%
2016	8.724	-26,5%
2017	10.617	21,7%

FUENTE: SEE-IRMC-REE.



5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

5.1.3.1. Valoración estimada de la producción e ingreso por ventas de carbón

Durante 2017, el precio medio en factura del carbón nacional (hulla, antracita y lignito negro) fue de 57,15 euros por tonelada para un carbón con un Poder Calorífico Superior (en adelante, PCS) de 3.886 Kcal/Kg. Dicho precio supone un incremento del 3,6% respecto al del año anterior (55,18 €/t).

Expresado el precio en céntimos de euro por tercia de PCS, fue de 1,47 lo que implica un aumento del 9,3% respecto al de 2016.

5.1.3.2. Empleo en el sector

La plantilla propia de las empresas del sector de carbón estaba compuesta, a finales del año 2017, por 1.714 trabajadores, frente a los 1.954 del año precedente, lo que supone una reducción de empleo del 12,3%.

Respecto al empleo en las contratatas, en 2016 el personal subcontratado era de 396, mientras que

en 2017 estos ascendían a los 551, registrándose un aumento del 39%.

En relación a la concesión de ayudas a las empresas mineras para cubrir costes excepcionales, conforme al artículo 4 de la Decisión 2010/787/UE, en concepto de ayudas laborales para prejubilaciones y bajas incentivadas en 2017, se concedieron 212,47 millones de euros, cantidad que es un 7% inferior a las concedidas en 2016.

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.

En 2017, la importación neta de carbón energético, según los datos elaborados por el Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (IRMC), a partir de Eurostat, aumentó en un 41,6%, pasando de 13,35 millones de toneladas en 2016 a 17,06 millones de toneladas en 2017, como se puede observar en la tabla 5.1. La razón principal de ese aumento se halla en un mayor funcio-

TABLA 5.3. MANO DE OBRA EMPLEADA EN LA MINERÍA 2017 (Nº DE PERSONAS)

Tipo de Carbón	2015	2016	2017	Variación (%)	
				16/15	17/16
Hulla Autóctona	1.705	1.306	1.126	-23,4	-13,8
Antracita Autóctona	901	479	378	-46,8	-21,1
Lignito Negro Autóctono	189	169	210	-10,6	24,3
TOTAL	2.795	1.954	1.714	-30,1	-12,3

FUENTE: SEE-IRMC.

namiento de las centrales térmicas consumidoras de carbón importado.

Según los datos elaborados por el IRMC a partir de Eurostat, la importación evolucionó desde 938,9 millones de euros en 2016 a 1.640,82 millones de euros en 2017. El valor del carbón neto importado en 2017 alcanzó 1.413,9 millones de euros frente a los 908,1 millones de euros del año precedente. Tradicionalmente las importaciones han tenido su origen de forma mayoritaria en Colombia, Rusia, Indonesia y Sudáfrica.

5.2. LA POLÍTICA CARBONERA EN ESPAÑA Y EN LA UE

La evolución de la normativa de reestructuración de la minería del carbón en España consta de cinco Planes de reestructuración, implementados a lo largo de los distintos periodos: Plan de Reordenación del Sector del Carbón 1990-1993, Plan de Modernización, Racionalización, Reestructuración y Reducción de Actividad de la Industria del Carbón 1994-1997, Plan de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras 1998-2005, Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012 y Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras en el Periodo 2013-2018.

En el ámbito europeo, tras la finalización del Tratado CECA (2002), se entendió necesario continuar con la reordenación y reestructuración de la minería del carbón. Como consecuencia de ello, se aprobó un nuevo marco comunitario que regulaba las actuaciones a desarrollar para la reestructuración de este sector económico y la reactiva-

ción de las comarcas afectadas. Este nuevo marco regulatorio fue el Reglamento (CE) N°1407/2002, del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre ayudas estatales a la industria del carbón, que tenía como límite de vigencia el 31 de diciembre de 2010.

5.2.1. Decisión 2010/787/UE de 10 de diciembre

Expirada la vigencia del citado Reglamento (CE) N°1407/2002, del Consejo, de 23 de julio de 2002, sobre ayudas estatales a la industria del carbón, se adoptó la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las minas no competitivas de carbón, estableciendo las directrices para que los Estados miembros diseñasen esquemas de ayudas para la industria del carbón. Bajo su paraguas, se ha desarrollado el nuevo marco de actuación para la reordenación y reestructuración del sector en España.

La Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, estableció el 31 de diciembre de 2018 (artículo 3.1.a) como fecha límite para el cierre de las explotaciones mineras no competitivas, de acuerdo con un plan de cierre autorizado por la Comisión Europea.

Adicionalmente, el cierre progresivo de las unidades de producción de una actividad industrial, y máxime de una actividad como la minería del carbón, lleva aparejado una serie de repercusiones sociales y regionales, sobre el empleo, el mercado de trabajo y el impacto medioambiental que es preciso mitigar. Por ello, en el artículo 4 de la



referida Decisión 2010/787/UE se contemplaron las ayudas para cubrir determinadas categorías de costes no relacionados con la producción corriente y vinculados al cierre de las minas, que se denominan costes excepcionales: el pago de pensiones o indemnizaciones ajenas al sistema legal, las obras adicionales de seguridad en el interior de las minas, el coste de prestaciones sociales derivadas de la jubilación de trabajadores, la rehabilitación de antiguas zonas de extracción, etc. De este modo, conforme al artículo 4 de la decisión todas las ayudas que se concediesen para cubrir esos costes excepcionales serían consideradas compatibles con el mercado interior.

5.2.2. Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE

El Plan de Cierre del Reino de España contempla las líneas de ayudas previstas para las empresas del sector según lo establecido en la Decisión 2010/787/UE. Dicho Plan de cierre fue aprobado por Decisión de la Comisión Europea de 27 de mayo de 2016, C (2016) 3029 final, «Ayuda Estatal SA 34332 (2012/NN) – España – Ayudas destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón en España».

5.2.3. Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018

A nivel nacional, el Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el

período 2013-2018, fue firmado por la Administración, los sindicatos y la patronal de las empresas mineras (CARBUNIÓN) con fecha 1 de octubre de 2013 y constituye la base de las políticas públicas de reordenación del sector de la minería del carbón y de promoción de una economía alternativa en las zonas mineras, de acuerdo con el marco normativo europeo establecido por la Decisión del Consejo 2010/787/UE, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas.

Las disposiciones aprobadas según lo dispuesto en la citada Decisión en desarrollo de dicho Marco de Actuación son las siguientes¹:

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

A) Bases reguladoras

Se encuentran contenidas en la Orden IET/2095/2013, de 12 de noviembre, (BOE Nº 273 de 14/11/2013) por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y se efectúa la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013, y sus posteriores modificaciones (siendo la última de ellas la Orden IET/1662/2016, de 13 de octubre, (BOE Nº 250 de 15/10/2016).

¹ Se mencionan en cada apartado en función de la materia y según su fecha de adopción.

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2017, realizada por Resolución de 18 de julio de 2017, (BOE Nº 180 de 29/07/2017) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras por la que se convocan las ayudas, para el ejercicio 2017, destinadas específicamente a cubrir las pérdidas a la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva.

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

II.1. Proyectos Empresariales.

A) Bases reguladoras

– Orden IET/1158/2014, de 30 de junio, (BOE Nº 162 de 4/7/2014) por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos de inversión generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el periodo 2014-2018, y sus posteriores modificaciones.

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2017, realizada por Resolución de 18 de diciembre de 2017 (BOE Nº 317 de 30/12/2017) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comar-

cas Mineras, O.A., por la que se convocan las ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2017.

II.2. *Minimis*.

A) Bases reguladoras

– Orden IET/1157/2014, de 30 de junio, (BOE Nº 162 de 4/7/2014) 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 periodo 2014-2018. y sus posteriores modificaciones.

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2017, realizada por Resolución de 2 de noviembre de 2017 (BOE Nº 293 de 2/12/2017) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Minera, O.A., por la que se convocan las ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas minera, para el ejercicio 2017.

III. Disposiciones sobre costes excepcionales de reestructuración de la minería del carbón.

III.1. Ayudas de carácter medioambiental destinadas a financiar la clausura de las instalaciones



y la restauración del espacio natural afectado por la actividad minera

A) Bases reguladoras

- Orden IET/594/2014, de 10 de abril, (BOE Nº 91 de 15/04/2014) por la que se aprueban las bases reguladoras para los ejercicios 2013 a 2018 de las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre de la Minería del Carbón 2013-2018.

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2017, realizada por Resolución de 20 de diciembre de 2017, (BOE Nº 317 de 30/12/2017) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, O.A. (IRMC) por la que se convocan en 2017 las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva.

III.2. Ayudas sociales por costes laborales mediante bajas indemnizadas de carácter voluntario y para trabajadores de edad avanzada

- Real Decreto 676/2014, de 1 de agosto, (BOE Nº 190 de 06/08/2014) por el que se establece el régimen de ayudas por costes

laborales destinadas a cubrir costes excepcionales vinculados a planes de cierre de unidades de producción de las empresas mineras del carbón.

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

- Real Decreto 675/2014, de 1 de agosto, (BOE Nº 190 de 06/08/2014) por el que se establecen las bases reguladoras de ayudas para el impulso económico de las comarcas mineras del carbón, mediante el desarrollo de proyectos de infraestructuras y proyectos de restauración de zonas degradadas a causa de la actividad minera.

5.2.4. Plataforma sobre las Regiones del Carbón en Transición

En la UE se extrae carbón en 41 zonas mineras de 12 Estados miembros. Por ello, dentro del contexto de transición energética, la Comisión Europea lanzó en diciembre de 2017 la Plataforma sobre las Regiones del Carbón en Transición (Platform for Coal Regions in Transition).

El objetivo de la Plataforma, a la que España se ha adherido, es consolidar un proceso de transición justa, de reactivación económica y de desarrollo alternativo para lograr la transformación de las regiones mineras afectadas por la disminución del uso del carbón. Facilitará el diálogo entre las distintas partes interesadas en el ámbito nacional, regional y local para respaldar la transformación estructural mediante soluciones adecuadas.

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

El Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras es un Organismo Autónomo, adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica, presidido por el Secretario de Estado de Energía.

Fue creado mediante la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social y está dotado de personalidad jurídica y plena capacidad de obrar como órgano gestor del «régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras». El Estatuto del Instituto se aprobó mediante el Real Decreto 492/1998, de 27 de marzo.

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

En relación con este último aspecto, el Instituto gestiona las ayudas de cualquier naturaleza que se concedan a las empresas dedicadas a la minería del carbón, tanto las ayudas destinadas a cubrir cargas excepcionales vinculadas a planes de modernización, racionalización o cese de las empresas mineras del carbón como los fondos dedicados al desarrollo económico de las zonas mineras del carbón. Asimismo, suscribe aquellos convenios que se estimen pertinentes para el mejor cumplimiento de su objeto y ejecuta cuantas otras medidas se precisen para desarrollar la política de reordenación de la minería del carbón y de promoción del desarrollo alternativo de las zonas mineras.

Durante estos últimos años, la actividad del Instituto ha girado en torno a conseguir los dos grandes objetivos marcados en los diferentes Planes del sector de acuerdo con la normativa de la UE, esto es: (i) ejecutar la política de reestructuración de la minería del carbón y (ii) desarrollar y ejecutar medidas que fomenten el desarrollo económico de las comarcas mineras.

El Instituto ha articulado el anteriormente citado «Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE».

6. ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS



6.1. INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

Durante el año 2017 continúa la tendencia decreciente que se había confirmado durante los años 2015 y 2016, tras un interés sostenido en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos en España en años precedentes. Existen varias razones que explican este comportamiento; en primer lugar, la continuidad del escenario desfavorable de precios del crudo, iniciado con el desplome del precio del barril de Brent a finales de 2014 y que ha impedido la ejecución de proyectos que en otro contexto económico hubieran resultado viables; en segundo lugar, cabe mencionar que la tramitación de los proyectos relacionados con el sector de la exploración y producción de hidrocarburos en España no es sencilla y puede dilatarse en el tiempo.

Los principales proyectos de recursos no convencionales se sitúan en la cuenca vasco-cantábrica, aunque todos ellos se encuentran en la actualidad en una fase preliminar, sin que haya sido ejecutado ningún pozo con el objetivo de extraer este tipo de hidrocarburos.

En cuanto al desarrollo de normativa del sector a nivel estatal en 2017, destaca la aprobación de Real Decreto-ley 16/2017, de 17 de noviembre, por el que se establecen disposiciones de seguridad en la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino. Esta norma refuerza las exigencias a los operadores y titulares de permisos de investigación y concesiones de explotación en el medio marino en lo que se refiere a su capacidad técnica, económica y protocolos de fun-

cionamiento basados en la gestión sistemática de los riesgos para que estos se reduzcan hasta el nivel más bajo razonablemente posible, tomando como referencia las mejores prácticas en cada momento.

Por otro lado, cabe mencionar también la aprobación de la Orden ETU/1160/2017, de 21 de noviembre, por la que se modifica la Orden ETU/78/2017, de 31 de enero, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados y con los perímetros de referencia para la determinación de los pagos a propietarios de terrenos suprayacentes a concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos. Esta orden desarrolla el Título II de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos y persigue tres objetivos concretos; en primer lugar, regular las características técnicas, operativas y logísticas que deben cumplir los dispositivos de medición de la extracción de hidrocarburos y los requisitos que debe cumplir el registro de las mediciones efectuadas; en segundo lugar, determinar los precios de referencia de los hidrocarburos producidos; y por último, se dictan las disposiciones necesarias para determinar los perímetros de referencia dentro de los cuales, los propietarios de terrenos tienen derecho a percibir pagos por parte de los titulares de concesiones de explotación de yacimientos.

En cuanto a la evolución del dominio minero, durante el año 2017 se ha otorgado por medio de la publicación del Real Decreto 765/2017, de 21 de julio, una nueva concesión de explotación de ya-

cimientos de hidrocarburos denominada «Viura» («Boletín Oficial del Estado» núm. 176 de 25 de julio de 2017).

En lo referente a permisos de investigación de hidrocarburos, durante el año 2017 no se ha otorgado ninguno nuevo en el ámbito estatal ni tampoco en el ámbito autonómico.

Por otro lado, es necesario mencionar la aprobación del Real Decreto 54/2017, de 27 de enero, por el que se deniega la solicitud de prórroga de la concesión de explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos denominada «Lora» (Burgos) («Boletín Oficial del Estado» de 28 de enero de 2017) y que declaraba la caducidad de la concesión de explotación de hidrocarburos más antigua de España.

No se han anunciado en el Boletín Oficial del Estado solicitudes de nuevos permisos de investigación de hidrocarburos ni a nivel estatal ni a nivel autonómico.

Por otra parte, en la tabla 6.1 se recogen los permisos de investigación extinguidos durante el año 2017, ya sea por renuncia de su titular, por desistimiento de una solicitud previa o por la caducidad de los mismos.

La figura 6.1 muestra el dominio de hidrocarburos a diciembre de 2017 y refleja tanto los permisos vigentes como los solicitados a dicha fecha en el ámbito competencial de la Administración General de Estado y en el de las diferentes comunidades autónomas. Puede observarse cómo la cuenca vasco-cantábrica es, con diferencia, la que más actividad está desarrollando, si bien el interés exploratorio se

TABLA 6.1. EXTINCIÓN DE LOS PERMISOS DE INVESTIGACIÓN EN 2017

EMPRESA	PARTICIPACIÓN	PERMISO	SUPERFICIE (ha)	Nº EXP
FRONTERA ENERGY CORPORATION, S.L.	100	GÉMINIS	47.940,42	1654
FRONTERA ENERGY CORPORATION, S.L.	100	LIBRA	37.893,11	1655
SHESA	37,690			
UNIÓN FENOSA	58,796	CAMEROS-2	3.539,76	1510
OIL & GAS SKILLS	3,514			
SHESA	37,690			
UNIÓN FENOSA GAS	58,796	EBRO-A	21.744,24	1612
OIL & GAS SKILLS	3,514			
RIPSA (Operador)	50	CANARIAS-1		1546
WOODSIDE	30	CANARIAS-2		1547
RWE	20	CANARIAS-3		1548
		CANARIAS-4		1549
		CANARIAS-5		1550
		CANARIAS-6		1551
		CANARIAS-7		1552
		CANARIAS-8		1553
		CANARIAS-9		1554

* Paso de los permisos de investigación Cameros-o y Ebro-A a concesión de explotación («Viura»).



está extendiendo a otras zonas como el Golfo de León y el Mar Cantábrico. Este mapa está disponible en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y es actualizado periódicamente.

6.2. EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

La tabla 6.2 refleja las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a 31 de diciembre de 2017. En líneas generales, podemos agruparlas en tres grandes grupos. El primero de ellos lo componen diversas conce-

siones ubicadas en el valle del Guadalquivir, productoras de gas natural («Marismas», «El Romeiral», «El Ruedo» y «Las Barreras»). En este grupo podríamos incluir también el campo «Poseidón», si bien este se encuentra en zona marina, frente a las costas de Huelva. El segundo 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», «Roda-ballo» y «Lubina»). Por último, el tercero estaría formado por la concesión de explotación «Viura» en La Rioja, recientemente otorgada por el Real Decreto 765/2017, de 21 de julio.

FIGURA 6.1. MAPA DE POSICIONAMIENTO DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2017



EFICIENCIA ENERGÉTICA, COGENERACIÓN Y ENERGÍAS RENOVABLES

**TABLA 6.2. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS
EN VIGOR A 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

EMPRESAS	CONCESIONES	B.O.E.	VIGENCIA	SUPERFICIE (ha)
RIPSA PETROLEUM CNWL CEPSA EP SL	CASABLANCA	27/12/1978	28/12/1978 27/12/2008	7.036,00
		17/03/2009	27/12/2018	
PETROLEUM RIPSA CEPSA EP SL CNWL	MONTANAZO D	04/1/1980	05/01/1980 04/01/2010	3.259,50
		02/12/2009	04/01/2020	
RIPSA MURPHY	GAVIOTA I	14/07/1983	15/07/1983 14/07/2013	7.960,00
		29/12/2007		4.726,44
RIPSA MURPHY	GAVIOTA II	14/07/1983	17/07/1983 14/07/2013	3.234,00
		29/12/2007		2.238,84
RIPSA CNWL	ANGULA	03/12/1985	04/12/1985 03/12/2015	3.129,00
		30/12/2015	03/12/2025	
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS B-1	14/09/1988	15/09/1988 14/09/2018	6.529,92
		03/08/2011		
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-1	14/09/1988	15/09/1988 14/09/2018	8.434,50
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS C-2	14/07/1989	15/07/1989 14/07/2019	3.128,92
		03/08/2011		
NUELGAS	LAS BARRERAS	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	13.604,00
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	REBUJENA	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	3.264,96
NUELGAS	EL RUEDO-1	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	14.877,00
NUELGAS	EL RUEDO-2	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	14.050,50
NUELGAS	EL RUEDO-3	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	13.224,00
RIPSA MURPHY	ALBATROS	23/09/1993	24/09/1993 23/09/2023	3.233,88
		30/01/2003		
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 1	28/07/1994	29/07/1994 28/07/2024	8.162,40
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 2	28/07/1994	29/07/1994 28/07/2024	14.964,40
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	EL ROMERAL 3	7/28/1994	29/07/1994 28/07/2024	7.890,32
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA	MARISMAS A	30/05/1995	31/05/1995 30/05/2025	8.842,60
		03/08/2011		
RIPSA	POSEIDON NORTE	07/12/1995	08/12/1995 07/12/2025	10.751,52
		13/08/2005		
RIPSA	POSEIDON SUR	07/12/1995	08/12/1995 07/12/2025	3.583,84
		13/08/2005		
RIPSA CNWL CEPSA EP SL PETROLEUM	RODABALLO	19/09/1996	20/09/1996 03/12/2015 03/12/2025	4.954,44
RIPSA	LUBINA	17/07/2012	18/07/2012 17/07/2042	4.165,25
UNIÓN FENOSA GAS SHESA	VIURA	25/07/2017	26/07/2047	20.227,20



6.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS

6.3.1. Petróleo

La producción nacional de crudo durante el año 2017 ascendió a 120 kTm. (aproximadamente 0,88 millones de barriles de petróleo (bbl)), lo cual supone un descenso de la producción del 15% respecto al año anterior, en el que ya se constataba una tendencia descendente en la producción (caída del 39% en 2016 y 24% en 2015). No obstante, hay que tener en cuenta que, el reducido número de campos y la limitada producción nacional, prácticamente testimonial, hacen que cualquier cambio se traduzca en grandes variaciones de la producción de un año a otro.

Los campos productores en 2017 son: Lora (Ayoluengo), Viura, Casablanca-Montanazo (Casablanca), Rodaballo, Angula-Casablanca (Boquerón) y Lubina-Montanazo. Estos cuatro últimos campos están situados en el mar Mediterráneo en el entorno de la plataforma «Casablanca» frente a las costas de Tarragona. Asimismo, hay que destacar la nueva concesión denominada «Viura»

durante la ejecución, donde se está produciendo condensado asociado al gas natural.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2017 se puede encontrar en la tabla 6.3.

6.3.2. Gas natural

Durante el año 2017 se produjeron 308 GWh de gas natural, equivalentes a 43 millones de m³(n), cifra un 50% inferior que la del ejercicio anterior. Como en el caso del crudo, al ser reducida tanto la producción como el número de campos de gas, cualquier modificación en su operación da lugar a cambios notables en el volumen de producción final. Destacar que «El Ruedo», que ya no produjo ni en 2015 ni en 2016, continúa sin producir en 2017, sin embargo, «Marismas», que careció de producción durante 2016, ha producido durante este periodo 19,45 GWh aproximadamente. Cabe mencionar del mismo modo que en la concesión de explotación «Viura» se ha llevado a cabo un «side-track» denominado «Viura-1ST3» con la consecuente paralización de las actividades en el campo durante

TABLA 6.3. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CORRESPONDIENTE AL AÑO 2017

CAMPO PRODUCTOR	2017				2016		
	TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)	% DEL TOTAL	VAR 17/16	TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)	% DEL TOTAL
AYOLUENGO	55	403	0%	-99%	5.598	41.033	4%
BOQUERON	28.061	205.687	23%	21%	23.249	170.415	17%
CASABLANCA	35.216	258.133	29%	6%	33.330	244.309	24%
MONTANAZO-LUBINA	41.561	304.642	35%	-31%	60.569	443.971	43%
RODABALLO	14.386	105.449	12%	-11%	16.161	118.460	11%
VIURA ^(*)	826	6.055	1%	-58%	1.988	14.572	1%
Total general	120.105	880.370	100%	-15%	140.895	1.032.760	100%

(*) Producción de condensado transformada a crudo equivalente.

los últimos meses de 2017, lo que explica la caída de la producción con respecto a 2016. En la tabla 6.4 se puede encontrar detalle de las producciones.

6.4. 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.

La tabla 6.5 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo vigentes 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.

TABLA 6.4. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2017

CAMPO PRODUCTOR	2017				2016		
	TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm³(n)	% DEL TOTAL	VAR 17/16	TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm³(n)	% DEL TOTAL
El Romeral	9,47	1,40	3%	-47%	18,03	2,67	3%
El Ruedo	0,00	0,00	0%	0%	0,00	0,00	0%
Marismas	19,45	0,00	6%	0%	0,00	0,22	0%
Poseidón	42,17	6,24	14%	-23%	54,63	7,07	9%
Viura	236,64	35,00	77%	-57%	546,93	50,80	88%
TOTAL	308	43	100%	-50%	620	61	100%

TABLA 6.5. CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO

TITULAR	CONCESIÓN	BOE	SUPERFICIE (ha)	VIGENCIA	UBICACIÓN
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	SERRABLO	B.O.E. (04/07/2007) (por Ley 12/2007)	11.124,96	04/07/2007 03/07/2037	Huesca
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	6.519,00	12/09/2007 11/09/2037	Guadalajara
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	GAVIOTA	B.O.E. (29/12/2007)	4.229,00	30/12/2007 29/12/2037	Frente costas Vizcaya
GAS NATURAL ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA S.A.	MARISMAS	B.O.E. (03/08/2011)	18.501,44	08/04/2011 08/03/2041	Sevilla y Huelva

7. SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS



7.1. SECTOR DEL GAS NATURAL

7.1.1. Evolución de la demanda

La demanda de gas natural en el mercado español alcanzó en 2017 los 350,9 TWh, lo que supuso un incremento del 9% respecto al consumo del año 2016, continuando la tendencia creciente iniciada en 2015, aunque a un mayor ritmo de crecimiento.

La demanda del sector convencional, que engloba el consumo industrial (incluida la cogeneración) y el consumo doméstico y comercial, alcanzó 275,2 TWh, lo que supuso un 5,1% superior al del año anterior. En términos porcentuales, la demanda de gas del sector convencional fue dispar en los distintos grupos, ya que creció un 7,4% el sector industrial y un 1,9 % el mercado de cisternas de gas natural licuado (en adelante, GNL) mientras que disminuyó un 1,3% en el sector doméstico-comercial y la pequeña y mediana empresa (en adelante, PYME). La caída en el sector doméstico-comercial y PYME se debió principalmente a unas mayores temperaturas durante el periodo febrero a mayo del año 2017 respecto al año anterior. En términos absolutos el crecimiento de la demanda convencional de 13,3 TWh se debió principalmente al sector industrial, que creció 13,9 TWh.

Por otro lado, la demanda de gas en las centrales de ciclo combinado aumentó, y con ello la deman-

da de gas en el sector eléctrico, cuyo incremento con respecto al año anterior fue de un 26,8%, alcanzando un consumo de 75,7 TWh. Este aumento tan elevado se ha debido a la disminución de la producción de electricidad mediante centrales hidráulicas, que decreció un 48 % en el periodo 2016-2017. A pesar de este elevado crecimiento de la demanda de gas para generación eléctrica, ésta todavía es inferior a la de los años 2008-2012.

En la tabla 7.1 «Demanda de gas natural» y en la figura 7.1 se refleja la variación de la demanda para el periodo 2009-2017, distinguiendo entre mercado convencional y sector eléctrico.

a. Distribución geográfica de la demanda

Las comunidades autónomas más consumidoras de gas natural durante 2017 fueron Cataluña, Andalucía y Comunidad Valenciana, que aglutinan alrededor del 46% de la demanda nacional, liderando tanto la demanda del sector industrial como de generación eléctrica. Sin embargo, la mayor demanda del sector doméstico-comercial y PYME correspondió a la Comunidad Autónoma de Madrid.

La gran demanda industrial de gas de estas tres regiones se explica por la presencia de sectores

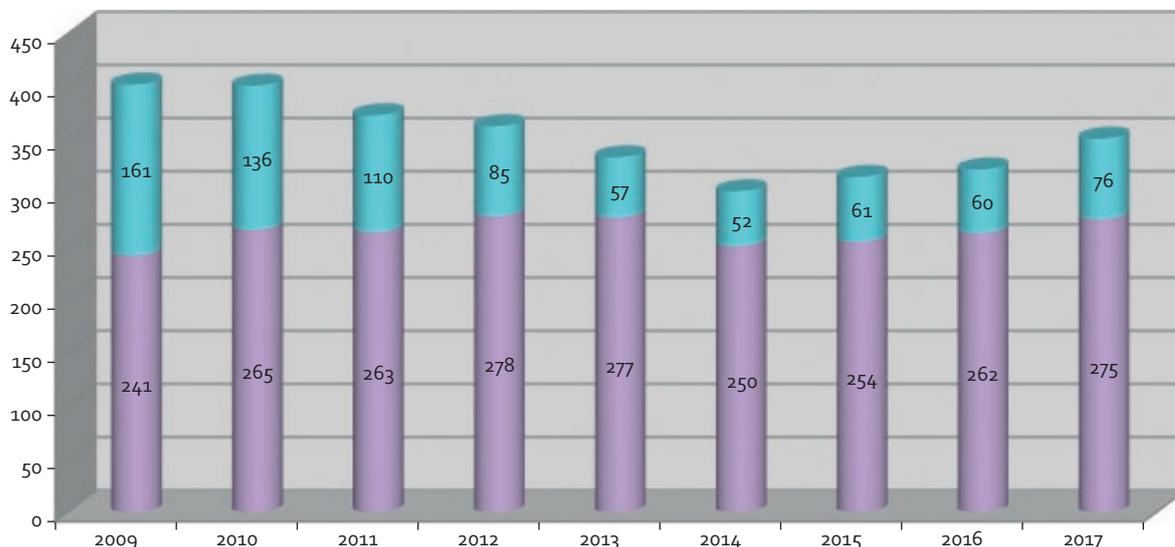
TABLA 7.1 DEMANDA DE GAS NATURAL

Unidad: TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	% 2017/2016
Convencional	241	265	263	278	277	250	254	262	275	5,1%
Sector eléctrico	161	136	110	85	57	52	61	60	76	26,8%
Total	402	401	373	363	334	302	315	321	351	2,1%

FUENTE: ENAGAS GTS.



FIGURA 7.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL [GWH]



FUENTE: ENAGAS GTS.

intensivos en consumo de gas como son la industria química y de refino de petróleo, en el caso de Cataluña y Andalucía y la industria de materiales de la construcción, con cogeneraciones asociadas, en el caso de la Comunidad Valenciana.

b. Distribución de la demanda por sectores industriales

La demanda industrial, con 201,5 TWh, supuso el 73% de la demanda convencional y el 57% de la demanda nacional total, lo que pone de manifiesto que ciertos sectores industriales tienen un gran impacto en la demanda de gas.

Con respecto a la demanda de gas por sectores industriales, el más relevante es el sector de refino (21%), seguido de la industria química y farmacéutica (14%), cogeneraciones (13%) y materiales de construcción (11%). Respecto al año 2016 el

principal crecimiento de la demanda de gas se registró en el sector de cogeneraciones y el de la metalurgia, con aumentos del 13% y el 11% respectivamente.

7.1.2. Oferta de gas natural

En el año 2017 la práctica totalidad del abastecimiento de gas natural para el consumo interior se realizó a través de importaciones de terceros países e intercambios comunitarios, a causa de la escasa producción nacional.

a. Producción nacional

La producción de los yacimientos nacionales en 2017 fue de 308 GWh, apenas un 0,11% del total de aprovisionamientos del sistema gasista español, siendo el principal origen el yacimiento de



Viura (237 GWh, el 59% de la producción), Poseidón y El Romeral.

Aparte la cifra anterior, durante el año 2017 la planta de biometanización de Vicálvaro (Madrid) alcanzó un volumen de producción de 92 GWh que fue inyectado en su totalidad en la red de transporte.

b. Importaciones

La escasa aportación de la producción nacional precisó de un flujo de importaciones de 389.291 GWh procedente de 11 países distintos, 2 países más que el año anterior, mejorando con ello la diversificación del aprovisionamiento. Las importaciones totales crecieron un 6,8%, impulsadas por el aumento de la demanda de gas natural.

Como se recoge en la tabla 7.2, Argelia se mantiene como primer proveedor, con el 48% de los aprovisionamientos, seguido por Nigeria (12%), Perú (10%), Qatar (10%) y Noruega (10%). Cabe destacar en primer lugar la disminución del aprovisionamiento de gas natural de Argelia, que se redujo un 9 % con respecto al año anterior, tanto en el total suministrado como en el porcentaje que representa con respecto al total de los aprovisionamientos. Por otro lado, es importante resaltar el aumento de las importaciones de GNL de Estados Unidos y Angola, con crecimientos respecto al año 2016 del 900% y 200% respectivamente.

Por quinto año consecutivo, los suministros en forma de gas natural (en adelante, GN) superaron a los de GNL, si bien el suministro de GN disminuyó un 3% y el de gas natural licuado (GNL) aumentó

TABLA 7.2. IMPORTACIONES DE GAS NATURAL

Gwh	Origen de los suministros				
	2016	%	2017	%	% 2017/2016
Argelia GN	173.539	56,72%	161.243	48,25%	-9,2%
Argelia GNL	33.498	56,72%	26.767	48,25%	-9,2%
Angola GNL	1.040	0,28%	3.111	0,80%	199,1%
Nigeria GNL	52.762	14,45%	48.592	12,47%	-7,9%
Qatar GNL	28.943	7,93%	38.977	10,00%	34,7%
Estados Unidos GNL	846	0,23%	8.543	2,19%	909,8%
Perú GNL	20.151	5,52%	39.505	10,14%	96,0%
T&T GNL	7.306	2,00%	6.117	1,57%	-16,3%
Noruega GNL	8.667	2,37%	10.070	2,58%	16,2%
Noruega GN	29.748	8,15%	28.528	7,32%	-4,1%
Francia GN	7.819	2,14%	15.557	3,99%	99,0%
Portugal GN	8	0,00%	15	0,00%	87,5%
Portugal GNL	0	0,00%	6	0,00%	
Nacional GN	695	0,19%	400	0,10%	-42,4%
Egipto GNL	0	0,00%	1.127	0,29%	
Países Bajos GNL	0	0,00%	1.133	0,29%	
TOTAL APROVISIONAMIENTOS	365.020	100,00%	389.691	100,00%	6,8%

FUENTE: CORES.

un 20%. El GN supuso un 53% del aprovisionamiento, mientras que el 47% restante llegó en forma de GNL, lo que supone un aprovisionamiento de GNL y GN más equilibrado que en años anteriores.

Como se muestra en la tabla 7.3, los gasoductos internacionales con mayor porcentaje del aprovisionamiento de GN fueron Magreb (42%), con punto de entrada a la península por Zahara de los Atunes y Medgaz (36%), con entrada por Almería, proporcionando las interconexiones con Francia el resto del gas consumido (22%) ya que las entradas a través de Portugal fueron irrelevantes. En 2017 las importaciones de gas natural a través de las citadas conexiones internacionales se situaron en 205.339 GWh.

En relación al GNL, durante el año 2017, 216 buques descargaron 183.943 GWh en las plantas de regasificación españolas, siendo las instalaciones de Barcelona, Huelva y Bilbao donde se descargó el mayor número de buques, con 74, 57 y 33 buques respectivamente. Por otro lado, sigue la tendencia de años anteriores hacia el uso de buques metaneros de mayor tamaño, siendo la energía media descargada por buque de 852 GWh.

c. Exportaciones

Las exportaciones de GN mediante interconexiones internacionales alcanzaron 30.746 GWh, lo que supone una disminución del 28% respecto al año 2016. Las exportaciones a través del «Virtual Interconnection Point» (VIP) Ibérico (punto de interconexión virtual con Portugal que engloba las interconexiones físicas de Tuy y Badajoz) representaron un 97% del total, mientras que las exportaciones a través del VIP Pirineos (que incluye las interconexiones físicas de Irún y Larrau), representaron el restante 3%. Hay que destacar la gran caída de la exportación de gas hacia Francia, que se redujo un 86% con respecto al año 2016.

Por otro lado, la exportación de GNL a través de buques experimentó un descenso del 23 % con respecto al año 2016, siendo esta exportación de 1.052 GWh distribuidos en 5 buques.

En conjunto, las exportaciones del sistema descendieron en 12.126 GWh respecto a 2016, similar a la reducción que se produjo en el año 2016 con respecto al 2015.

TABLA 7.3. MOVIMIENTOS EN CONEXIONES INTERNACIONALES

GWh	Importación			Exportación		
	2016	2017	Δs/2016	2016	2017	Δs/2016
Tarifa	97.920	86.497	-12%	-	-	-
Almería	75.617	74.746	-1%	-	-	-
CCII Francia (VIP Pirineos)	37.574	44.082	17%	6.582	892	-86%
CCII Portugal (VIP Ibérico)	8	15	86%	36.289	29.854	-18%
Total	211.119	205.339	-3%	42.871	30.745	-28%

FUENTE: ENAGAS GTS.
Informe «El Sistema Gasista 2017».



En la tabla 7.4 se muestran las salidas de gas natural.

TABLA 7.4. SALIDAS DE GAS NATURAL

Salidas Sistema			
Gwh	2016	2017	% 2017/2016
Recarga buques	1.379	1.052	-23,7%
Salidas VIP Pirineos	6.582	892	-86,4%
Salidas VIP Ibérico	36.289	29.854	-17,7%
TOTAL SALIDAS	44.250	31.798	-28,1%

FUENTE: ENAGAS GTS.

En la tabla 7.5 se encuentra el detalle de las entradas y salidas de gas natural.

TABLA 7.5. SALDO ENTRADAS/SALIDAS DE GAS NATURAL

Saldo Entradas/Salidas Sistema			
Gwh	2016	2017	% 2017/2016
Total aprovisionamientos (1)	365.020	389.691	6,8%
Nacional GN (2)	695	400	-42,4%
Total importaciones (3)=(1)-(2)	364.325	389.291	6,9%
Total salidas (4)	44.250	31.798	-28,1%
TOTAL IMPORTACIONES NETAS (3)-(4)	320.075	357.493	11,7%

FUENTE: ENAGAS GTS.

7.1.3. Estructura empresarial del sector del gas natural

a. 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.

En el año 2017 operaban como transportistas en España 14 empresas, algunas de las cuales son

también titulares de redes de distribución, ya que, conforme a lo dispuesto en el artículo 58.c de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, las empresas distribuidoras pueden construir, mantener y operar redes de transporte secundario.

b. Empresas distribuidoras

Son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a transportar el gas hasta puntos de consumo con presión de suministro igual o inferior a 16 bar.

En 2017 figuraban en el registro de empresas distribuidoras de gas natural un total de 20 empresas.

c. 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, posteriormente desarrollados en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, adquieren de terceros el gas natural para su venta a consumidores finales o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

El listado completo de las empresas que pueden ejercer la actividad de comercialización de gas natural se encuentra publicado en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (<https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-gas#listados>)

En el año 2017 el número de empresas comercializadoras de gas natural inscritas en el citado listado superaba las 170, de las cuales estaban operativas a lo largo del año un total de 88 empresas.

d. Gestor Técnico del Sistema

Es la sociedad responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario y tiene la misión de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación de todas las instalaciones del sistema: plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y redes de transporte y distribución.

La Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modificó la ley 34/1998, de 7 de octubre, con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural, encomendó la misión de Gestor Técnico del Sistema a ENAGAS, S.A., en calidad de principal transportista de gas en España, obligando a separar las actividades que realizaba como gestor del sistema de aquéllas que desempeña como transportista, al objeto de garantizar su independencia y objetividad en el desarrollo de sus funciones.

Posteriormente, la Ley 12/2011, de 27 de mayo, sobre responsabilidad civil por daños nucleares o producidos por materiales radiactivos, modificó nuevamente la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableciendo la obligación de que ENAGAS, S.A. constituyese dos sociedades filiales distintas con las funciones de Gestor Técnico del Sistema y transportista respectivamente, mandato que fue

llevado a efectos el 2 de julio de 2012, mediante la inscripción en el Registro Mercantil del acuerdo de segregación y la creación de dos filiales, ENAGAS Transporte S.A.U y ENAGAS GTS, S.A.U.

Adicionalmente, las competencias del Gestor Técnico se actualizaron mediante la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, que responsabiliza a este de ejecutar las acciones de balance necesarias para mantener el sistema en equilibrio.

Por otra parte, el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, otorgó al Gestor Técnico del Sistema la competencia para gestionar la Plataforma Telemática Única de Contratación y Solicitud de Capacidad, herramienta informática que concentrará la contratación de todas las instalaciones del sistema, con la excepción de las interconexiones internacionales que tienen su propia regulación. Asimismo, la herramienta integrará el mercado secundario de capacidad y mantendrá comunicación constante con el Gestor de Garantías y con la herramienta de gestión logística de nominaciones y programaciones SL-ATR.

Por último, la Orden IET/2736/2015, de 17 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 para el año 2016, en su artículo 7º otorgó al Gestor Técnico del Sistema la responsa-



bilidad de la adquisición del gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico, así como la parte del gas de operación de las plantas de regasificación sufragado por el sistema gasista.

e. Operador del Mercado Organizado de Gas

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableciendo las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural donde realizar transacciones de compra y venta con entrega en el Punto Virtual de Balance. Se trata de un mercado con entrega física de gas y plazos de entrega inicialmente no superiores al último día del mes siguiente y que se constituye en Plataforma de Comercio, conforme al artículo 10º del Reglamento (UE) de la Comisión N.º 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

Como responsable de la gestión de dicho mercado, dicha ley definió la figura del Operador de Mercado en cuyo capital social deberían participar en un 30% los operadores de los mercados eléctricos español y portugués, en una proporción de 2/3 y 1/3 respectivamente. Asimismo, los gestores técnicos de los sistemas gasistas español y portugués deberán participar en un 20% del capital, con las mismas proporciones que el caso de los operadores de los mercados eléctricos. El resto del capital queda abierto a la participación de cualquier inversor, aunque se limita al 30% la participación de sociedades que realicen actividades en el sector energético.

La sociedad que cumple los requisitos anteriores es MIBGAS, S.A, con las siguientes funciones:

- Formalizar la admisión de los agentes.
- Gestionar las garantías de participación en el mercado.
- Definir los productos sujetos a negociación.
- Gestionar las ofertas de venta y de compra, efectuando la casación de las mismas, calculando los precios resultantes de las casaciones.
- Publicar diariamente los precios y volúmenes negociados para cada producto, así como los precios de referencia que se determinen.
- Realizar las liquidaciones de los cobros y pagos, actuando como contraparte.
- Comunicar a cada Gestor Técnico la información asociada a las transacciones realizadas.
- Enviar a la plataforma de ACER la información requerida por el Reglamento (UE) N.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

Posteriormente, el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, otorgó al Operador del Mercado Organizado de gas la competencia de gestión de las garantías de balance y de contratación.

7.1.4. Infraestructuras

En este epígrafe se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2017 en infraestructuras gasistas. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos subterráneos.

El documento de planificación en vigor para este sector, cuya regulación básica se encuentra recogida en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como en las disposiciones de los artículos 79 y 80 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de economía sostenible, es la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado el 30 de mayo de 2008 por Acuerdo de Consejo de Ministros.

Como muestra la tabla 7.6, las inversiones materiales en la red de transporte y distribución de gas natural en el ejercicio 2017 ascendieron a 344 millones de euros lo que supone una disminución cercana al 50% sobre las inversiones del año anterior.

Tras la construcción de más de 1.900 nuevos kilómetros de canalizaciones durante el año 2017, la longitud total de la red de transporte y distribución ha superado la cifra de 87.000 km, de los cuales 11.369 km corresponden a gasoductos de transporte primario y 13.361 km si se incluyen los de transporte secundario. Su evolución histórica se encuentra recogida en la tabla 7.7 y figura 7.2.

Durante el año 2017, en lo que respecta a infraestructuras gasistas sometidas a planificación vinculante, hay que destacar las siguientes infraestructuras de transporte secundario que han obtenido el acta de puesta en marcha, ambas promovidas por REDEXIS GAS, S.A.:

- **Gasoducto Yeles-Seseña.** Se encuentra recogido en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, en la tabla 4.25 «Nuevas infraestructuras de transporte secundario para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016». Esta infraestructura discurre por los términos municipales de Yeles, Esquivias y Seseña, y consta de 9 km de longitud, un diámetro de 8" y una presión máxima

TABLA 7.6. INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	%17/16
Inversiones (millones de €)	1.453	1.084	1.616	1.148	690	561	497	686	344	-49,85%
Km de red	71.077	74.273	76.108	79.041	81.188	81.806	83.830	85.108	87.070	2,31%

FUENTE: SEDIGAS.

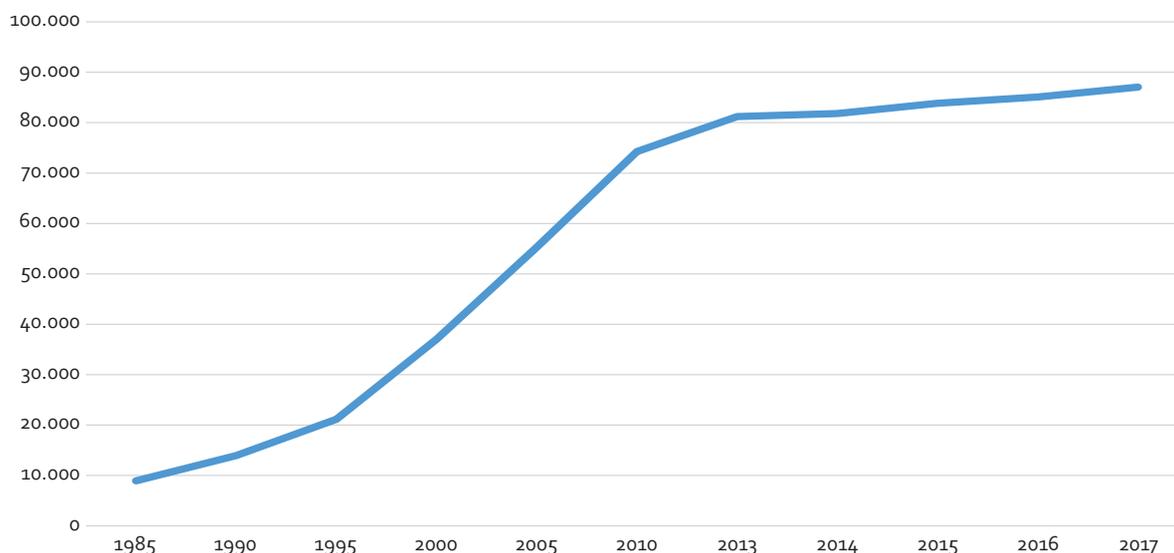
TABLA 7.7. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL (KM)

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Kilómetros	8.932	13.965	21.162	37.022	55.295	74.273	81.188	81.806	83.830	85.108	87.070

FUENTE: SEDIGAS.
Informe Anual 2017.



FIGURA 7.2. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE GAS NATURAL (KM)



de servicio de 59 bares, y obtuvo su acta de puesta en marcha el 11 de mayo de 2017.

- **Gasoducto Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo**, de 12 km de longitud, diámetro de 8" y presión máxima de servicio de 49,5 bares puesto en marcha el 7 de julio de 2017. Se encuentra recogido en la Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016, como gasoducto de transporte primario, en la tabla 4.24 «Nuevas infraestructuras de transporte primario para la atención de los mercados de su zona geográfica de influencia incluidas en el documento de Planificación 2008-2016». Discurre por los términos municipales de Villacarrillo (109m), Iznatoraf (4.825m) y Villanueva del Arzobispo (6.627m), en la provincia de Jaén.

Respecto al número de municipios que disponen de gas natural, durante 2017 se confirma la tendencia al alza observada en los últimos años, con 25 nuevos municipios incorporados a la red de gas

natural, que ya alcanza a 1.759 municipios. Dado que casi un 80% de la población vive en municipios con gas natural, pero únicamente alrededor del 30% de las viviendas cuenta con suministro de gas natural, el margen de crecimiento es todavía considerable.

Asimismo, al término de 2017 España cuenta con 7,8 millones de puntos de suministro, gracias a la incorporación en ese año de más de 100.000 nuevos puntos de suministro, de modo que se mantiene la línea ascendente habitual de cada año, como se puede apreciar en la tabla 7.8.

El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, en sus disposiciones transitorias tercera y cuarta determinó la suspensión de las autorizaciones de nuevas plantas de regasificación, instalaciones de transporte y estaciones de regulación y medida, lo que ha influido en el reducido número de instalaciones puestas en servicio a lo largo del año 2017, al igual que ocurrió en años precedentes.



TABLA 7.8. EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO (EN MILES)

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017
Puntos de suministro	1.513	1.939	2.775	4.203	6.041	7.196	7.473	7.556	7.618	7.708	7.809

FUENTE: SEDIGAS.
Informe Anual 2017

En resumen, a finales del año 2017 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 2017, de una capacidad total de almacenamiento de 3.316.500 m³ de GNL y de una capacidad de emisión de 6.862.800 m³(n)/h, mismas capacidades que el año 2016. A estas instalaciones hay que sumar la planta de regasificación de El Musel, que actualmente se encuentra hibernada y que cuenta con una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³(n) de GNL y una capacidad de emisión de 800.000 m³(n)/h.
- 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
- Los almacenamientos subterráneos siguientes: Gaviota (offshore), Serrablo, Yela y Marismas.
- Las siguientes conexiones internacionales:

TABLA 7.9. CAPACIDADES DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN OPERACIÓN

Planta de regasificación	Capacidad de almacenamiento m ³ (n) GNL	Capacidad de vaporización m ³ (n)/h	Nº de tanques	Capacidad carga cisternas (Gwh/día)	Nº de atraques	Capacidad descarga buques m ³ (n) GNL
Barcelona (ENAGAS)	760.000	1.950.000	6	15	2	266.000
Huelva (ENAGAS)	619.500	1.350.000	5	15	1	180.000
Cartagena (ENAGAS)	587.000	1.350.000	5	15	1	266.000
Bilbao (BBG)	450.000	800.000	3	5	1	270.000
Sagunto (SAGUNTO)	600.000	1.000.000	4	10,5	1	266.000
Mugaridos (REGANOSA)	300.000	412.800	2	10,5	1	266.000
Total	3.316.500	6.862.800	25	71	8	Hasta 270.000

FUENTE: ENAGAS GTS.
Informe "El Sistema Gasista 2017"



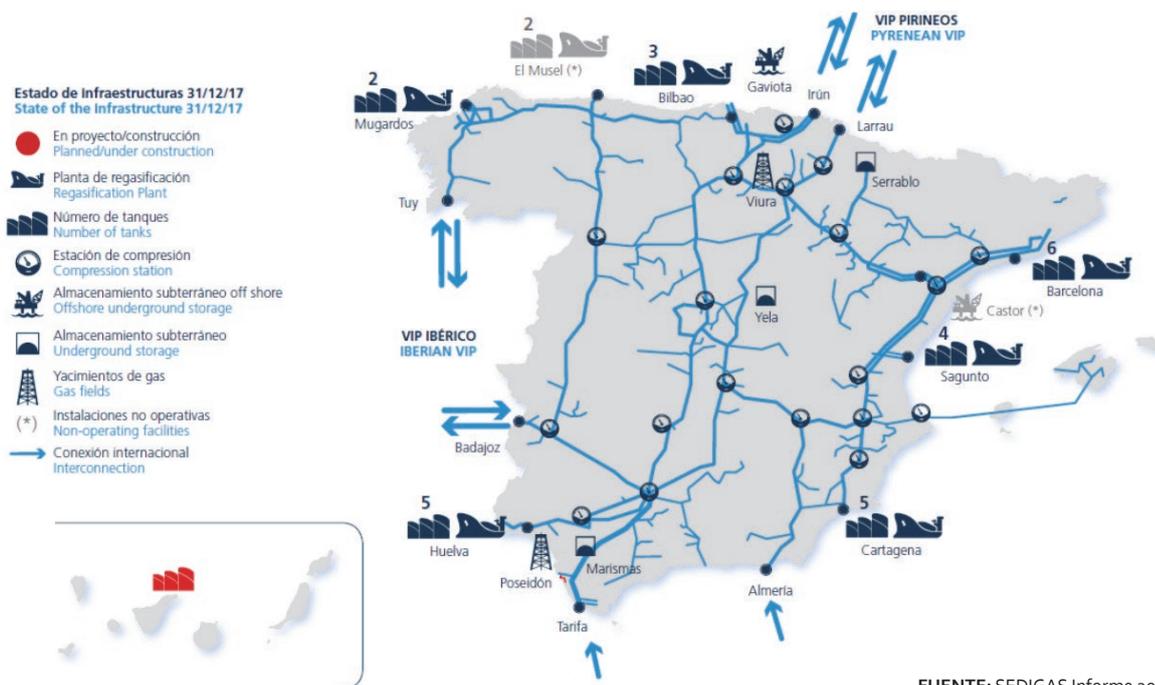
- Conexión Norte con el sistema francés a través de Larrau e Irún, constituyendo el VIP Pirineos («Virtual Interconnection Point»).
 - Conexión con Portugal a través de Badajoz y Tuy, constituyendo el VIP Ibérico.
 - Conexión con el norte de África:
- Gasoducto Magreb-Europa, con entrada en la península Ibérica por Zahara de los Atunes (Cádiz), donde finalizan los dos tramos submarinos que cruzan el estrecho de Gibraltar.
 - Gasoducto Medgaz (Argelia-Almería).
- En la tabla 7.10 se encuentra detalle de la capacidad de las conexiones internacionales.
- En la figura 7.3 se presenta el estado de la infraestructura a 31/12/2017.

TABLA 7.10. CAPACIDAD NOMINAL DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES (GWH/DÍA)

	Entrada		Salida	
	Invierno	Verano	Invierno	Verano
Portugal-España (VIP.PT.IBÉRICO)	80	80	144	144
Francia-España (VIP.FR.PIRINEOS)	225	225	225	225
Norte de África- España				
Tarifa	444	444	–	–
Almería	306	306	–	–

FUENTE: ENAGAS GTS.

FIGURA 7.3. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS EN ESPAÑA



FUENTE: SEDIGAS Informe 2017.

7.1.5. Normativa de carácter estatal

La normativa publicada durante el año 2017 relativa al gas natural es la siguiente¹:

a. Tarifas y peajes.

- Resolución de 24 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/03/2017).
- Resolución de 28 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 29/06/2017).
- Resolución de 25 de septiembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 29/09/2017).
- Orden ETU/1283/2017, de 22 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 para el año 2018 (BOE 27/12/2017).
- Resolución de 26 de diciembre de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Mi-

nas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 28/12/2017).

b. Mercado organizado, Circular de Balance, acceso de terceros.

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado en el mercado organizado de gas natural a «GUNVOR INTERNATIONAL B.V. AMSTERDAM, GENEVA BRAND».
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado en el mercado organizado de gas a Axpo Iberia S.L. (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 14 de noviembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 10 de noviembre de 2017, por el que se determina la obligación de presentar ofertas de compra y venta a los operadores dominantes en el sector del gas natural (BOE 17/11/2017).
- Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se establecen las condiciones para la prestación del servicio de creador de mercado obligatorio por parte de los operadores dominantes del mercado de gas natural (BOE 13/12/2017).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se aprueba la ad-

¹ Análogamente al caso del sector eléctrico, en la siguiente dirección se puede encontrar el «Código del Gas», mantenido por el BOE: <https://www.boe.es/legislacion/codigos/codigo.php?id=130>



judicación del servicio de creador de mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el primer semestre de 2018 a «Engie España S.L.U.».

- Circular 3/2017, de 22 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa (BOE 29/11/2017).

c. Almacenamientos subterráneos.

- Resolución de 30 de enero de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2017 y el 31 de marzo de 2018 (BOE 31/01/2017).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se establecen los parámetros de las subastas de capacidad de los almacenamientos subterráneos básicos (sin publicar en el BOE).

d. Otras disposiciones.

- Resolución de 15 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el volumen de gas de operación y gas destinado a nivel mínimo de llenado de gasoductos y almacenamientos subterrá-

neos básicos para el período 2017-2018 (BOE 24/03/2017).

- Orden IET/359/2016, de 17 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2016 (BOE 19/03/2017).
- Resolución de 20 de abril de 2017, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica el anexo IV «instrucciones de cumplimentación de los formularios» de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la CNMC, de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad (BOE 10/05/2017).
- Resolución de 16 de junio de 2017, de la DG-PEM, 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 22/06/2017).
- Resolución de 5 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se actualiza y se da publicidad al Plan de Acción Preventivo y al Plan de Emergencia del sistema gasista español (sin publicar en el BOE).
- Resolución de 21 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica parcialmente el anexo de la

Resolución de 3 de mayo de 2010, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas actividades de comercialización del sector de hidrocarburos (BOE 27/07/2017)

- Resolución de 27 de noviembre de 2017, 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 29/11/2017).

7.2. SECTOR DE PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO (HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GLP)

7.2.1. Evolución de la demanda de productos petrolíferos

Durante el año 2017, el consumo de productos petrolíferos en España fue de 58,31 millones de toneladas, un 0,5% más que en 2016.

TABLA 7.11. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA

Consumo de productos petrolíferos en España	2017		
	kt	Variación 2017-2016	Estructura de consumo
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	2.259	-10%	3,90%
Gasolinas	4.869	2,30%	8,30%
Querosenos	6.412	8,80%	11,00%
Gasóleos	30.799	1,60%	52,80%
Fuelóleos	8.351	-2,50%	14,30%
Otros productos ^(*)	5.616	-6,20%	9,60%
Total	58.307	0,50%	100%

^(*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

Consumo de gasolinas	2017		
	kt	Variación 2017-2016	Estructura de consumo
95 l.O.	4.475	2,20%	91,90%
98 l.O.	389	3,50%	8,00%
Gasolinas mezcla			
Subtotal gasolinas auto	4.864	2,30%	99,90%
Otras gasolinas	4	14,40%	0,1
Total	4.869	2,30%	100,00%

Consumo de gasóleos	kt	Variación 2017-2016	Estructura de consumo
Automoción (A)	23.045	2,40%	74,80%
Biodiesel	11	142,10%	
Biodiesel mezcla	11	-16,70%	
Agrícola y pesca (B)	4.156	6,20%	13,50%
Calefacción (C)	1.724	-7,00%	5,60%
Otros gasóleos	1.853	-9,40%	6,00%
Total	30.799	1,60%	100,00%



Consumo de querosenos	kt	Variación 2017-2016	Estructura de consumo
Aviación	6.412	8,80%	100,00%
Otros		-	
Total	6.412	8,80%	100,00%

Consumo de fuelóleos y otros productos	kt	Variación 2017-2016	Estructura de consumo
Fuelóleo BIA	2.236	1,50%	26,80%
Otros	6.115	-3,80%	73,20%
Total fuelóleos	8.351	-2,50%	100,00%
Lubricantes	428	6,50%	7,60%
Asfaltos	676	-8,70%	12,00%
Coque	2.278	-16,80%	40,60%
Otros	2.235	5,90%	39,80%
Total otros productos	5.616	-6,20%	100,00%

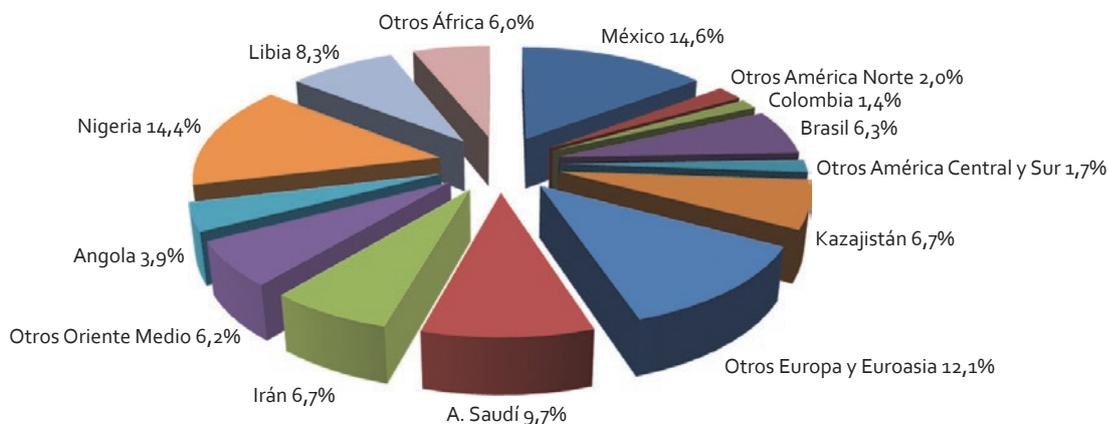
FUENTE: CORES. Boletín estadístico de Hidrocarburos, diciembre 2017.

7.2.2. Oferta de petróleo. Importaciones de crudo

En el año 2017 el principal país de origen de las importaciones es México (14,6%), seguido por Nigeria (14,4%) y Arabia Saudí (9,7%).

Por zonas geográficas, África es el primer proveedor con el 32,6% del total de importaciones, le siguen Oriente Medio (22,5%), Europa y Euroasia (18,8%), América del Norte (16,7%) y, por último, América Central y del Sur (9,4%).

FIGURA 7.4. PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO 2017



FUENTE: CORES. Boletín estadístico de Hidrocarburos, diciembre 2017.

7.2.3. Estructura empresarial del sector de hidrocarburos líquidos

a. 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, de 7 de octubre. Asimismo, en dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de Energía, actualmente Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, publicará en su página web (<https://www.cnmec.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.

b. 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, de 7 de octubre, 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.

7.2.4. Estructura empresarial del sector de GLP

a. Operadores al por mayor de GLP.

Los operadores al por mayor son aquellas sociedades mercantiles que realizan actividades de almacenamiento, mezcla y envasado, transporte y comercialización al por mayor de GLP, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. En dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web (<https://www.cnmec.es/>) un listado de los operadores al por mayor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado su actividad.

A fecha de 31 de diciembre de 2017 constaban 9 operadores al por mayor de GLP.

b. Comercializadores al por menor de GLP a granel.

Los comercializadores al por menor de GLP a granel son aquellas sociedades mercantiles que realizan 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, de 7 de octubre. En dicho artículo se establece que la Comisión



Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web (<https://www.cnmc.es/>) un listado de los comercializadores al por menor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado en la misma.

A fecha de 31 de diciembre de 2017 constaban 34 comercializadores al por menor de GLP a granel.

7.2.5. Refinerías e infraestructuras

7.2.5.1. Refinerías

España cuenta con diez refinerías; nueve en la Península y una en las Islas Canarias, que pertenecen a tres grupos empresariales diferentes:

- Repsol YPF: refinerías de Bilbao, Coruña, Puertollano, Cartagena, Tarragona y Asesa.
- Cepsa: refinerías en Huelva, Algeciras y Tenerife.
- BP España: refinería de Castellón.

De estas refinerías, Asesa se dedica exclusivamente a la producción de asfaltos y todas ellas, excepto la de Puertollano, están situadas en el litoral y conectadas (las de la península) a la red de oleoductos de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (en adelante, CLH).

Durante 2017 las refinerías españolas procesaron en total 66.825 kt de crudo, un 1,7% más que en 2016.

7.2.5.2. Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos

Se consideran infraestructuras críticas el conjunto de refinerías y la red logística de CLH y del resto de los operadores logísticos. En la figura 7.5 se muestra la situación geográfica de las refinerías españolas, de la red de oleoductos y de los parques de almacenamiento.

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, 40 instalaciones de almacenamiento, 27 instalaciones aeroportuarias y 2 buques tanque:

- Oleoductos: La red de oleoductos de CLH conecta 8 refinerías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 4.007 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.
- Instalaciones de almacenamiento: Está integrada por 40 instalaciones para todo tipo de productos petrolíferos, con una capacidad de almacenamiento de 7,4 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 de aviación: 27 instalaciones situadas en los aeropuertos españoles de la Península Ibérica e Islas Baleares, para prestar el servicio de suministro de carburante de aviación a aeronaves.

7.2.5.3. 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 re-

servas requeridas por la normativa. De la obligación total, establecida en 92 días, la Corporación debe mantener, al menos, 42 días, los 50 días restantes son mantenidos directamente por la industria. Sin embargo, a petición de los operadores, CORES puede aumentar los días de cobertura sobre el mínimo de 42 días hasta llegar al 100% de la obligación, siempre que cuente con reservas suficientes para ello. A fecha 31 de diciembre de 2017, se disponía de unas reservas estratégicas de aproximadamente 6,2 Mm³, equivalentes a 48,4 días de consumos. En la Figura 7.6, se muestra la evolución de las reservas estratégicas propiedad de CORES en el periodo 1997-2017.

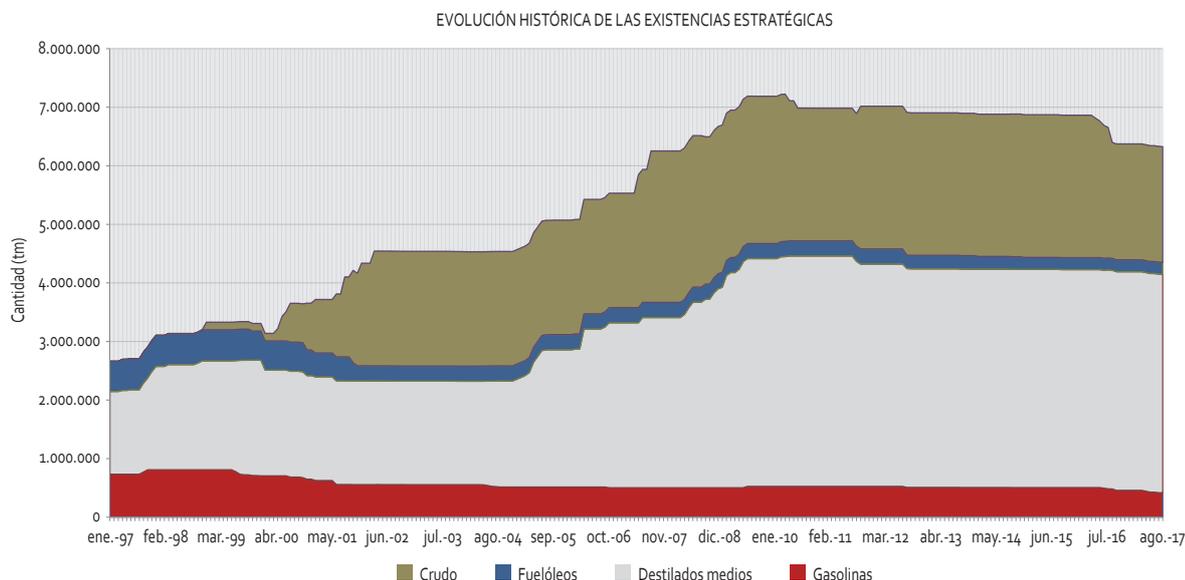
FIGURA 7.5. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN



FUENTE: CLH.



FIGURA 7.6. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE CORES



7.2.6. Normativa

La normativa publicada durante el año 2017 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente²:

- Orden ETU/1311/2017, de 27 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2018.
- Resolución de 21 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifica parcialmente el anexo de la Resolución de 3 de mayo de 2010, por la que se aprueban los modelos de declaración responsable y de comunicación de inicio de las distintas

actividades de comercialización del sector de hidrocarburos.

- Resolución de 28 de junio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el listado de operadores al por mayor de gases licuados del petróleo con obligación de suministro domiciliario.

El listado de operadores al por mayor de GLP con obligación de suministro se determina mediante resolución del Director General de Política Energética y Minas, cada tres años, publicándose en el Boletín Oficial del Estado.

Por la citada resolución, dicha obligación recae en Repsol Butano, S.A. para la Península e Islas Baleares, en Disa Gas, S.A. para las islas Canarias y en Atlas S.A., Combustibles y Lubrificantes para Ceuta y Melilla.

² En la siguiente dirección se puede encontrar el «Código del Petróleo», mantenido por el BOE: <https://www.boe.es/legislacion/codigos/codigo.php?id=152>

7.3. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableció en su capítulo VII los principios del sistema económico integrado del gas natural, que incluye las retribuciones de las actividades reguladas, los peajes y cánones de acceso a las instalaciones gasistas y el procedimiento de liquidaciones. Estos principios fueron desarrollados posteriormente mediante el 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 del sector de gas natural y por la orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, donde se reguló el procedimiento de liquidación de las obligaciones de pago y derechos de cobro necesarios para retribuir las actividades reguladas.

Como consecuencia de sucesivos déficits de recaudación anuales causados por la caída de la demanda de gas, en el año 2012 se intentó equilibrar financieramente el sistema gasista mediante el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, que suspendió la autorización de nuevas instalaciones, modificó el régimen retributivo de los almacenamientos subterráneos y paralizó la puesta en servicio de la planta de regasificación de El Musel.

Posteriormente, ante la insuficiencia de las medidas anteriores, se aprobó el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, que fue convalidado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, del mismo nombre.

Esta disposición acometió la reforma del régimen retributivo bajo los principios de sostenibilidad económica y equilibrio económico a medio plazo, teniendo en consideración las fluctuaciones de la demanda y sin menoscabo del principio de retribución razonable de las inversiones ni de la seguridad de suministro, estableciendo la obligación de incrementar los peajes cuando el déficit anual supere el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio o cuando este déficit anual más las anualidades de ejercicios precedentes superen el 15% de los ingresos.

7.3.1. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

a. Actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, convalidado posteriormente mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece periodos regulatorios de seis años, con la posibilidad de ajustes cada tres años de ciertos parámetros retributivos del sistema, tales como las retribuciones unitarias aplicadas a clientes y ventas, los costes de operación y mantenimiento o los factores de mejora de productividad, en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

Hasta la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la competencia para la determinación de las retribuciones anuales de



cada una de las empresas que realizan actividades reguladas recaía en el Ministerio para la Transición Ecológica, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos e informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. A partir de dicha fecha, el Ministerio únicamente retiene la competencia de fijación de las retribuciones de los almacenamientos subterráneos, siendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el responsable de las retribuciones de redes de transporte, redes de distribución y plantas de regasificación.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, unificó las metodologías de cálculo de las retribuciones de las actividades de transporte primario, regasificación y almacenamiento subterráneo, que en los tres casos pasa a incluir dos componentes: retribución a la disponibilidad (RD_n) y retribución por continuidad de suministro (RCS_n).

El término RD_n se compone de dos términos: retribución a la inversión, que incluye amortización y retribución financiera de los activos y retribución por operación y mantenimiento.

Las retribuciones del año 2017 fueron publicadas en el anexo I de la Orden ETU/1977/2016, de 23 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 para 2017. En las retribuciones aprobadas se incluyeron revisiones de la retribución en concepto de RCS de los años 2015 y 2016 al sustituirse las previsiones de demanda por las cifras reales.

La retribución al transporte en el año 2017 ascendió a 816.365.814,67 €, lo que incluye 590.484.568 € en concepto de RD , 229.936.323 € en concepto de RCS y 4.055.077 € como consecuencia de ajustes de años anteriores. Entre estos últimos se incluye la revisión de la RCS de los años 2015 y 2016 al actualizar las cifras de demanda, y la detracción, hasta que no regularice la tramitación administrativa, de la retribución del gasoducto de conexión del almacenamiento Castor, al haberse anulado, por sentencia firme, la Resolución del Secretario de Estado de Cambio Climático, de 23 de noviembre de 2009, por la que se adopta la decisión de no someter a evaluación de impacto ambiental el proyecto del gasoducto de conexión.

La retribución a la actividad de regasificación en el 2017 ascendió a 403.810.989,48 €, que incluye 338.466.088,76 € en concepto de RD , 60.750.245,00 € como RCS y 4.594.655 € por la revisión de la RCS de los años 2015 y 2016 al corregirse las cifras de demanda.

La retribución a los almacenamientos subterráneos básicos en 2017 alcanzó 188.555.484,31 €, que comprende 59.987.368,09 € en concepto de retribución a la inversión, 46.014.921 € por costes de operación y mantenimiento (incluyendo 15.718.229 € asignados al mantenimiento del almacenamiento «Castor»), 80.664.720 € en concepto de derechos de cobro del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, 4.489.683,28 € en concepto de RCS , -705.329,00 € como minoración de la Orden ITC/3802/2008 y -1.895.879,13 € como ajustes del RCS de los años 2015 y 2016 como consecuencia de sustituir los valores provisionales de demanda anual por las cifras definitivas.

SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

TABLA 7.12. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE EN 2017

[Euros]	RD 2017 TOTAL	RCS 2017 TOTAL	Total 2017	Liquidación 2016	Total
Gas Natural CEGAS, S.A.	2.405.410,48	1.115.249,17	3.520.659,65	8.750,01	3.529.409,67
Enagas Transporte, S.A.	485.112.644,76	192.871.996,13	677.984.640,89	-4.749.404,16	673.235.236,73
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	20.529.081,35	6.873.461,47	27.402.542,82	53.876,11	27.456.418,94
Gas Natural Andalucía S.A.	2.812.883,42	989.696,94	3.802.580,36	7.757,53	3.810.337,88
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	3.087.448,47	1.132.765,14	4.220.213,61	8.878,93	4.229.092,54
Gas Extremadura Transportista, S.L.	5.014.746,48	1.866.714,65	6.881.461,13	14.631,83	6.896.092,96
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	5.411.423,93	1.631.115,19	7.042.539,12	12.623,07	7.055.162,19
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	364.438,17	150.354,66	514.792,83	1.178,52	515.971,35
Regasificadora del Noroeste, S.A.	5.938.528,97	1.983.353,99	7.921.882,96	15.546,08	7.937.429,05
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.324.189,20	552.390,54	1.876.579,74	4.329,79	1.880.909,53
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	13.120.441,05	5.407.382,38	18.527.823,43	42.382,03	18.570.205,46
Gas Navarra, S.A.	933.631,32	397.447,91	1.331.079,23	3.115,31	1.334.194,53
Redexis Gas, S.A.	18.686.668,11	8.105.696,37	26.792.364,48	62.569,49	26.854.933,97
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	25.743.032,82	6.858.699,03	32.601.731,85	458.688,03	33.060.419,87
TOTAL TRANSPORTE	590.484.568,52	229.936.323,57	820.420.892,09	-4.055.077,42	816.365.814,67

TABLA 7.13. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN EN 2017

[Euros]	RD 2017	RCS 2017	Total 2017	Total liquidación 2016	Total
ENAGAS Transporte, S.A.U. resto actividades	179.673.685,09	34.748.597,80	214.422.282,89	2.628.102,06	217.050.384,95
ENAGAS Transporte, S.A.U. El Musel	23.605.524,58	0,00	23.605.524,58	0,00	23.605.524,58
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	39.694.472,09	8.671.276,49	48.365.748,58	655.825,01	49.021.573,59
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	58.867.275,34	10.339.174,16	69.206.449,50	781.971,26	69.988.420,76
Regasificadora del Noroeste, S.A.	36.625.131,67	6.991.196,55	43.616.328,22	528.757,39	44.145.085,61
TOTAL REGASIFICACIÓN	338.466.088,76	60.750.245,00	399.216.333,76	4.594.655,72	403.810.989,48

TABLA 7.14. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2017

[Euros]	TOTAL 2017	Total a incluir 2016	Total
Enagas Transporte, S.A.U.	103.443.788,48	-703.519,93	102.740.268,55
Titulares Derecho cobro RD-Ley 13/2014	80.664.720,00	0,00	80.664.720,00
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	6.342.854,96	-1.192.359,20	5.150.495,76
TOTAL ALMACENAMIENTOS	190.451.363,44	-1.895.879,13	188.555.484,31

b. Actividad de distribución

La Ley 18/2014 introdujo también importantes modificaciones en el régimen retributivo de la ac-

tividad de distribución de gas natural, siendo una de las más relevantes el cambio de tratamiento de las instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del real decreto-ley



no dispusieran de aprobación del proyecto de ejecución, que pasaron a tener la consideración de instalaciones de distribución a efectos del régimen retributivo.

La retribución anual es la suma de la retribución del año anterior más la asociada al crecimiento de clientes y ventas del año actual:

$$\text{Ecuación 1} \\ RD_n = RD_{n-1} + RN_n$$

Donde:

- RD_{n-1} : retribución del año «n-1».
- RN_n : Retribución anual correspondiente a la captación de nuevo mercado.

Las retribuciones unitarias recogidas en la ley, y que se mantienen constantes durante el periodo regulatorio de seis años son:

- Retribución unitaria por cliente en municipios ya gasificados: 50 €/cliente.
- Retribución unitaria por cliente en municipios de regasificación reciente (municipios en los que la primera puesta en servicio de gas se ha producido en los cinco años anteriores al año de cálculo de la retribución): 70 €/cliente.
- Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh: 7,5 €/MWh.

- Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh: 4,5 €/MWh.
- Retribución unitaria para suministros a presión entre 4 y 60 bar: 1,25 €/MWh.

En la Tabla 7.15 se muestran las retribuciones del año 2017 publicadas en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre.

7.3.2. Gases licuados del petróleo

a. Gases licuados del petróleo envasados

La disposición adicional trigésima tercera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, en la redacción dada por el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficacia, facultó al anterior Ministro de Industria, Energía y Turismo a determinar, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los precios máximos de venta al público de los gases licuados del petróleo envasado, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kilogramos, en tanto las condiciones de concurrencia y competencia en este mercado no se consideren suficientes. En particular, le habilita a establecer valores concretos de dichos precios o un sistema de determinación y actualización automática de los mismos. El precio máximo deberá incorporar el coste del suministro a domicilio.

SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

TABLA 7.15. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN 2017

	Retribución 2017 (€)	Revisión 2015-2016 (€)	TOTAL (€)
Naturgas Energía Distribución, S.A.	174.956.232,2	-493.249,6	174.462.982,6
Redexis Gas Distribución, S.A.	80.804.989,9	-1.350.301,4	79.454.688,5
Distribución y Comercialización de Gas Extremadura, S.A.	12.308.746,5	-397.194,8	11.911.551,7
Tolosa Gas, S.A	773.895,1	18.724,1	792.619,2
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	408.087.941,7	-21.032.007,0	387.055.934,7
Gas Natural Andalucía, S.A.	64.230.679,8	-3.409.686,7	60.820.993,1
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	44.277.765,1	-1.960.175,1	42.317.590,0
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.118.216,5	-3.593.770,9	73.524.445,6
CEGAS, S.A.	123.021.168,8	-2.195.217,4	120.825.951,4
Gas Galicia SDG, S.A.	37.908.442,2	-2.420.675,1	35.487.767,2
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.742.649,9	-596.410,3	15.146.239,6
Gas Navarra, S.A.	32.757.202,2	336.229,1	33.093.431,2
Gas Natural Rioja, S.A.	14.485.462,3	-347.344,5	14.138.117,8
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	380.015,8	-321.584,0	58.431,8
Madrileña Red de Gas, S.A.	140.010.039,3	-7.875.628,2	132.134.411,0
Gas Natural Madrid, S.A.	148.968.825,1	-11.077.992,6	137.890.832,5
Gas Natural Aragon SDG, S.A.	6.157.238,8		6.157.238,8
Gas Natural Redes de Distribución de Gas SDG, S.A.	15.717.030,6		15.717.030,6
	1.397.706.541,7	-56.716.284,3	1.340.990.257,4

Entre el año 2000 y el año 2015 se aprobaron distintas órdenes ministeriales que modificaron sucesivamente el método de actualización de los precios máximos y el valor de los costes de comercialización considerados: Orden ECO/640/2002, Orden ITC/2475/2005, Orden ITC/2065/2006, Orden ITC/1968/2007, Orden ITC/1858/2008, Orden ITC/2707/2008, Orden IET/463/2013 y Orden IET/337/2014.

Posteriormente, la Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, 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 modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados

del petróleo por canalización, introduce algunas novedades: por un lado, adapta el coste de la materia prima, de la fórmula para la determinación de los precios máximos de venta, a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años y por otro, actualiza la fórmula de determinación de los costes de comercialización del citado sistema, sustituyéndose en la actual fórmula las referencias a las variaciones de índices generales por el valor cero.

Los citados precios siguen revisándose con periodicidad bimestral, si bien la orden recoge que producirán efectos a partir del tercer martes del mes en el que proceda efectuar la revisión, en lugar del segundo martes anteriormente vigente.



Finalmente, la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, por la que se regulan determinadas medidas tributarias y no tributarias en relación con la explotación, investigación y explotación de hidrocarburos, regula algunos aspectos relacionados con el suministro, recoge una nueva infracción muy grave relativa a la obligación de suministro domiciliario de GLP envasado y modifica la infracción relativa a la negativa a suministrar gases por canalización a consumidores en régimen de tarifa y precios regulados, para hacerla extensiva al GLP envasado.

Los costes de comercialización se actualizaron nuevamente en los meses de julio de 2016 (-1,04%) y julio de 2017 (-0,39%).

b. Gases licuados del petróleo por canalización

El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, dispone que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio (actualmente Ministro para la Transición Ecológica), 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, a los que se adiciona un coste de comercialización.

La Orden IET/389/2015, de 5 de marzo, 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 modifica el sistema de determinación automática de las tarifas de venta, antes de impuestos, de los gases licuados del petróleo por canalización, introduce algunas novedades, en la misma línea que en el suministro de envasado. Adapta el término correspondiente al coste de la materia prima de la fórmula para la determinación de los precios máximos de venta a la realidad de los suministros del mercado nacional en los últimos años y actualiza la fórmula de determinación de los costes de comercialización, sustituyéndose en la actual fórmula las referencias a las variaciones de índices generales por el valor cero.

Por otro lado, y teniendo en cuenta la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de oc-

tubre, que establece un régimen transitorio para los gases manufacturados suministrados en territorios insulares, durante el cual los distribuidores son responsables del suministro a los consumidores finales a un precio regulado y el citado artículo 94 de dicha ley que habilita al anterior Ministro de Industria, Energía y Turismo, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a regular los precios de cesión de los gases licuados del petróleo destinados a los distribuidores de gases combustibles por canalización, la orden establece que:

«En los territorios insulares en los que la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, sea de aplicación, el precio de venta de los suministros de gases licuados del petróleo a granel a empresas distribuidoras de gases licuados del petróleo por canalización se aplicará también a los suministros con destino a empresas distribuidoras de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización.»

Los costes de comercialización se actualizaron nuevamente en los meses de julio de 2016 (-0,57%) y julio de 2017 (0,49%).

7.4. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

7.4.1. Cotizaciones de crudos y derivados

Durante el año 2017 se prolongó la tendencia alcista, iniciada en 2016 aunque con una ligera corrección, entre enero y junio de 2017, cuando el barril de Brent descendió de 55 dólares a 45 dólares. Desde ese momento, continuó la tendencia alcista a medio plazo y se inició una subida abrupta de los precios, superando los 60 dólares en el cuarto trimestre de 2017 (ver tabla 7.16).

La evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina y el gasóleo de automoción durante 2017 ha sido similar a la del crudo. Tras una corrección en la primera mitad de 2017, desde junio de ese año las cotizaciones se han ido recuperando, alcanzando valores superiores a los de cualquier mes de 2016 (ver tabla 7.17).

La cotización anual media del dólar en relación con el euro pasó de 90,4 en 2016 a 88,7 en 2017. La cotización bajó progresivamente desde diciembre de 2016 hasta septiembre de 2017, pasando

TABLA 7.16. COTIZACIÓN DEL CRUDO BRENT

Brent Dated				
Dólares por barril				Media anual €/Bbl
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2017	54,24	64,19	66,54 (29/12/17)	48,08
2016	43,65	53,6	54,94 (30/12/16)	39,9
Dif. absoluta	10,59	10,59	11,6	8,18
Dif. %	24,30%	19,80%	21,10%	20,50%



TABLA 7.17. COTIZACIÓN DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2017	552,1	602,3	622,1 (29/12/17)
2016	464,1	528,9	547,1 (30/12/16)
Dif. Absoluta	88	73,4	75
Dif. %	19,00%	13,90%	13,70%

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2017	490,2	562,2	590,1 (29/12/17)
2016	393,8	475,15	490,8 (30/12/16)
Dif. Absoluta	96,4	87,1	99,3
Dif. %	24,50%	18,30%	20,20%

de 94 céntimos de euro por dólar en diciembre de 2016 a 84 céntimos en septiembre de 2017. Desde ese mes, la cotización se estabilizó en el entorno de 85 céntimos.

7.4.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea

En relación con los precios de venta al público en España, el precio medio de la gasolina I.O. 95 se incrementó 7 céntimos de euro por litro en 2017 respecto a 2016, pasando de 115,2 cent/l a 121,8 cent/l, mientras que el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se encareció 9 cent/l, al pasar de 101,5 cent/l en 2016 a 110,1 cent/l en 2017.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos de líneas adjuntos

que el precio de la gasolina en España es el más bajo de los representados, con la excepción de Austria.

Respecto al gasóleo de automoción, de los países que aparecen en la gráfica España tiene el menor precio, muy a la par con Austria.

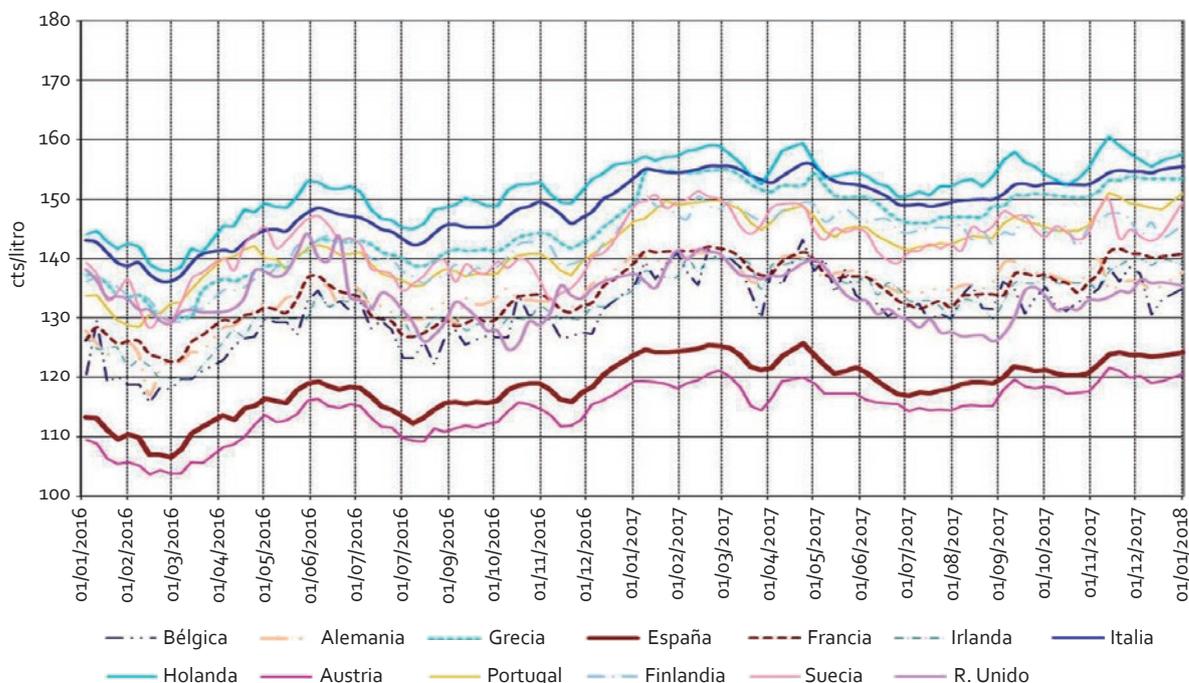
El gasóleo de calefacción evoluciona en España de forma sustancialmente paralela a la de la UE, si bien España se encuentra entre los países más baratos de los mostrados.

En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran entre los más bajos de los mostrados. Tan sólo Bélgica, Alemania y Reino Unido poseen precios sistemáticamente más bajos.

En el gráfico de evolución del coste CIF del crudo en España se repite la misma pauta ya descrita para la cotización del barril Brent.

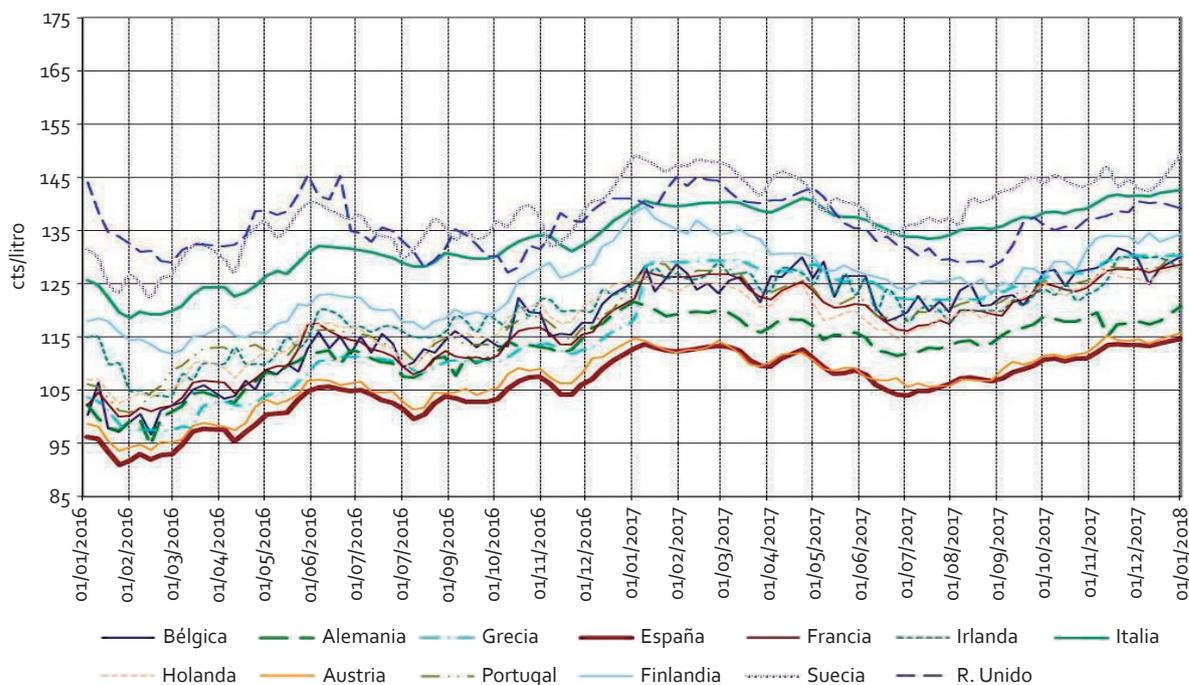


FIGURA 7.7. PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: Oil Bulletin.

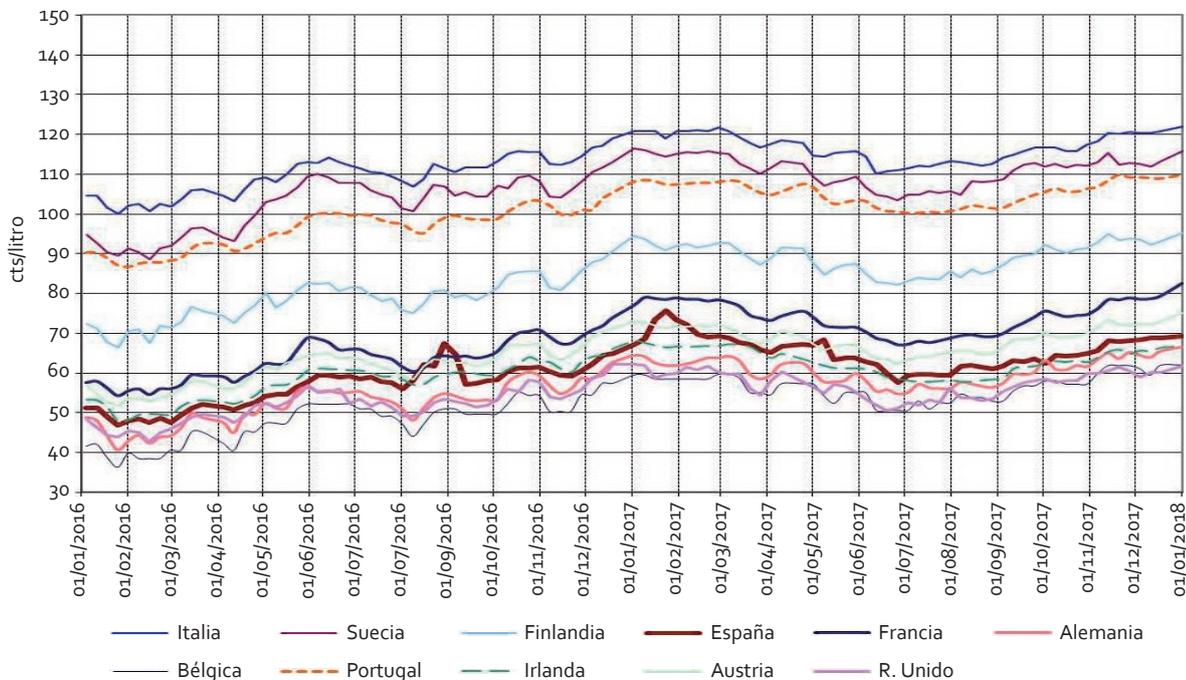
FIGURA 7.8. PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: Oil Bulletin.

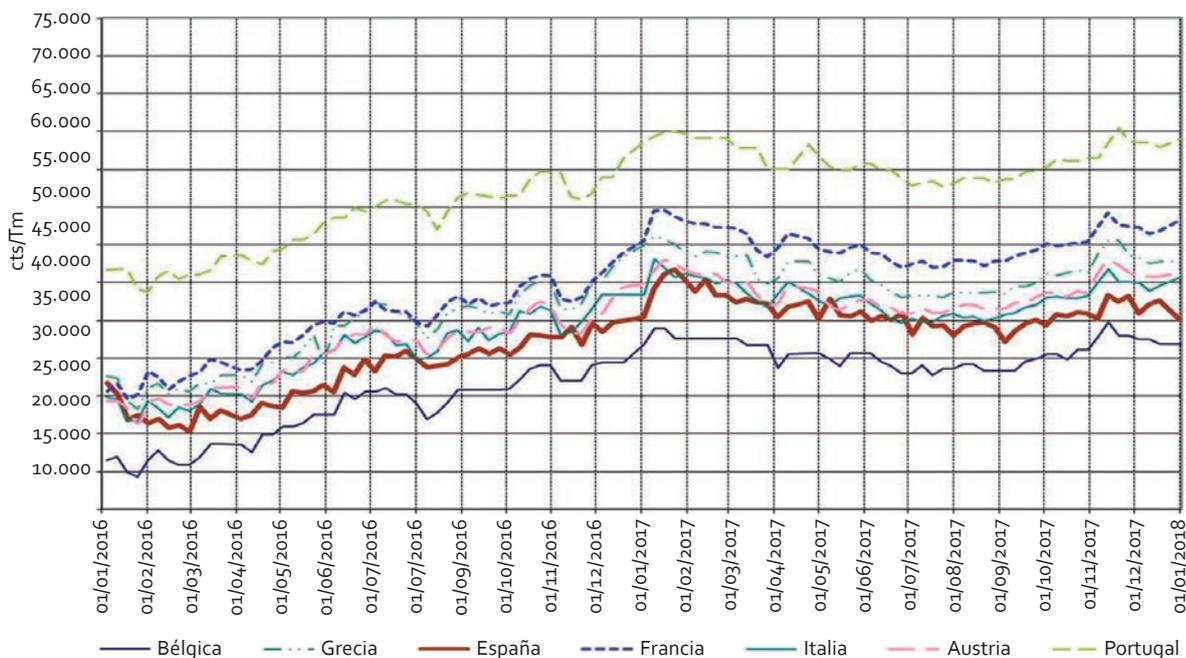


FIGURA 7.9. PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: Oil Bulletin.

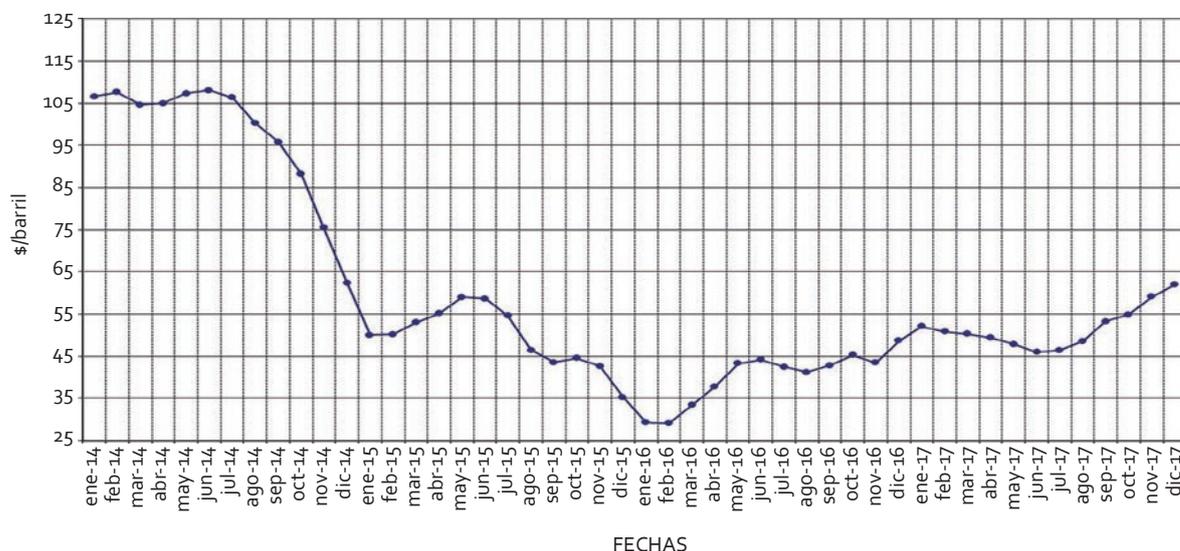
FIGURA 7.10. PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (LOS PRECIOS REPRESENTADOS INCLUYEN EL IMPUESTO ESPECIAL, PERO NO EL IVA)



FUENTE: Oil Bulletin.



FIGURA 7.11. EVALUACIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA

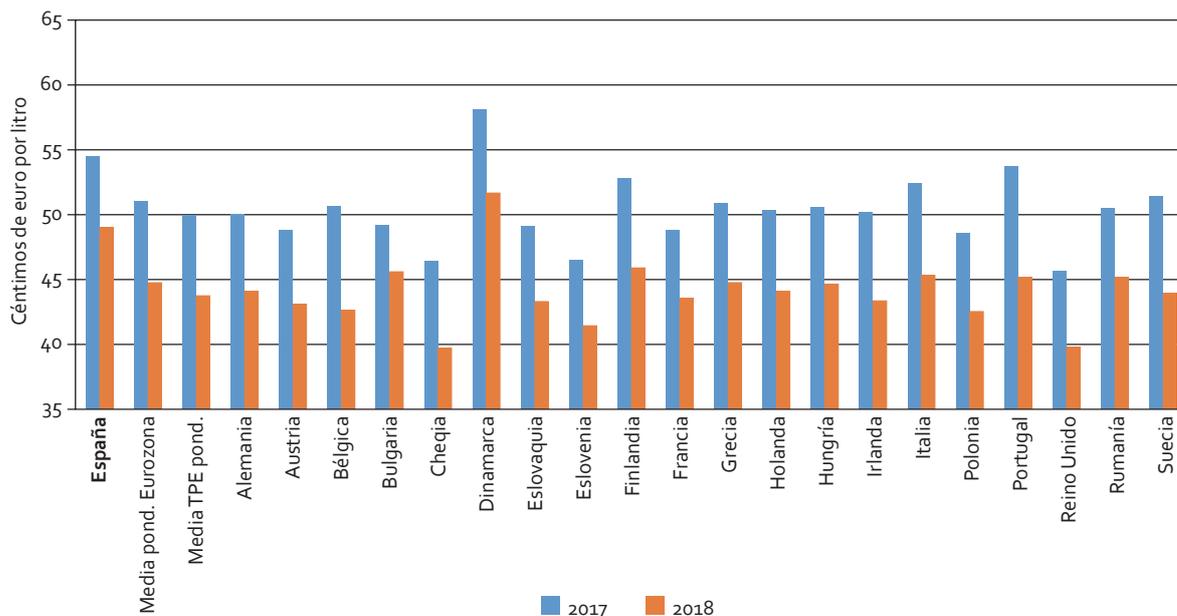


FUENTE: Oil Bulletin.

Por último, en cuanto a la posición de los precios medios anuales de España, sin impuestos ni tasas, en relación con el resto de la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjun-

tos que, de los países que aparecen en ellos, los precios en España se encuentran en la parte alta. Y en el caso del gasóleo se sitúan en la parte media alta.

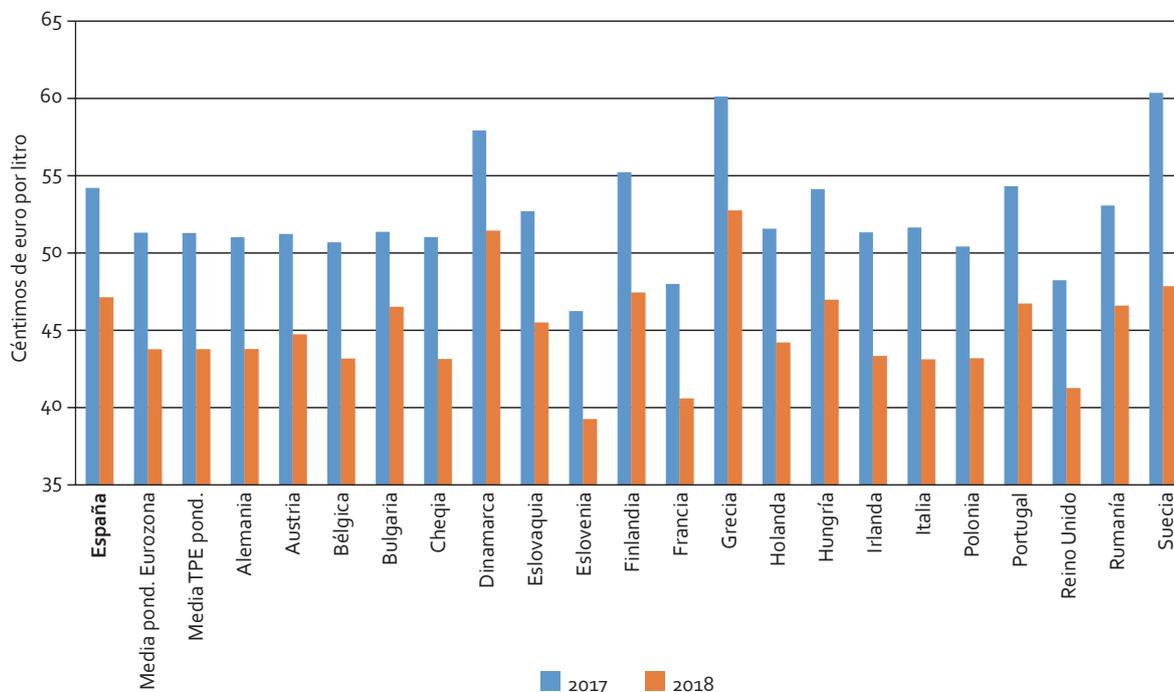
FIGURA 7.12. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DE LA GASOLINA 95 EN LA UNIÓN EUROPEA



FUENTE: Oil Bulletin.



FIGURA 7.13. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DEL GASÓLEO AUTOMOCIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA



FUENTE: Oil Bulletin.

7.4.3. Evolución de precios de los hidrocarburos gaseosos

a. Tarifa de último recurso de gas natural

En 2017, las tarifas de último recurso de gas natural (TUR) se incrementaron en las revisiones de enero y abril debido al encarecimiento de la materia prima. En la revisión de enero de 2017 la TUR.1 subió un 3,09% y la TUR.2 un 3,82%. Posteriormente, en la revisión de abril la TUR.1 y TUR.2 aumentaron de nuevo en un 1,62% y 2,09% respectivamente. Durante el segundo semestre de 2017 la caída de precios de la materia prima en los mercados internacionales se tradujo en una revisión a la baja de la TUR.1 del -0,88% y de la TUR.2 del -1,13% en julio de 2017. Y en octubre de ese año, la TUR.1 descendió un -1,17% y la TUR.2 un

-1,50% en línea con la evolución de la cotización de las materias primas.

b. Precios medios del gas natural para usuarios domésticos e industriales

Los precios medios domésticos e industriales del gas natural reportados a Eurostat semestralmente se obtienen de los datos remitidos por las comercializadoras. En el primer semestre de 2017, los precios domésticos fueron menores a los del periodo análogo de 2016 para las bandas D1 y D2 (-2,4% y -1,6% respectivamente) y mayores en la banda D3 (1,3%). En cuanto a los precios industriales se incrementaron en las bandas I2, I5, I6 (+2%, +5,6%, +10%) y se redujeron en las bandas I1, I3 e I4 (-8,5%, -3% y -0,2%).

SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS



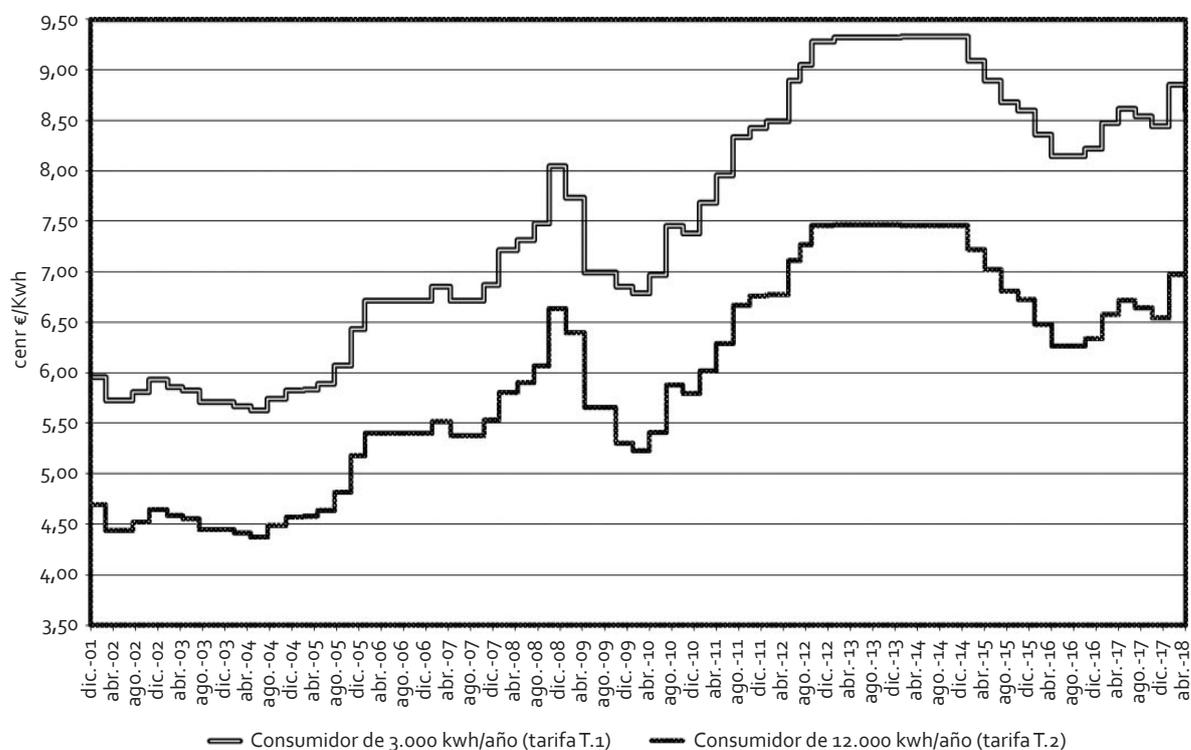
TABLA 7.18. EVOLUCIÓN DE LOS VALORES DE LOS TÉRMINOS FIJO Y VARIABLE DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO (TUR 1 Y TUR 2)

	TUR 1				TUR 2			
	T. Fijo		T. variable		T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	% variación	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	% variación
1-Ene-15	4,36	-0,46%	5,533	-3,48%	8,84	-0,45%	4,846	-3,97%
1-Abr-15	4,36	0,00%	5,375	-2,95%	8,84	0,00%	4,687	-3,39%
1-Jul-15	4,36	0,00%	5,193	-3,50%	8,84	0,00%	4,506	-4,03%
1-Oct-15	4,36	0,00%	5,126	-1,32%	8,84	0,00%	4,438	-1,52%
1-Ene-16	4,34	-0,46%	4,939	-3,77%	8,67	-1,96%	4,252	-4,38%
1-Abr-16	4,34	0,00%	4,762	-3,71%	8,67	0,00%	4,075	-4,34%
1-Oct-16	4,34	0,00%	4,824	1,30%	8,67	0,00%	4,137	-1,52%
1-Ene-17	4,31	-0,69%	5,047	4,60%	8,45	-2,54%	4,359	5,37%
1-Abr-17	4,31	0,00%	5,160	2,25%	8,45	0,00%	4,473	2,61%
1-Jul-17	4,31	0,00%	5,098	-1,21%	8,45	0,00%	4,410	-1,40%
1-Oct-17	4,31	0,00%	5,015	-1,61%	8,45	0,00%	4,328	-1,86%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

FIGURA 7.14. EVOLUCIÓN FACTURA ANUAL EN CTS/KWH PARA CONSUMIDORES ACOGIDOS A TUR1 Y TUR2

EVOLUCIÓN DE FACTURA UNITARIA PARA CONSUMIDORES ACOGIDOS A TUR1 Y TUR2 GAS NATURAL
(Incluye impuestos)



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

TABLA 7.19. PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICOS COMERCIALES (P≤4BAR)

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	D1 < 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	D2 20 - 200 GJ/año (5.556 - 55.556 kWh/año)	D3 > 200 GJ/año (55.556 kWh/año)
AÑO			
2007	5,995	5,012	4,099
2008	6,412	5,294	4,507
2009	6,131	4,944	4,078
2010	5,844	4,590	4,081
2011	5,812	4,56	4,081
2012	7,36	5,6	4,941
2013	7,204	5,818	5,458
2014	7,654	5,983	5,195
2015	7,391	5,810	5,080
2016	6,880	5,364	4,406
2017	6,714	5,278	4,464

Nota: Valores del primer semestre de cada año.
FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

TABLA 7.20. PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR

Nueva metodología. Bandas de consumo anual	I1 < 1.000 GJ/año (278 MWh/año)	I2 1.000 -10.000 GJ/año (278- 2.778 MWh/año)	I3 10.000 -100.000 GJ/año (2,8- 27,8 GWh/año)	I4 100.000 -1.000.000 GJ/año (27,8- 277,8 GWh/año)	I5 1.000.000 -4.000.000 GJ/año (277,8- 1.111,1 GWh/año)	I6 > 4.000.000 GJ/año (> 1.111,1 GWh/año)
AÑO						
2007	3,184	2,631	2,547	2,411	1,993	1,972
2008	3,557	3,190	3,002	2,804	2,561	2,483
2009	4,442	3,376	2,922	2,518	2,307	2,102
2010	4,032	3,414	2,842	2,483	2,324	2,018
2011	3,769	3,873	3,115	2,838	2,649	2,450
2012	4,685	4,625	4,625	3,323	3,142	3,62
2013	4,820	4,741	3,834	3,431	3,24	3,222
2014	4,900	4,507	3,683	3,308	3,164	3,121
2015	4,813	4,428	3,650	3,190	2,995	2,876
2016	4,270	3,575	2,758	2,390	2,041	1,955
2017	3,906	3,647	2,938	2,621	2,156	2,185

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

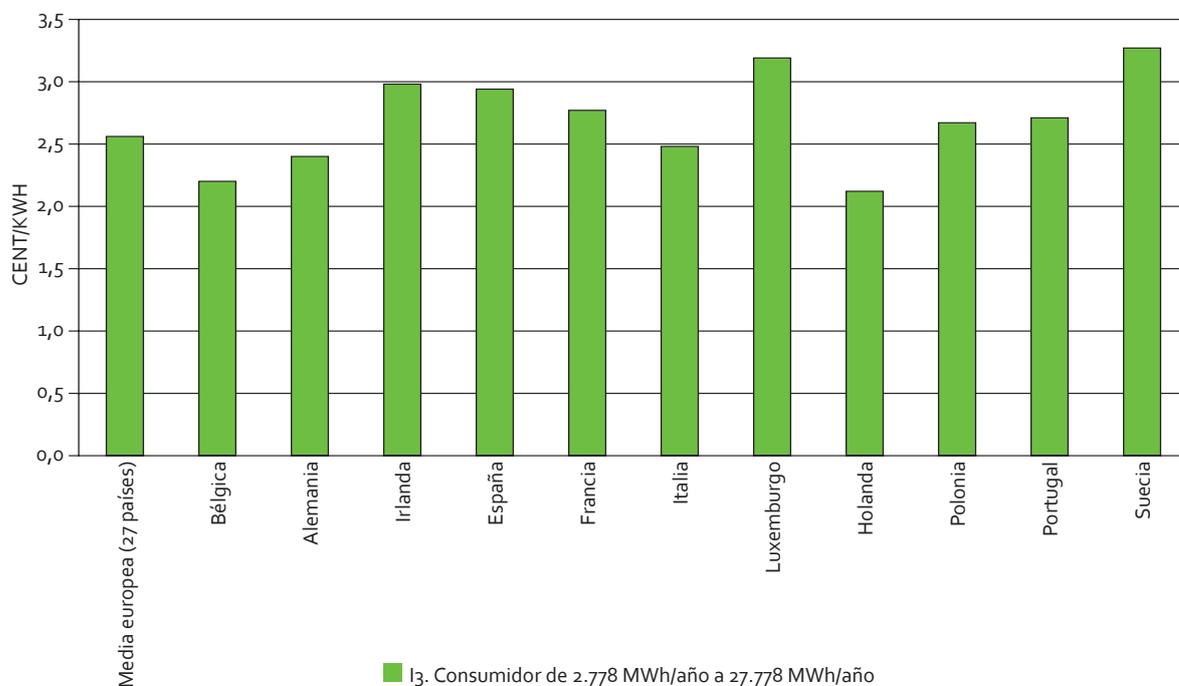
NOTA 2.- El valor de I6 para 2012, anómalamente más alto que el I5 y el I4, ha sido confirmado por la empresa remitente de los datos.

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

SECTORES DEL GAS NATURAL Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

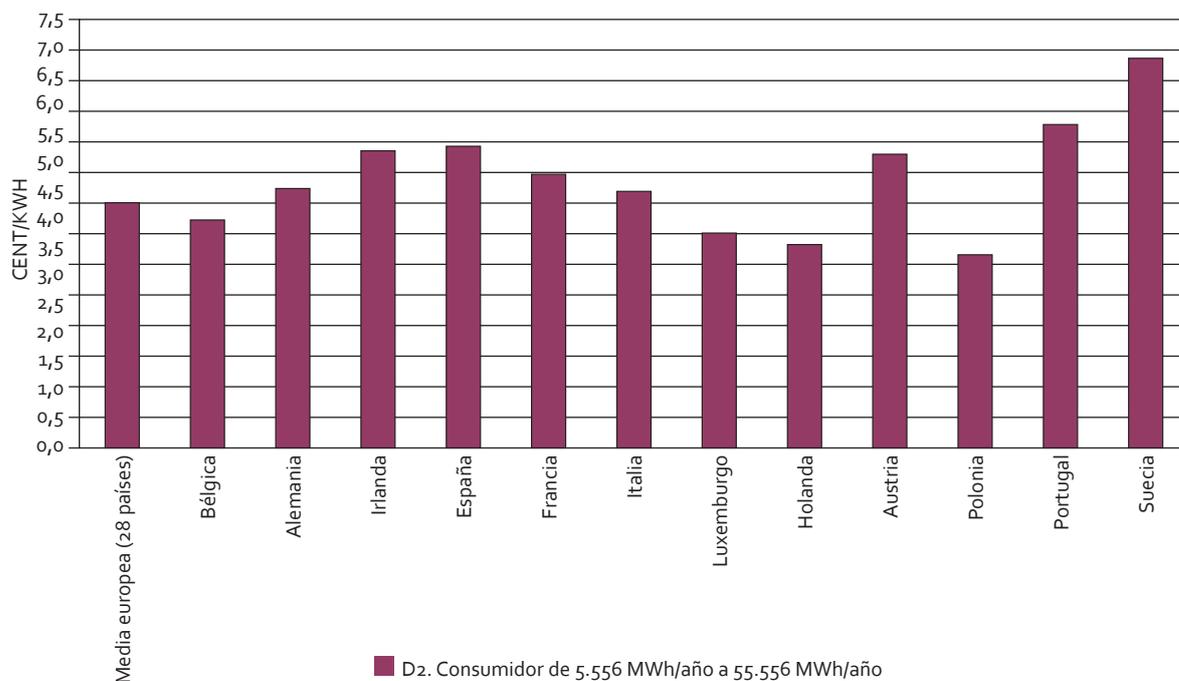


FIGURA 7.15. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2017



FUENTE: Eurostat.

FIGURA 7.16. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS PRIMER SEMESTRE 2017



FUENTE: Eurostat.



c. Gases licuados del petróleo envasados

En los primeros meses de 2017, el precio máximo por botella ha aumentado en todas las revisiones, debido principalmente al aumento de la materia prima, situándose en mayo de 2017 y hasta finalizar el año, en los 14,18 euros por botella de 12,5 kg. Desde entonces el precio máximo de la botella ha disminuido, debido a la alternancia de revisiones negativas de mayor magnitud que las positivas.

El gráfico siguiente muestra la evolución del precio de venta de la bombona de 12,5 Kg en Península y Baleares.

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra la Tabla 21.

d. Gases licuados del petróleo por canalización

En febrero de 2017, el precio experimentó una subida hasta los 80 cts/kg, para después volver a bajar hasta alcanzar un mínimo anual de 65 cts/kg en julio. Desde ese mínimo, el precio rebotó hasta 84 cts/kg en diciembre de 2017.

FIGURA 7.17. PVP EN CENTS/BOTELLA «BUTANO» 12.5 KG

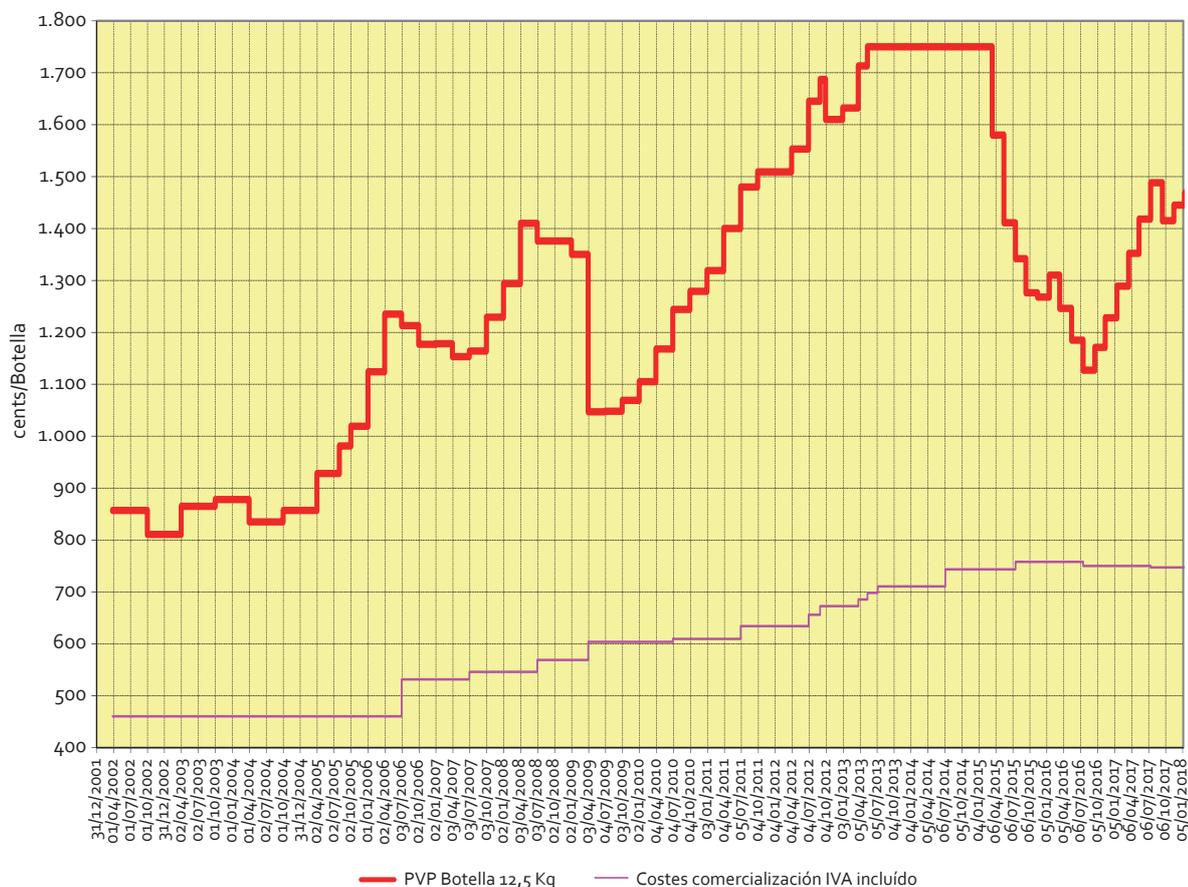


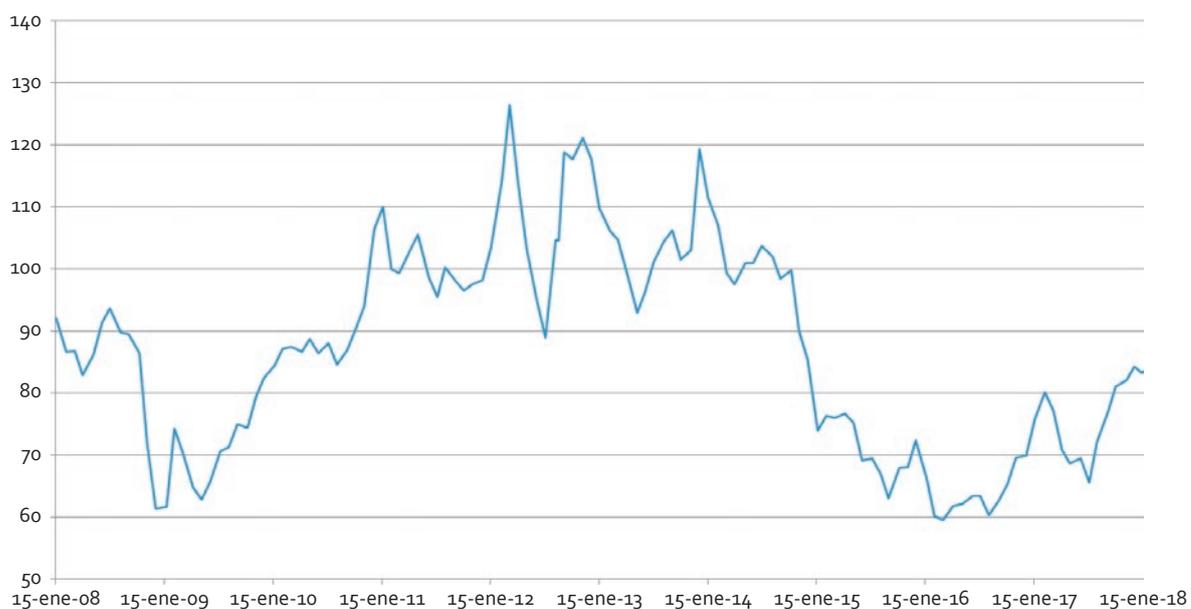


TABLA 7.21. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 2,5 KG

AÑO	€/BOTELLA	INDICE
1994	5,79	100
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16
2007	11,81	204,06
2008	13,64	235,66
2009	11,28	194,89
2010	12	207,33
2011	14,28	246,72
2012	15,83	273,5
2013	17,18	296,83
2014	17,5	302,35
2015	15,44	266,76
2016	14,3	247,07
2017	15,88	274,36

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

FIGURA 7.18. TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS, EN CTS/KG) DE GLP POR CANALIZACIÓN





Como resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público entre diferentes años se muestra la siguiente tabla:

TABLA 7.22. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES. CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO

AÑO	cent/kWh	INDICE
1994	3,63	100
1995	3,93	108,14
1996	4,05	111,5
1997	4,27	117,53
1998	3,96	109,02
1999	4,31	118,75
2000	5,6	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	236,4
2012	9,39	258,67
2013	8,81	242,77
2014	8,88	244,72
2015	6,48	178,41
2016	6,38	175,89
2017	7,35	202,48

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

8. ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA



8.1. ENERGÍAS RENOVABLES

8.1.1. Las energías renovables en 2017

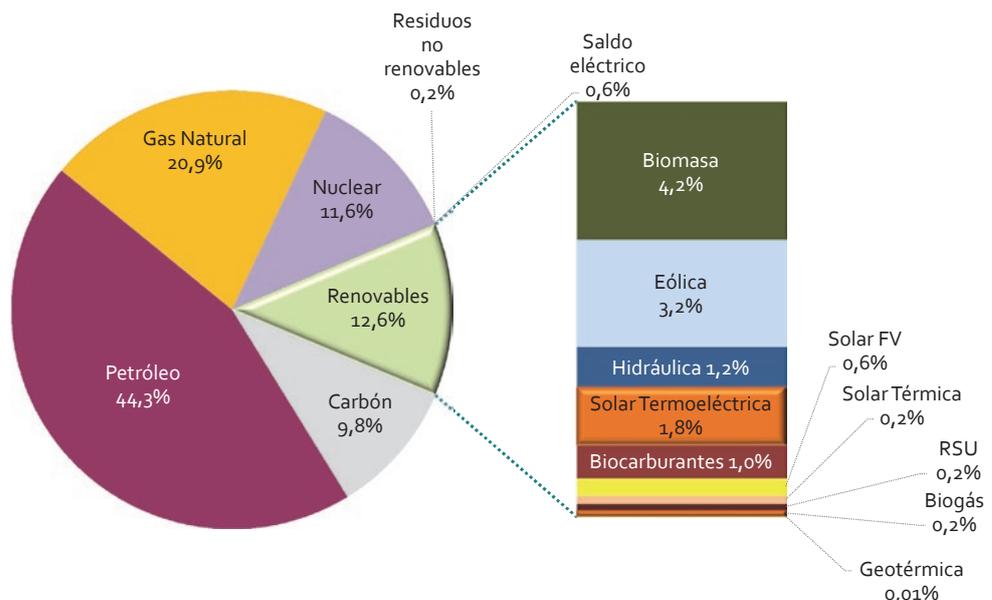
En un contexto de recuperación económica con crecimiento sostenido, las energías renovables han representado cerca del 13% del consumo energético primario en 2017, pese a la baja hidraulicidad registrada en este año.

En conjunto, la demanda total de energía primaria, Figura 8.1, creció un 5,3% con respecto a 2016. Todas las energías renovables, a excepción de la hidráulica, han mantenido una senda de crecimiento sostenido en 2017 con respecto a 2016. Entre las diferentes energías renovables destacan los crecimientos de los consumos primarios de biocarburantes (15%) y de residuos sólidos urbanos (10,4%). En or-

den de importancia le siguen los incrementos registrados por los consumos asociados a las tecnologías solares (5,4%), el biogás (3,7%) y la biomasa (3,2%). Las contribuciones derivadas de la energía eólica se han mantenido estables con respecto a 2016.

Por su parte, la demanda de energía final, usos no energéticos excluidos, alcanzó los 84,3 millones tep, incrementándose en un 1,9% con respecto a 2016. Las energías renovables han incrementado en cerca de 1 punto porcentual su peso en el balance de energía final, Figura 8.2, lideradas por el incremento del consumo de biocarburantes (15%) y, en menor medida, por los crecimientos en los consumos para producción de calor de las instalaciones de cogeneración con biogás (5,4%) y biomasa (3,3%), así como por los consumos de la energía solar térmica (5,8%).

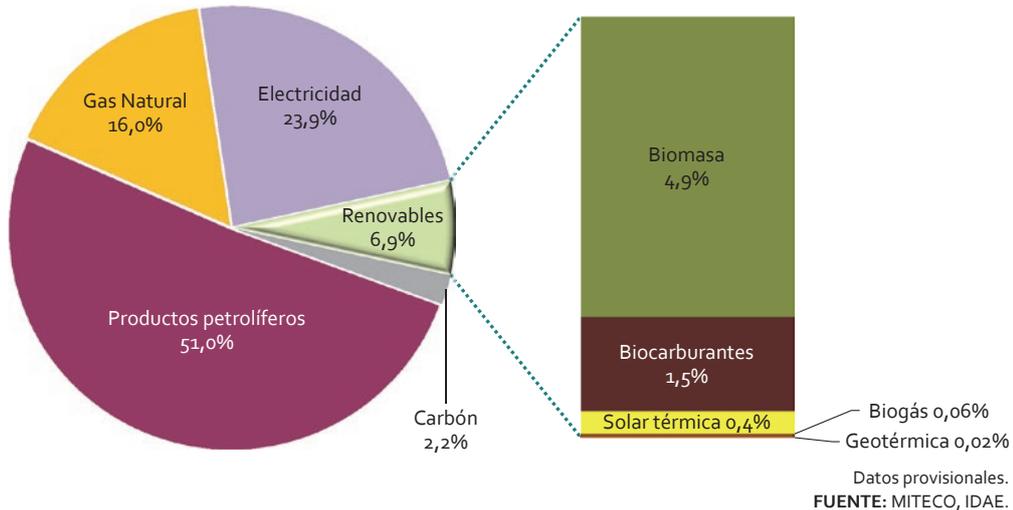
FIGURA 8.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA, 2017. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE.



FIGURA 8.2. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL, 2017. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS



Más de dos terceras partes de las aportaciones renovables al balance de energía final tienen su origen en la biomasa, que supera ya un consumo de 4 millones de tep: 3.557 ktep se emplean en instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios, y los restantes 544 ktep se deben a consumos imputables a la producción de calor de las cogeneraciones.

Los biocarburantes son el segundo recurso en importancia, aportando 1,3 millón de tep: 85% de biodiesel y el resto con bioetanol. La energía solar térmica, con cerca de 4 millones de m² de superficie instalada, representa el 0,4% del consumo final total de energía. Por su parte, las aportaciones del biogás y la geotermia de uso directo son aún poco representativas, un 0,06% y un 0,02% del consumo de energía final, respectivamente.

Por tercer año consecutivo la demanda de energía eléctrica en España creció en 2017, aunque todavía se sitúa en valores por debajo del nivel máximo de demanda alcanzado en el año 2008. En

cuanto a la generación eléctrica, las energías renovables, con un significativo descenso de la producción hidráulica (se redujo un 48,4% respecto al nivel de 2016, como ya se citó en el capítulo 2) han reducido su cuota en el conjunto de la generación hasta el 31,7%. Esta caída de las renovables se ha reemplazado con una mayor aportación de energía no renovable, proveniente principalmente de las centrales de carbón y ciclo combinado.

Por su parte, la producción bruta de electricidad ha registrado un ligero incremento del 0,3% y el saldo de intercambios internacionales, nuevamente importador por segundo año consecutivo, se acrecentó en cerca de un 20%. El producible hidráulico se situó un 47% por debajo del valor medio histórico, lo que ha dado lugar a una contracción de la producción eléctrica con recursos hidráulicos de un 51,3%.

En la estructura de generación eléctrica del año 2017, Figura 8.3, el conjunto de las energías renovables supuso el 31,7% de la producción eléctrica bruta total. Algo más del 56% de la producción eléctrica



renovable fue satisfecho por energía eólica y el 20% por hidráulica (exceptuando la generación eléctrica procedente de bombeo), el 16% fue satisfecho por la energía solar, cerca del 5% por la biomasa y el 2% restante por los recursos provenientes, por este orden, del biogás y los residuos sólidos urbanos.

En conjunto, las energías renovables aportaron 87.302 GWh al sistema, cerca de un 17% menos

que el año anterior como consecuencia del descenso de la generación hidráulica en línea con el producible hidráulico que fue un 47,3% menor que el valor medio histórico anual.

De los 16,5 millones de tep de energías renovables primarias consumidos en 2017, Figura 8.4, el 65% se ha destinado a la producción de electricidad, mientras que la producción de calor ha supuesto

FIGURA 8.3. ESTRUCTURA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, 2017

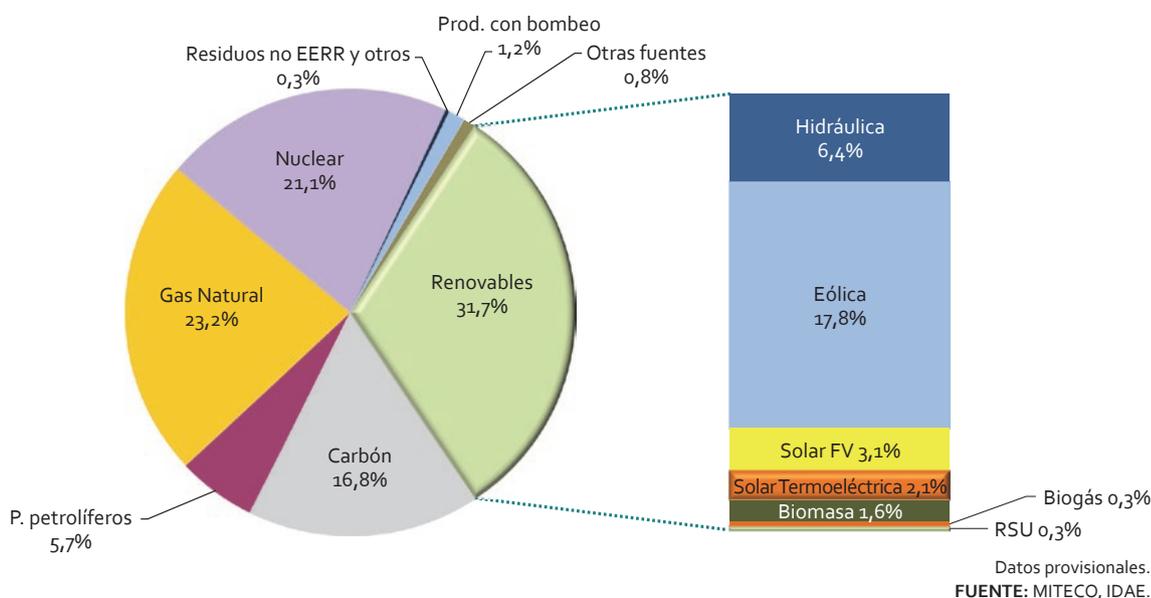
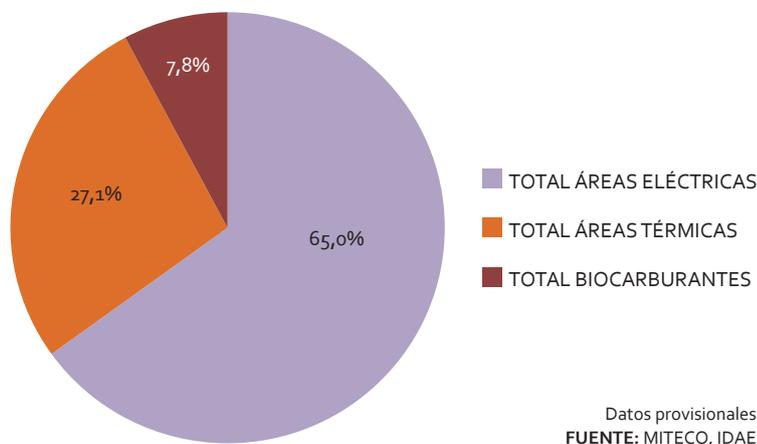


FIGURA 8.4. DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA CON FUENTES RENOVABLES EN 2017



ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

el 27% y el consumo de biocarburantes cerca del 8% del consumo total de energías renovables.

En la Tabla 8.1 puede observarse el detalle de la producción energética con recursos renovables

durante 2017. Algo más de una tercera parte de la producción energética renovable procede de recursos biomásicos, un 25% tiene su origen en el recurso eólico, algo más del 20% se corresponde con recursos solares, la energía hidráulica supo-

TABLA 8.1. PRODUCCIÓN Y CONSUMO CON FUENTES RENOVABLES EN 2017

	PRODUCCIÓN CON ENERGÍAS RENOVABLES		
	Generación eléctrica renovables en 2017		
	Potencia (MW)	Producción (GWh)	Producción Energía Primaria (ktep)
Hidráulica ¹	20.079	17.733	1.615
Biomasa	677	4.365	1.399
R.S.U.	242	772	260
Eólica	23.100	49.127	4.224
Solar fotovoltaica	4.725	8.481	729
Biogás	225	941	201
Solar termoeléctrica	2.304	5.883	2.310
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	51.352	87.302	10.737

	Sector de la calefacción y la refrigeración	
	m ² Solar t. baja temp.	Producción Energía Primaria (ktep)
Biomasa y residuos		4.101
Biogás		53
Solar térmica de baja temperatura	3.997.082	309
Geotermia		19
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS		4.481

	Sector del Transporte
	Consumo (ktep)
<i>Biocarburantes (Transporte)</i>	
TOTAL BIOCARBURANTES	1.290

TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES (ktep)	16.508
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)	130.739
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	12,6%

¹ No incluye la producción con bombeo. Datos provisionales.

FUENTE: MITECO, IDAE



ne, pese al mal año hidráulico, cerca del 10%, los biocarburantes aportan casi un 8% del total de la energía renovable producida y los residuos sólidos urbanos, el biogás y la geotermia, completan el 4% restante.

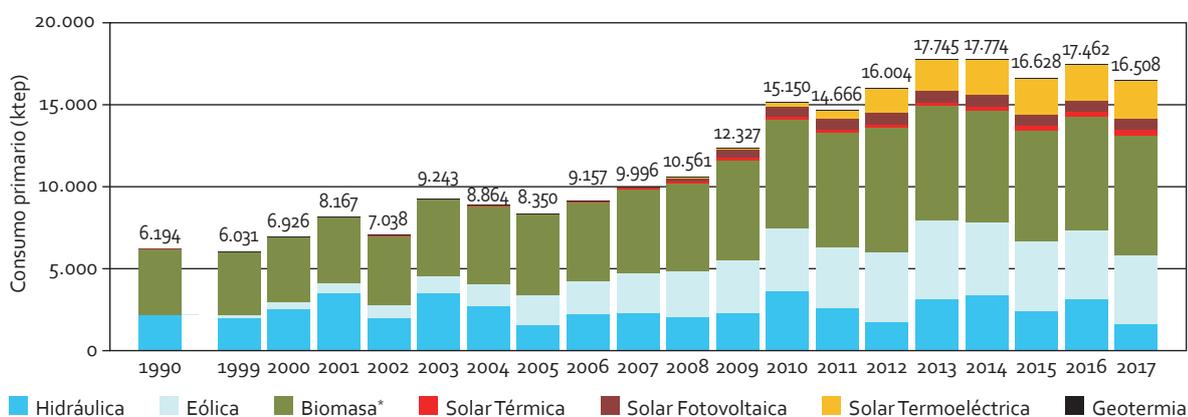
Desde el año 2000, el consumo primario de energías renovables se ha multiplicado por 2,4, pasando de cerca de 7 millones de tep a algo más de 16 en 2017. La evolución durante ese periodo muestra una tendencia creciente en el consumo primario de estos recursos moderada coyunturalmente en aquellos años de menor disponibilidad de recursos, sobre todo hidráulicos, o con contracciones de la demanda energética.

La composición de la cesta de recursos renovables, Figura 8.5, en lo que va de siglo ha pasado también por significativos cambios. Mientras que en el año 2000 los biocombustibles (biomasa, biogás, residuos sólidos urbanos y biocarburantes) y la energía hidráulica cubrían buena parte del suministro renovable, con una cuota del 57%

y el 37%, respectivamente, en 2017 se observa un reparto más equilibrado entre las diferentes tecnologías de transformación. La biomasa continúa dominando el mercado renovable, aunque la incorporación y expansión de nuevas tecnologías como la eólica o la solar termoeléctrica han supuesto una pérdida significativa de la cuota de la primera de alrededor de 16 puntos porcentuales. El porcentaje de la energía hidráulica también ha retrocedido desde el año 2000 en 28 puntos.

Por su parte, la energía eólica se ha convertido en la segunda tecnología en cuanto a participación en los consumos primarios de recursos renovables, pasando de representar cerca del 6% en el año 2000 al 24% en el año 2017. También las tecnologías solares han incrementado significativamente su presencia en el balance: la solar térmica ha evolucionado desde un 0,4% en 2000 hasta el 1,7% de los consumos primarios renovables en 2017, multiplicando en cerca cuatro veces su participación en la cesta energética renovable; la fotovoltaica, con muy poca presencia a principios

FIGURA 8.5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES 1990-2017



* Incluye R.S.U., biogás y biocarburantes
Datos provisionales.

FUENTE: MITECO, IDAE.

de siglo, representó en 2017 el 4,1% de la energía primaria renovable y la tecnología solar termoelectrónica, que en el año 2000 no contaba con instalaciones en funcionamiento, supone ya el 13% de las aportaciones renovables a la demanda de primaria energía. Finalmente, la geotermia, aun con los avances registrados durante estos últimos años, representa tan solo el 0,1% de la demanda primaria de energías renovables.

8.1.2. Progresos registrados en el fomento y la utilización de la energía procedente de fuentes renovables

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece para cada país de la UE los objetivos nacionales en materia de energías renovables al año 2020. De acuerdo con lo establecido en la misma, el 6 de julio de 2010 fue remitido a la Comisión Europea el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables de España (PANER) 2011-2020, de fecha 30 de junio de 2010. Dicho plan fue actualizado y sustituido posteriormente por un nuevo PANER de fecha 20 de diciembre de 2011, que fue remitido a la Comisión Europea el 5 de enero de 2012.

Con objeto de facilitar el seguimiento de la Directiva, EUROSTAT, en colaboración con los Estados miembros a través de su *Energy Statistics Working Group (ESWG)*, ha desarrollado la herramienta informática armonizada SHARES (*Short Assessment of Renewable Energy Sources*), que permite determinar la cuota de energías renovables sobre el

consumo final bruto de energía de acuerdo con las definiciones establecidas en la Directiva.

Este instrumento, junto a información con origen en las estadísticas de energías renovables y en el seguimiento del PANER, ha permitido remitir a la Comisión Europea cuatro informes de progreso de España en cumplimiento del artículo 22 de la mencionada directiva, correspondientes a los periodos 2009-2010, 2011-2012, 2013-2014 y 2015-2016.

La actualización del SHARES para el año 2017, Tabla 8.2, sitúa la cobertura de las energías renovables sobre el consumo final bruto en el 17,5%, con unas cuotas en calefacción y refrigeración del 17,5%, en electricidad, del 36,3% y en transporte del 5,9%. En 2016, y por primera vez, se ha incluido la contribución de los biocarburantes en el sector de transporte como consecuencia del final del periodo de carencia, desde el 1 de enero de 2016, para la aplicación del periodo transitorio de la sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos establecido a finales de 2011 con el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre. Por esta razón, a partir de 2016 los valores suponen que el incremento en el uso de energías renovables continúa con respecto a los años precedentes.

Como puede observarse en el Figura 8.6, España ha incrementado su cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía en cerca de un 26% con respecto al año 2010, situándose por encima de la trayectoria indicativa marcada por el PANER 2011-2020 en 1,5 puntos porcentuales.

ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA



TABLA 8.2. CUOTAS SECTORIALES Y GLOBALES DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Cuota de EERR en calentamiento y refrigeración (FER-C&R ¹)	9,5%	9,4%	11,3%	11,2%	11,6%	13,3%	12,6%	13,6%	14,1%	14,1%	15,7%	17,0%	17,1%	17,5%
Cuota de EERR en electricidad (FER-E ²)	19,0%	19,1%	20,0%	21,7%	23,7%	27,8%	29,8%	31,6%	33,5%	36,7%	37,8%	37,0%	36,6%	36,3%
Cuota de EERR en transporte (FER-T ³)	1,0%	1,3%	0,8%	1,4%	2,2%	3,7%	5,0%	0,8%	0,9%	1,1%	1,1%	1,3%	5,3%	5,9%
SHARES Cuota global de EERR (FER⁴)	8,3%	8,4%	9,1%	9,7%	10,7%	13,0%	13,8%	13,2%	14,3%	15,3%	16,1%	16,2%	17,4%	17,5%

Notas:

- ¹ Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la calefacción y refrigeración: consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables para calefacción y refrigeración (según la definición del artículo 5, apartado 1, letra b) y del artículo 5, apartado 4, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo final bruto de energía para calefacción y refrigeración. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.
- ² Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en la electricidad: consumo final bruto de electricidad procedente de fuentes renovables de energías renovables (según la definición del artículo 5, apartado 1, letra a) y del artículo 5, apartado 3, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo final bruto total de electricidad. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.
- ³ Cuota de la energía procedente de fuentes renovables en el transporte: energía final procedente de fuentes renovables utilizada en el transporte (véase el artículo 5, apartado 1, letra c) y el artículo 5, apartado 5, de la Directiva 2009/28/CE) dividido por el consumo en el sector del transporte de 1) gasolina; 2) gasóleo; 3) biocarburantes utilizados en el transporte por carretera y ferrocarril, y 4) electricidad en el transporte por biocarburantes utilizados en el transporte por carretera. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.
- ⁴ Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía. Se aplica la misma metodología que en el cuadro 3 de los PANER.

Datos provisionales:

Fuente: MITECO, COMISIÓN EUROPEA-EUROSTAT

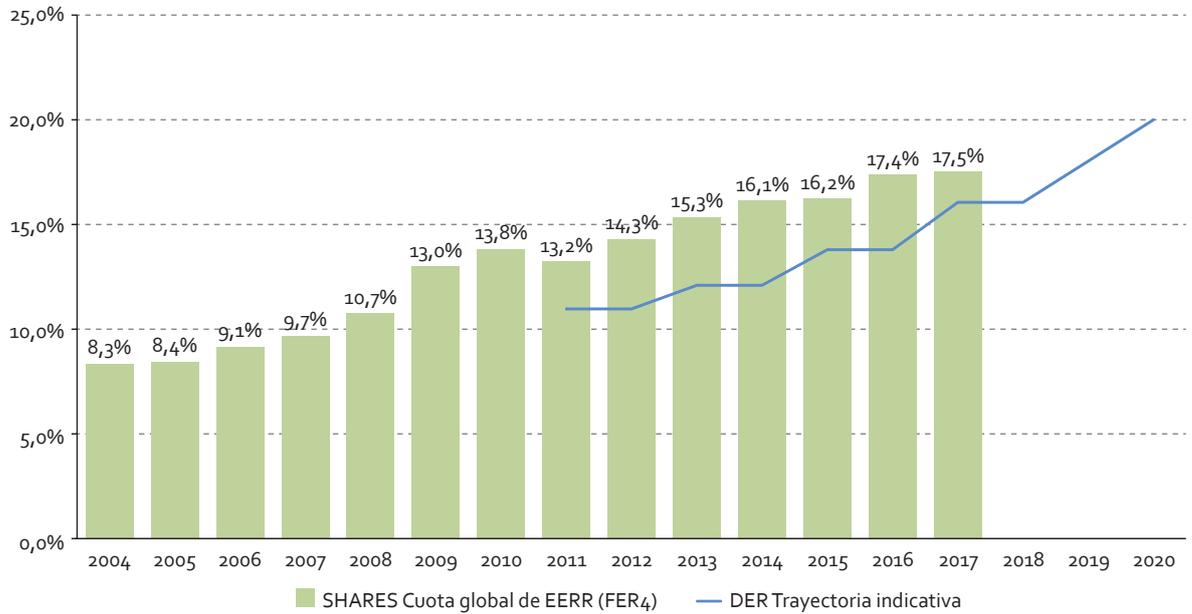
Desde 2011, la contribución de las fuentes renovables ha superado a la trayectoria indicativa, que para España quedó fijada para el año 2017 en el 16,1%, y ello a pesar del hecho de que hasta 2015 no se pudieron contabilizar las cuotas correspondientes al consumo de los biocarburantes certificados.

La cobertura con energías renovables de los consumos finales de energía en calefacción y refrigeración en 2017, Figura 8.7, se ha incrementado en 0,4 puntos porcentuales, manteniendo las bombas de calor el crecimiento sostenido de sus consumos renovables en torno al 20% anual.

ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

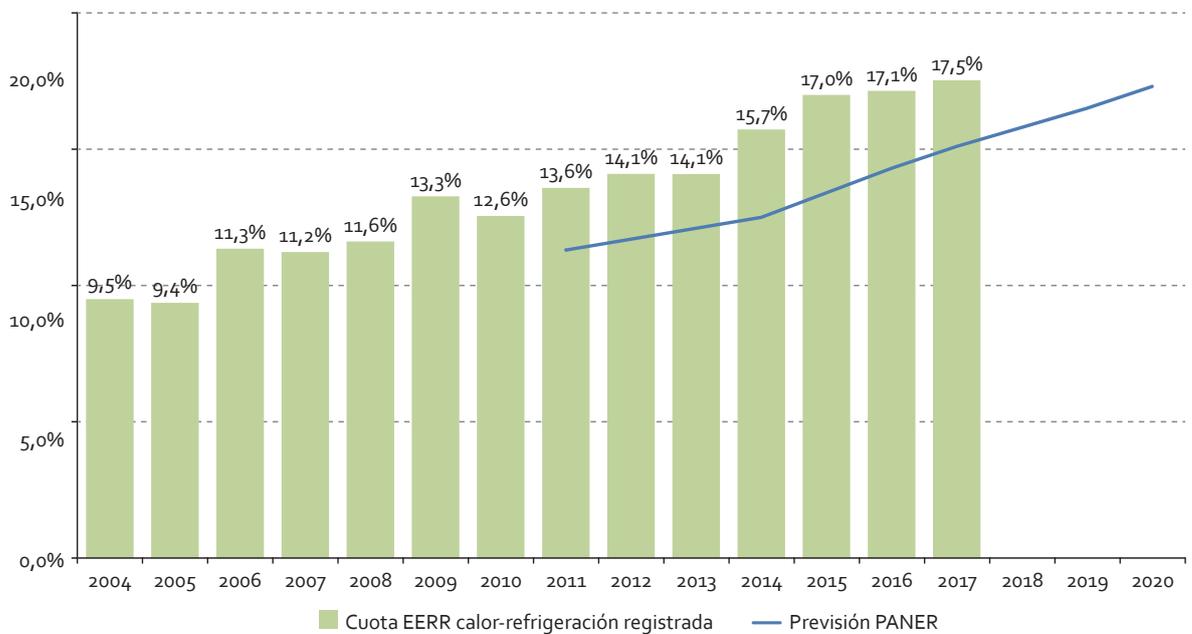


FIGURA 8.6. EVOLUCIÓN DE LA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES SOBRE EL CONSUMO FINAL BRUTO DE ENERGÍA



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE, COMISIÓN EUROPEA-EUROSTAT.

FIGURA 8.7. EVOLUCIÓN DE LA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES SOBRE LA DEMANDA DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE, COMISIÓN EUROPEA-EUROSTAT.



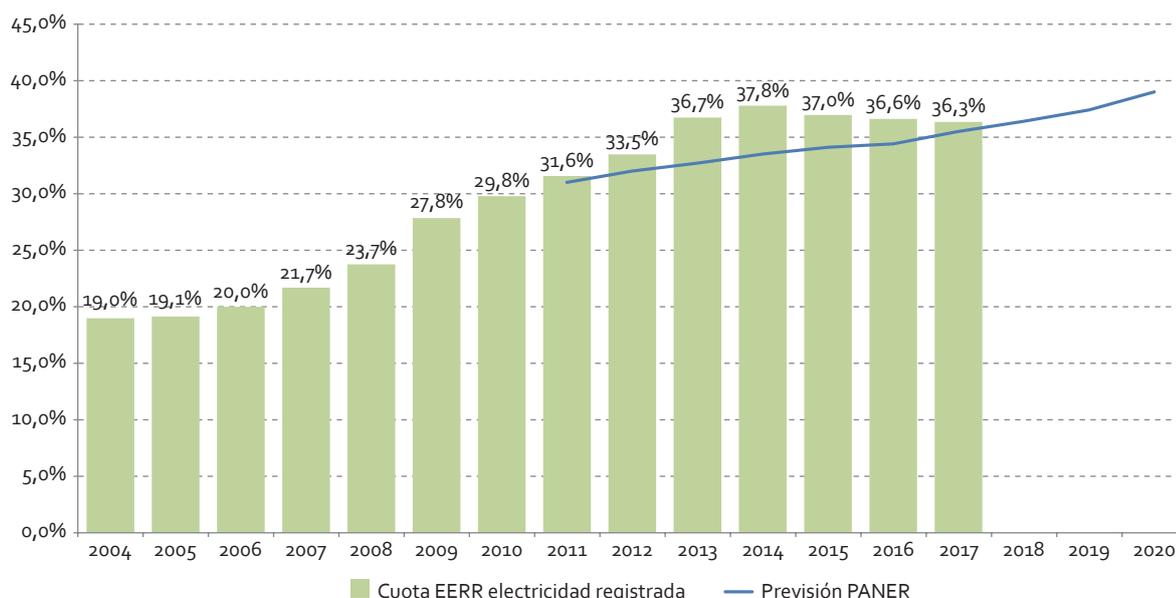
El mayor crecimiento desde 2004 en las aportaciones de las fuentes de energías renovables se registra en el sector eléctrico, Figura 8.8. En él se han alcanzado cuotas del 36,7% en 2013, del 37,8% en 2014, 37,0% en 2015, 36,6% en 2016 y 36,3% en 2017, frente a aportaciones del 31,6% y 33,5% en los años 2011 y 2012 respectivamente.

Durante 2017, la cuota de cobertura con energías renovables destinadas a la generación eléctrica superó en casi un punto porcentual las previsiones del Plan de Acción de Acción Nacional de Energía Renovables (PANER) 2011-2020, y ello pese al mal año hidráulico registrado. El ligero retroceso de esta cuota en 2017 con respecto al 2016 se debe, en parte, al fuerte descenso del producible hidráulico, un 47% inferior al año hidráulico medio histórico.

Con respecto al transporte, y en lo que respecta a los biocarburantes, el 1 de enero de 2016 finalizó el periodo de carencia para la verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes, entrando en aplicación el periodo transitorio para la verificación de la sostenibilidad. En este marco, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicó en el mes de abril de 2016 la Circular 1/2016, de 30 de marzo, que estableció las normas de organización y funcionamiento del mecanismo de certificación de biocarburantes y otros combustibles renovables vendidos o consumidos con fines de transporte, y concretó determinados aspectos de carácter operativo del sistema nacional de verificación de la sostenibilidad de los biocarburantes.

Durante 2017, ha continuado el crecimiento del consumo de biocarburantes en el sector trans-

FIGURA 8.8. EVOLUCIÓN DE LA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE, COMISIÓN EUROPEA-EUROSTAT.

porte, alcanzándose ya una cuota de casi el 6%, Figura 8.9, aunque aún lejana al 9% previsto en la trayectoria indicativa del PANER.

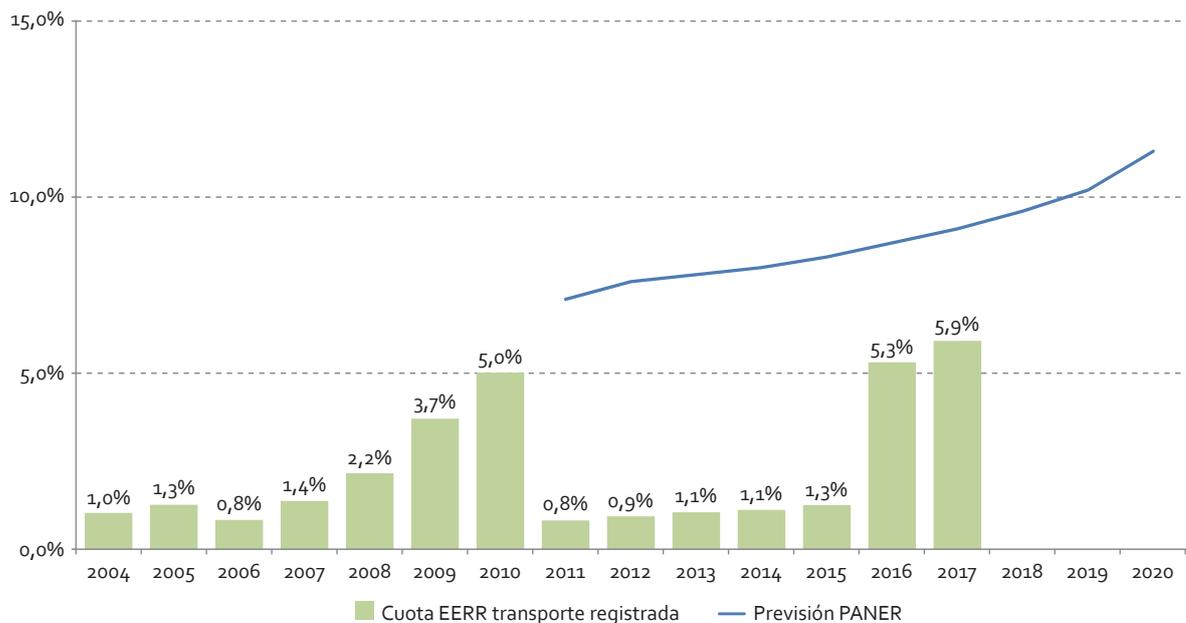
8.1.3. Otros aspectos relevantes

El fomento a las energías renovables ha continuado en línea con la política de apoyo establecida en la reforma legislativa llevada a cabo. De esta forma, la retribución que percibían las instalaciones de energía renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos, se ha actualizado, y se han llevado a cabo varias subastas para la asignación del régimen retributivo a nuevas instalaciones. Como resultado de las mismas, hasta finales de 2017 se han llevado a cabo varios procedimientos de concesión de régimen retributivo específico, que han asignado 8.736,921 MW de nueva po-

tencia renovable (700 MW en 2016 y 8.036,921 en 2017), que, sin duda, ayudarán a cumplir con los objetivos requeridos por la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. El detalle de la potencia adjudicada puede encontrarse en la Tabla 8.3, dándose, en cualquier caso, una información más detallada de las referidas subastas en el epígrafe 8.4 de este capítulo.

En cuanto a las redes eléctricas se refiere, su desarrollo es crucial para la integración de la nueva producción de electricidad de origen renovable. En el capítulo 3.5 puede encontrarse mayor detalle sobre las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2017 en infraestructuras de transporte de electricidad recogidas en las planificaciones, así como información sobre la evolución de dichas infraestructuras.

FIGURA 8.9. EVOLUCIÓN DE LA CUOTA DE ENERGÍAS RENOVABLES PARA TRANSPORTE



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE, COMISIÓN EUROPEA-EUROSTAT.



TABLA 8.3. POTENCIA ADJUDICADA (KW) EN LAS SUBASTAS

Año	Subasta	Tecnología			Total	
		Biomasa	Eólica	Fotovoltaica		Otras tecnologías distintas a eólica y fotovoltaica
2016 (Enero)	Primera subasta REIBE	200.000	500.000		700.000	
2017 (Mayo)	Primera subasta IFER		2.979.664	1.037	19.299	3.000.000
2017 (Julio)	Segunda subasta IFER		1.127.818	3.909.103		5.036.921
TOTAL		200.000	4.607.482	3.910.140	19.299	8.736.921

FUENTE: OMEL/MITECO.

Por lo que se refiere a la utilización de las energías renovables en el sector de calefacción y refrigeración, en materia de ayudas financieras a las energías renovables en este sector, durante 2015, 2016 y 2017 se ha continuado con los programas existentes de financiación a proyectos de producción térmica a partir de fuentes de energía renovables a través de empresas de servicios energéticos (ESEs).

Igualmente se ha continuado con el desarrollo del programa PAREER, iniciado en 2013, de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes del sector residencial (uso vivienda y hotelero). Este programa incluye tanto actuaciones destinadas a favorecer el ahorro energético y la mejora de la eficiencia energética de los edificios existentes, como a promover el aprovechamiento de las energías renovables (solar, biomasa y geotermia) en el sector residencial.

8.2. COGENERACIÓN

Las instalaciones de cogeneración contabilizadas¹ en 2017 acumulan una potencia total instalada

equivalente a 5.637 MW, siendo la potencia media de las instalaciones 8,73 MW. Dicha cifra se aproxima al tamaño medio de las centrales cogeneradoras del sector industrial -10,59 MW-, donde se concentra el 91,7% de la potencia total instalada. En el sector Usos Diversos, integrado por los sectores servicios² y residencial, las instalaciones son de menor tamaño, con una potencia media de 2,97 MW. Desde finales de los 90 la representatividad de estos sectores ha ido creciendo, hasta estabilizarse en los últimos años con una participación inferior al 9%.

El predominio de la industria, Figura 8.10, explica la estrecha dependencia de la cogeneración con la evolución de este sector, donde la cogeneración está presente en una amplia diversidad de ramas.

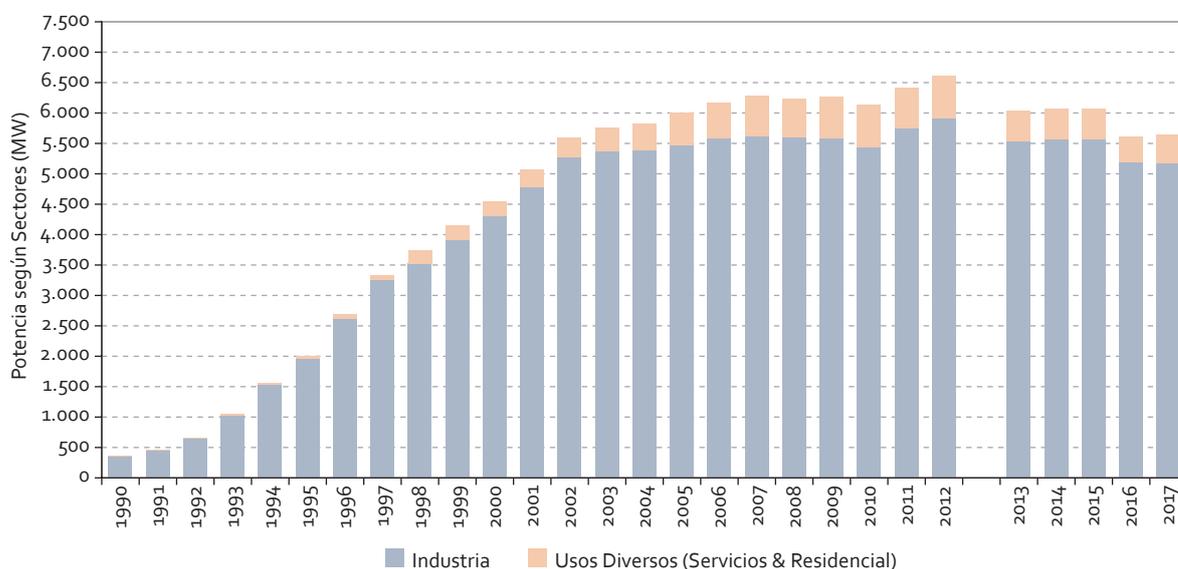
Según la metodología aplicada, una central se considera en estado inactivo cuando no ha reportado energía eléctrica en el año considerado. En este estado, la potencia de la instalación se contabiliza en la estadística al considerar que la central podría estar disponible para producir energía. Si transcurren tres años consecutivos en estado de inactividad, se deja de contabilizar la potencia de esta central a los efectos estadísticos de esta publicación.

¹ Las instalaciones contabilizadas para la elaboración de esta apartado incluyen las instalaciones activas e inactivas.

² Dentro del sector servicios se incluye la actividad relacionada con el transporte y comunicaciones.



FIGURA 8.10. POTENCIA INSTALADA (MW) EN COGENERACIÓN SEGÚN SECTORES EN ESPAÑA, 1990-2017



Notas:

La actualización de la metodología y de las Bases de Datos del MITECO genera algunos cambios en la serie histórica de potencia eléctrica bruta instalada a partir del año 2013.

La disminución de potencia reflejada en 2016 se corresponde con instalaciones que no han reportado generación eléctrica durante un periodo de tres años consecutivos, y han dejado de ser contabilizadas a los efectos de esta publicación, de acuerdo con la metodología descrita en la nota a pie de página 1.

FUENTE: MITECO/IDAE.

El análisis de la distribución de las instalaciones de cogeneración existentes en España según intervalos de potencia, Figura 8.11, permite observar que el 75,2% de las centrales tiene una potencia inferior a 10 MW, que en conjunto representa el 27,3% de la potencia total instalada. El 73,7% de estas centrales se sitúa por debajo del umbral de 5 MW, destacando entre éstas las de potencia inferior a 1 MW, emplazadas en su mayoría en los sectores servicios y residencial, a los que dan cobertura en sus necesidades térmicas.

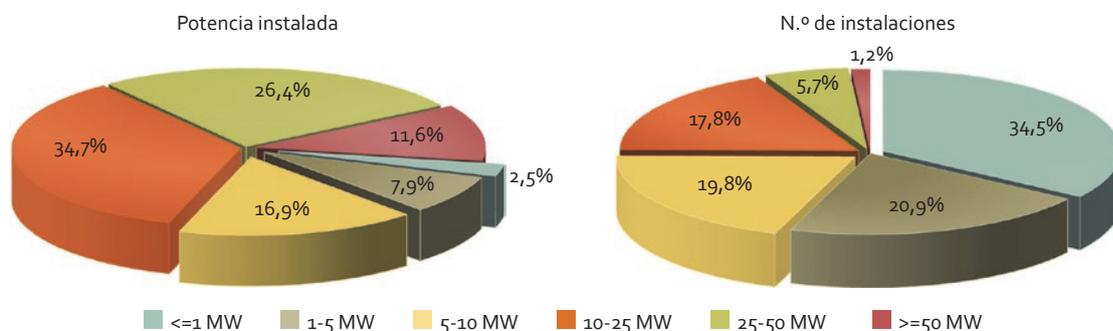
Por encima del límite de 10 MW se encuentra el 24,8% de las instalaciones, cuya potencia acumulada alcanza el 72,7% de toda la potencia instalada a nivel nacional. Estas instalaciones de mayor tamaño, en general, están presentes en el sector industrial.

Dentro del sector industrial destacan cuatro ramas –Industrias Agrícolas, Alimentarias y del Tabaco; Industria Química; Pasta, Papel y Cartón y Refinerías–, Figura 8.12, que en conjunto suman el 73,2% de la potencia total instalada y el 79,8% de la potencia en este sector.

La producción eléctrica generada en 2017 por las instalaciones de cogeneración, incluyendo la producción vertida a red, se ha incrementado en un 6,3%. Varios factores contribuyen a explicar el incremento de producción observado. Entre ellos, se puede citar el empuje procedente de la industria manufacturera en el contexto de la recuperación de la actividad económica iniciada en 2014. La industria manufacturera, como ya se ha mencionado, concentra el mayor número de instalaciones de cogeneración, por lo que su

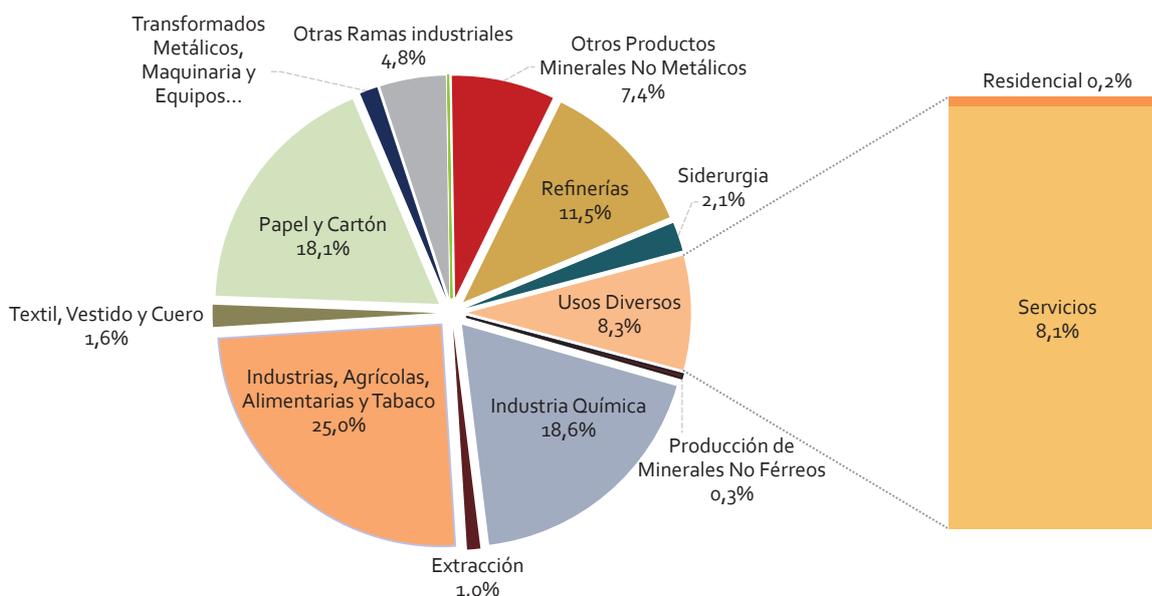


FIGURA 8.11. DISTRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE COGENERACIÓN POR INTERVALOS DE POTENCIA, 2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

FIGURA 8.12. DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA DE COGENERACIÓN POR SECTORES, 2017



FUENTE: MITECO/IDAE.

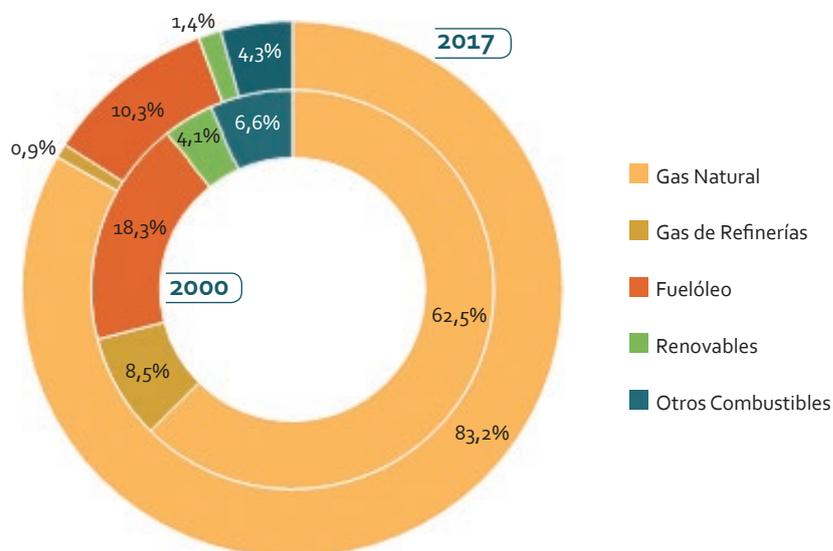
trayectoria tiene impacto en el sector de la co-
generación.

A esto se suma el aumento del precio medio de la retribución a la electricidad generada y la caída del precio del gas natural para usos industriales, dada la elevada participación de este combustible en las instalaciones cogeneradoras, en las que supera el 80% de la producción eléctrica, Figura 8.13.

La penetración del gas natural en las instalaciones de cogeneración ha experimentado una progresiva evolución al alza, especialmente desde el año 2000, en correspondencia al creciente protagonismo de tecnologías como el ciclo combinado y turbinas de gas. La diferencia de precios entre combustibles ha favorecido esta sustitución por el gas natural y las energías renovables, disponibles a precios de adquisición más bajos frente al fuelóleo. En el caso del gas natural, la mayor eficiencia



FIGURA 8.13. DISTRIBUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLES, 2000- 2017



Nota: Cambio metodológico a partir del 2013, por lo que los datos anteriores no son estrictamente comparables con los disponibles a partir del 2013.

FUENTE: MITECO/IDAE.

del combustible justifica la decisión de cambio en las instalaciones cogeneradoras.

Dos tercios de las instalaciones de cogeneración contabilizadas, tanto en número como en potencia instalada, se concentran en seis Comunidades Autónomas: Cataluña, Andalucía, Valencia, Castilla y León, Galicia y País Vasco. Estas comunidades concentran el 68,9% de la actividad industrial, según información disponible del INE, lo que pone de manifiesto la correspondencia entre dicha actividad y la actividad cogeneradora.

8.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA

La información sobre eficiencia energética (estructura energética española, energía primaria y final, desagregación sectorial, etc.) se ha incluido en el capítulo 2.

Asimismo, en el apartado 8.4.2 puede encontrarse la normativa relativa a la eficiencia energética aprobada al objeto de cumplir con los compromisos comunitarios en esta materia, desarrollados en el capítulo 1.6.

8.4. DESARROLLO NORMATIVO

A continuación, se muestra una selección de las disposiciones normativas más relevantes aprobadas en 2017 en el ámbito energético, y que afectan especialmente a las energías renovables, cogeneración y la eficiencia energética.

8.4.1. Energías Renovables

- *Resolución de 16 de febrero de 2017, del Fondo Español de Garantía Agraria, por la que*



se convocan ayudas a la cooperación para el suministro sostenible de biomasa, en el marco del Programa Nacional de Desarrollo Rural 2014- 2020.

Mediante dicha resolución tiene lugar la aprobación en el marco del *Programa Nacional de Desarrollo Rural 2014-2020* de una convocatoria de ayudas en régimen de concurrencia competitiva, a proyectos de cooperación para el suministro sostenible de biomasa destinada a la producción de energía a partir de la transformación de productos agroalimentarios.

- ***Orden ETU/130/2017, de 17 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al semiperiodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2017.***

Dicha orden, de conformidad con lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, tiene por objeto la actualización de los parámetros retributivos de determinadas instalaciones tipo para el semiperiodo regulatorio 2017-2019, así como la aprobación del precio de mercado estimado para cada año de dicho semiperiodo. Los valores aprobados son respectivamente 42,84, 41,54 y 41,87 €/MWh, para los años 2017, 2018 y 2019.

Asimismo, es objeto de la orden la actualización semestral de los valores de la retribución a la operación para las instalaciones tipo cuyos cos-

tes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, estableciéndose los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2017.

Además de lo anterior, se actualizan los valores del incentivo a la inversión por reducción del coste de generación, aplicables a las instalaciones tipo asociadas a sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares.

Las instalaciones tipo afectadas por la orden son las definidas por las siguientes disposiciones: Orden IET/1045/2014, de 16 de junio; Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto; Orden IET/1344/2015, de 2 de julio; Orden IET/2212/2015, de 23 de octubre; Orden IET/2735/2015, de 17 de diciembre; y Orden IET/1209/2016, de 20 de julio.

- ***Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, por el que se establece una convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico a nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.***

Mediante dicho Real Decreto, se aprueba una convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico, regulado en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, de hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada para instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Lo anterior se considera aplicable a las nuevas instalaciones incluidas dentro de la categoría b)



de acuerdo con la clasificación establecida en el Real Decreto 413/2014 y situadas en el sistema eléctrico peninsular. Quedan excluidas las instalaciones cuya construcción suponga el cierre o la reducción de potencia de otra instalación de la misma tecnología, así como las instalaciones constituidas por equipos principales que no sean nuevos o que hayan tenido uso previo.

Se entenderá que una instalación es nueva cuando no disponga de autorización de explotación definitiva ni hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el Registro administrativo de instalaciones de producción eléctrica, con anterioridad a que surta efectos este Real Decreto.

- ***Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico en la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, convocada al amparo del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y se aprueban sus parámetros retributivos.***

Constituye el objeto de dicha orden el establecimiento del mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para las instalaciones incluidas dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, así como la aprobación de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo de referencia que se aplicarán en el procedimiento de concurrencia competitiva.

La asignación del régimen retributivo específico se realiza mediante un procedimiento de subasta.

La subasta es tecnológicamente neutra. Se establecen tres instalaciones tipo de referencia según la tecnología: eólica; fotovoltaica; y resto de tecnologías. El producto a subastar será la potencia instalada con derecho a la percepción del régimen retributivo específico. Como resultado de la subasta se obtendrá la potencia adjudicada a cada participante, así como el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada una de las instalaciones tipo de referencia, con el que se obtendrá el valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo, lo que, unido al resto de parámetros retributivos de la instalación tipo determinará la retribución a la inversión de la instalación tipo.

La potencia adjudicada, una vez que se presenten las garantías económicas y previa solicitud por parte del titular, será inscrita en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. Las instalaciones asociadas a las ofertas adjudicatarias que cumplan los requisitos y procedimientos establecidos en esta orden y en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, percibirán el régimen retributivo específico regulado en dicho real decreto.

- ***Resolución de 19 de mayo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, y en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.***

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía



renovables, cogeneración y residuos, establece que el otorgamiento de régimen retributivo específico se realizará mediante un procedimiento de concurrencia competitiva. En desarrollo de dicho real decreto, ha tenido lugar la aprobación, mediante el Real Decreto 359/2017, de 31 de marzo, de una convocatoria para la asignación del régimen retributivo específico de hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada. Esto se completa con la aprobación de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril, por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico de dicha convocatoria.

En consideración de lo anterior, el 17 de mayo de 2017 se celebró la subasta para determinar el porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular.

Mediante esta resolución, se procede a la aprobación de los porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo de referencia resultantes de la subasta para cada una de las tecnologías, recogidos en la Tabla 8.4.

TABLA 8.4. PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DEL VALOR ESTÁNDAR DE LA INVERSIÓN INICIAL DE LAS INSTALACIONES TIPO DE REFERENCIA RESULTANTES DE LA SUBASTA CELEBRADA EN MAYO DE 2017 Y REGULADA EN ORDEN ETU/315/2017, DE 6 DE ABRIL

Tecnología	Reducción (%)
Eólica –ITR-0103–	63,43
Solar fotovoltaica –ITR-0104–	51,22
Resto de tecnologías –ITR-0105–	99,98

FUENTE: MITECO.

Igualmente, se aprueba la relación de ofertas adjudicatarias de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico, así como los parámetros retributivos, de aplicación al semiperiodo regulatorio 2017-2019, de las instalaciones tipo asociadas a las potencias adjudicatarias de la subasta.

- **Orden ETU/555/2017, de 15 de junio, por la que se establecen los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines aprobadas por la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, y se actualizan para el semiperiodo 2017- 2019.**

Constituye el objeto de dicha orden el establecimiento de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones de tratamiento y reducción del purín, definidas en la Orden IET/1045/2014, así como la actualización de los mismos para el semiperiodo regulatorio 2017-2019, en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Asimismo, se procede a la actualización semestral de los valores de la retribución a la operación para las citadas instalaciones tipo para el segundo semestre de 2015, el primer y segundo semestre de 2016. Igualmente, se fijan dichos valores para el primer semestre del año 2017, así como los valores de las constantes A, B y C necesarios para la actualización semestral aplicable al segundo semiperiodo regulatorio 2017-2019.

- **Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, por el que se establece un cupo de 3.000 MW de potencia instalada, de nuevas instalaciones de**

producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular, al que se podrá otorgar el régimen retributivo específico.

Este real decreto establece un cupo de potencia para una nueva convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico de hasta un máximo de 3.000 MW de potencia instalada para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología eólica y fotovoltaica que se ubiquen en el sistema eléctrico peninsular.

El cupo de potencia se incrementará, por encima de los 3.000 MW, para permitir la inclusión de la potencia de todas aquellas ofertas que tengan el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada siempre que dicho sobrecoste sea nulo e inferior al valor que se establezca en la cláusula confidencial de la resolución por la que se convoca la subasta.

- ***Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.***

Dado el éxito de la subasta celebrada el 17 de mayo de 2017, mediante esta orden se establece que para la nueva subasta que se celebre para el cupo establecido por el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, los parámetros retri-

butivos de las instalaciones tipo de referencia, los mecanismos de asignación del régimen retributivo específico, así como los demás aspectos establecidos para la correcta celebración de la subasta serán los establecidos en la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril.

A fin de permitir la plena aplicación de la Orden ETU/315/2017, de 6 de abril en la nueva subasta, se introducen unas modificaciones necesarias consistentes en el establecimiento de nuevos códigos de instalación tipo que serán de aplicación en la nueva subasta, cuyos parámetros retributivos se obtendrán como resultado de la subasta.

- ***Resolución de 27 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se resuelve el procedimiento de subasta para la asignación del régimen retributivo específico al amparo de lo dispuesto en el Real Decreto 650/2017, de 16 de junio, y en la Orden ETU/615/2017, de 27 de junio.***

Mediante esta Resolución se procede a la aprobación de los siguientes porcentajes de reducción del valor estándar de la inversión inicial de las instalaciones tipo de referencia resultantes de la subasta para cada una de las tecnologías, reflejados en la Tabla 8.5.

Además, se aprueba la relación de ofertas adjudicatarias de la subasta para la asignación del régimen retributivo específico, así como los parámetros retributivos, de aplicación al semiperiodo regulatorio 2017-2019, de las instalaciones tipo asociadas a las potencias adjudicatarias de la subasta.



TABLA 8.5. PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DEL VALOR ESTÁNDAR DE LA INVERSIÓN INICIAL DE LAS INSTALACIONES TIPO DE REFERENCIA RESULTANTES DE LA SUBASTA CELEBRADA EN JULIO DE 2017 Y REGULADA EN LA ORDEN ETU/650/2017, DE 16 DE JUNIO

Tecnología	Reducción (%)
Eólica –ITR-0103–	87,08
Solar fotovoltaica-ITR-0104-	69,88

FUENTE: MITECO.

Dada su especial relevancia para el aumento de la cuota de energías renovables sobre el consumo de energía final, en el siguiente apartado se da cuenta del proceso que ha dado lugar a los desarrollos normativos citados, así como la situación a 2017 de las convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico que se mantienen en curso.

8.4.1.1. Convocatorias para el otorgamiento del régimen retributivo específico que se mantienen en curso en 2017

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico establece en sus artículos 14.4 y 14.7 la posibilidad de otorgamiento de régimen retributivo específico a las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos con los siguientes requisitos básicos:

- El otorgamiento del régimen retributivo específico se establecerá mediante procedimientos de concurrencia competitiva.
- El valor de la inversión inicial se determinará mediante el procedimiento de concurrencia

competitiva para otorgar el régimen retributivo específico.

La propia Ley 24/2013, de 26 de diciembre, y el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, eximen en algunos casos, sin embargo, de la exigencia de concurrencia competitiva:

- La disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013 y la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, que establecen un régimen retributivo específico para un máximo de 120 MW aplicable a instalaciones o modificaciones de instalaciones de tecnologías diferentes a la eólica, solar termoeléctrica y fotovoltaica que no hubieran sido inscritas en el registro de preasignación de retribución ni en la sección primera del registro de instalaciones de producción de energía eléctrica, y que cumplieran uno de los siguientes requisitos:
 - Haber presentado solicitud antes de entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2012, que suspendió los procedimientos de preasignación y suprimió los incentivos económicos para nuevas instalaciones, y cumplieran requisitos exigidos.
 - Disponer de acta de puesta en servicio antes de 30 días de la entrada en vigor de la Ley 24/2013.
- La disposición transitoria duodécima de la Ley 24/2013 y la disposición adicional quinta del RD 413/2014, que exceptuaban con carácter extraordinario del procedimiento de concurrencia competitiva el otorgamiento de régimen retri-



butivo específico para determinadas tecnologías de generación renovable en los sistemas eléctricos no peninsulares, cuando su introducción suponga una reducción significativa de los costes de generación del sistema eléctrico y siempre que su puesta en servicio se produzca, de acuerdo con el Real Decreto-ley 15/2014, de 19 de diciembre, de modificación del Régimen Económico y Fiscal de Canarias, antes del 31 de diciembre de 2018.

Al amparo de la primera de las excepciones se celebró la convocatoria para los 120 MW prevista en la disposición adicional decimocuarta de la Ley 24/2013 y, en base a la segunda, una convocatoria para instalaciones eólicas en Canarias.

La convocatoria de los 120 MW se resolvió en 2015, asignándose la totalidad del cupo previsto. El porcentaje de la potencia inscrita en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación por tecnología fue el siguiente:

Cogeneración	60,6%
Hidráulica	8,9%
Biomasa	26,0%
Biogás/Biolíquido	4,5%

En el caso de la convocatoria para instalaciones eólicas en el sistema eléctrico canario, la potencia convocada fue de 450 MW, resultando inscritas finalmente en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación una potencia total de 436,30 MW.

A finales de 2017, no se ha cerrado ninguna de estas dos convocatorias ya que las instalaciones

acogidas a la convocatoria de los 120 MW tienen de plazo hasta el 20 de julio de 2018 para estar finalizadas, mientras que las acogidas a la convocatoria eólica canaria deben estar concluidas antes del 31 de diciembre de 2018.

Al margen de las dos convocatorias mencionadas, las convocatorias para el otorgamiento de régimen retributivo específico que se han realizado en 2016 y 2017 lo han sido, de acuerdo con la Ley 24/2013 y el Real Decreto 413/2014, a través de un procedimiento de concurrencia competitiva, consistente en una subasta de sobre cerrado con sistema marginal, en el que se oferta un porcentaje de reducción del valor estándar de la inversión inicial de la una instalación tipo de referencia. En cada convocatoria se establecen unas instalaciones tipo de referencia, que son diferentes según la tecnología de la instalación (diferentes valores de la inversión inicial, diferentes horas equivalentes de funcionamiento). Cada instalación tipo de referencia tiene un distinto valor estándar de la inversión inicial y es sobre este valor sobre el que se hacen las ofertas en la subasta.

En la subasta celebrada en 2016 y en las dos celebradas en 2017, la entidad administradora fue OMIE y la entidad supervisora la CNMC.

La primera convocatoria para el otorgamiento del régimen retributivo específico en régimen de concurrencia competitiva, la celebrada en 2016, iba dirigida a nuevas instalaciones de biomasa situadas en el sistema eléctrico peninsular y a instalaciones eólicas terrestres nuevas o modificaciones. En el caso de la biomasa la convocatoria fue para un máximo de 200 MW, mientras que en el caso



de las instalaciones eólicas la potencia máxima convocada fue de 500 MW.

La subasta se celebró el 14 de enero de 2016 y resultaron cinco adjudicatarios para la biomasa y ocho para la tecnología eólica, adjudicándose los 200 MW convocados para la biomasa y los 500 MW convocados para la eólica, en ambos casos con una reducción del 100% en el valor de la inversión inicial de la instalación tipo de referencia.

Los adjudicatarios disponen de un plazo de 48 meses desde la resolución de la subasta para finalizar la instalación o instalaciones que vayan a construir con cargo al cupo obtenido. Este plazo concluye el 28 de marzo de 2020 por lo que no es posible conocer en 2017 qué potencia de cada tecnología será efectivamente construida en plazo y obtendrá finalmente el derecho al régimen económico primado.

En 2017 se celebraron dos subastas para el otorgamiento del régimen retributivo específico a instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovables con objeto de contribuir al logro de los objetivos medioambientales para 2020. La primera de ellas tuvo lugar el 17 de mayo e iba dirigida a un máximo de 3.000 MW de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables incluidas en la categoría b (instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles), de acuerdo con la clasificación establecida en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, situadas en el sistema eléctrico peninsular.

Se entiende que una instalación es nueva cuando no disponga de acta de puesta en marcha ni hubiera resultado inscrita con carácter definitivo en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica, con anterioridad a la entrada en vigor del real decreto por el que se estableció la convocatoria.

Se excluyó de la convocatoria a las instalaciones cuya construcción supusiera el cierre o la reducción de potencia de otra instalación de la misma tecnología y a las instalaciones constituidas por equipos principales que no fueran nuevos o que hubieran tenido uso previo.

Para la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación, los adjudicatarios debían presentar una garantía económica de 60 €/kW de la potencia que se deseara inscribir. La cancelación o ejecución de la garantía está condicionada a la consecución de distintos hitos cuyo propósito es asegurar en lo posible que las instalaciones finalmente se construyan en el plazo exigido. Los hitos son los siguientes:

- Identificación de la instalación: en el plazo máximo de 6 meses desde la publicación en el BOE de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. En el supuesto de que se realice la identificación se cancelará parcialmente la garantía por un importe de 12 €/kW de la potencia identificada, mientras que en el caso de que no produzca la identificación, se ejecutará la garantía por un importe de 60 €/kW de la potencia no identificada.



Los adjudicatarios podrán identificar instalaciones con una potencia instalada total superior a la potencia adjudicada, siempre que sea inferior a la potencia adjudicada incrementada en un 50 por ciento. En cualquier caso, la potencia que finalmente se inscriba en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y que, por tanto, obtenga definitivamente el derecho al régimen económico primado, no podrá superar en ningún caso a la potencia inscrita en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

- Acreditación de la autorización administrativa de construcción: en el plazo máximo de 12 meses desde la publicación en el BOE de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación. En el supuesto de que se realice la acreditación, se cancelará parcialmente la garantía por un importe de 18 €/kW de la potencia acreditada, mientras que en el caso de que no produzca la acreditación, se ejecutará la garantía por un importe de 18 €/kW de la potencia no acreditada.

En 2017 se resolvió la subasta y se procedió a la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación de las ofer-

tas que resultaron adjudicatarias de la subasta y presentaron la garantía exigida (7 eólicas, 3 fotovoltaicas y 9 del resto de tecnologías). Los resultados se reflejan en la Tabla 8.6.

La subasta se resolvió con la máxima reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia fijado en la resolución de convocatoria, lo que implica que, al menos durante el primer periodo regulatorio, no supondrá costes para los consumidores.

En la adjudicación de la potencia subastada (3.000 MW), se priorizó, a igualdad de precio de descuento, la tecnología que más horas de funcionamiento tiene al año y, por tanto, contribuirá con más cantidad de energía al objetivo 2020.

En aplicación de los plazos previstos, la fecha límite que tienen los inscritos en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación para hacer las identificaciones de instalaciones concluye el 5 de febrero de 2018 y la correspondiente a la acreditación de la autorización administrativa de construcción el 6 de agosto de 2018.

Para obtener definitivamente el régimen económico primado, las instalaciones deben estar finali-

TABLA 8.6. RESULTADOS SUBASTA MAYO 2017 SEGÚN TECNOLOGÍA

RESULTADOS DE LA SUBASTA DE MAYO 2017 PARA ENERGÍAS RENOVABLES SEGÚN TECNOLOGÍA (Potencia en Kw y %)				
TECNOLOGÍA	Potencia adjudicada		Potencia inscrita en preasignación	
	kW	%	kW	%
Eólica	2.979.664	99,32	2.979.648	99,32
Fotovoltaica	1.037	0,03	1.016	0,03
Resto	19.299	0,64	19.299	0,64
TOTAL	3.000.000	100,00	2.999.963	100,00

Fuente: MITECO.



zadas y haber comenzado a verter energía a la red antes del 31 de diciembre de 2019. En el supuesto de cumplir en plazo este último hito, se cancelará la garantía restante por un importe de 30 €/kW de la potencia finalmente instalada, mientras que en el caso de no cumplirlo se ejecutará la garantía por este mismo importe unitario.

Ante el éxito de la subasta de mayo de 2017 (las solicitudes superaron en más de tres veces la potencia adjudicada) y con objeto de reforzar el compromiso por alcanzar los objetivos medioambientales para 2020 de la forma más eficiente posible, se convocó una nueva subasta. La segunda subasta, para un máximo, en principio, de 3.000 MW, tuvo lugar el 26 de julio de 2017 y estuvo dirigida a nuevas instalaciones renovables de producción de energía eléctrica de tecnología fotovoltaica y eólica situadas en el sistema eléctrico peninsular, excluyéndose por tanto las otras tecnologías renovables, que sí estuvieron incluidas en la primera subasta de 2017.

El procedimiento y las reglas de la subasta fueron los mismos que en la primera subasta de renovables celebrada en 2017, aunque se introdujeron las siguientes modificaciones:

1. La convocatoria continuó siendo tecnológicamente neutra, pero se centró en las tecnologías eólica y fotovoltaica dado el importante volumen de potencia de estas tecnologías susceptible de competir. Por el contrario, la tercera categoría de la subasta anterior, la relativa al resto de tecnologías renovables, parecía haber agotado en buena medida su potencial (ya se adjudicaron 20 MW de los 27 MW pre-

sentados), considerándose por tanto que no existía ni potencial ni suficiente competencia adicional.

2. Al igual que en la convocatoria anterior, se subastaron 3.000 MW si bien dicho volumen se consideró ampliable para incluir aquellas ofertas que tengan el mismo sobrecoste que la última oferta adjudicada siempre que dicho sobrecoste para el sistema sea nulo e inferior al valor que se establezca en la cláusula confidencial de la resolución por la que se convoca la subasta.

En julio de 2017 se resolvió la subasta, aprobándose la relación de 40 ofertas adjudicatarias, 10 eólicas y 30 fotovoltaicas, y en octubre de dicho año se inscribieron en el Registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación.

La potencia total adjudicada fue de 5.036.921 kW (1.127.818 eólica y 3.909.103 fotovoltaica). Los resultados de la subasta y de la inscripción en el Registro de régimen retributivo específico en estado de Preasignación se detallan en la Tabla 8.7.

Como en el caso de la primera subasta de 2017, esta segunda subasta se resolvió también con la máxima reducción del valor estándar de la inversión inicial de cada instalación tipo de referencia fijado en la resolución de convocatoria, por lo que, al menos durante el primer periodo regulatorio, no supondrá costes para los consumidores.

Los plazos para identificar las instalaciones y para acreditar la disposición de la autorización administrativa de construcción finalizan, en el caso de



TABLA 8.7. RESULTADOS SUBASTA JULIO 2017 SEGÚN TECNOLOGÍA

RESULTADOS DE LA SUBASTA DE JULIO 2017 PARA EÓLICA Y FOTOVOLTAICA SEGÚN TECNOLOGÍA (Potencia en Kw y %)				
TECNOLOGÍA	Potencia adjudicada		Potencia inscrita en preasignación	
	kW	%	kW	%
Eólica	1.127.818	22,39	1.127.818	22,39
Fotovoltaica	3.909.103	77,61	3.909.103	77,61
TOTAL	5.036.921	100,00	5.036.921	100,00

Fuente: MITECO.

esta segunda subasta de 2017, el 13 de abril de 2018 y el 15 de octubre de 2018, respectivamente. Como en el caso de la primera subasta celebrada en 2017, los titulares de la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de preasignación dispondrán hasta el 31 de diciembre de 2019 para ser inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación y así obtener definitivamente el derecho al régimen económico primado.

8.4.2. Eficiencia Energética

8.4.2.1. *Ámbito General*

- *Orden ETU/258/2017, de 24 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2017.*

La Directiva 2012/27/UE establece la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020. Según esto, España ha establecido un objetivo de 15.979 ktep de ahorro acumulado para el periodo 2014-2020. Por otra parte, la citada Directiva determina que cada Estado miembro establecerá un sistema de obligacio-

nes de eficiencia energética, mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarán obligados a alcanzar el objetivo indicado en 2020 mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5 % de sus ventas anuales de energía.

Con tal fin, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y eficiencia establece un sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en virtud del cual se asignará a los sujetos obligados una cuota anual de ahorro energético, denominada obligaciones de ahorro. Para hacer efectivo el cumplimiento de estas obligaciones, los sujetos obligados deberán realizar una contribución financiera anual al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

En virtud de lo anterior, la presente orden procede al establecimiento de la obligación de ahorro para el año 2017, valorado en 262 ktep, de los porcentajes de reparto de esta obligación entre los sujetos obligados, así como de las correspondientes cuotas u obligaciones de ahorro y su equivalencia económica, fijado en 2017 en 0,789728 M€ por ktep ahorrado.



- **Real Decreto 616/2017, de 16 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones a proyectos singulares de entidades locales que favorezcan el paso a una economía baja en carbono en el marco del Programa operativo FEDER de crecimiento sostenible 2014-2020.**

El Programa Operativo de Crecimiento Sostenible, 2014-2020 (POCS), con una dotación presupuestaria de 5.520 M€ procedente del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), se estructura en cuatro ejes temáticos: Economía baja en carbono, Desarrollo Urbano Sostenible Integrado; Mejora de la calidad del agua; y Transporte sostenible.

El POCS destina al Eje de Transición a una Economía Baja en Carbono un total aproximado de 2.100 M€ de ayuda FEDER, el 38,2% del Programa, que se prevé estén gestionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), como Organismo Intermedio para las actuaciones en este Eje. Asimismo, el POCS establece que una parte de la dotación de este eje, unos 480 M€, se destinará a proyectos que permitan el paso a una economía baja en carbono en el ámbito de las Entidades locales, debiendo el IDAE realizar, en este ámbito, la gestión de la selección de los proyectos y asignación de las ayudas correspondientes.

En línea con lo anterior se procede a la aprobación, mediante el presente real decreto de una línea de ayudas dirigida a la subvención a proyectos singulares que favorezcan el paso a una economía baja en carbono en el ámbito de entidades locales de menos de 20.000 habitantes.

El presupuesto asignado a esta primera convocatoria de ayudas asciende a 336.053.612 euros, lo que representa aproximadamente el 70% de los fondos reservados a Desarrollo Urbano Sostenible (DUS). Con el fin de evitar una excesiva concentración de los fondos a favor de un mismo ayuntamiento, se ha fijado un límite de 5 M€ por ayuntamiento.

El porcentaje de cofinanciación FEDER a recibir será el asignado a la región en la que se encuentre el proyecto, y podrá ser bien del 50%, el 80% o el 85% en función de la clasificación de la región. Las Entidades Locales deberán financiar la actuación y percibirán la cofinanciación FEDER una vez la actuación esté concluida. En función de las disponibilidades presupuestarias, se prevé la posibilidad de dotar anticipos de hasta el 40% sobre la ayuda otorgada. La concesión de las subvenciones se realizará por el procedimiento de concurrencia simple.

Los proyectos subvencionados deberán conseguir una reducción de las emisiones de dióxido de carbono, mediante los siguientes tipos de actuaciones:

- La mejora de la eficiencia energética en la edificación y en las infraestructuras y servicios públicos (*Objetivo específico OE 431*).
- La movilidad urbana sostenible (*Objetivo específico OE 451*).
- El uso de las energías renovables de usos térmicos, así como para el autoconsumo eléctrico (*Objetivo específico OE 432*).



Dentro de cada objetivo específico las actuaciones deberán encuadrarse en alguna de las medidas enumeradas en la Tabla 8.8.

El ahorro energético conseguido por las actuaciones subvencionadas podrá ser computado a efectos del cumplimiento de los objetivos de ahorro de energía final del artículo 7 de la Directiva 2012/27/UE.

Este programa de ayudas estará vigente entre el 18 de julio de 2017 y el 31 de diciembre de 2018.

- **Resolución de 25 de julio de 2017, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se publica la de 25 de abril de 2017, del Consejo de Administración, por la que se establecen las bases reguladoras de convocatoria de expresiones de interés para la selec-**

ción y realización de proyectos de renovación energética de edificios e infraestructuras existentes de la Administración General del Estado a cofinanciar con fondos FEDER.

El Programa Operativo de Crecimiento Sostenible para el periodo 2014-2020 (POCS) establece que una parte de la dotación al Eje «Transición a una Economía Baja en Carbono», se destinará a proyectos que permitan el paso a una economía baja en carbono en el ámbito de la Administración General del Estado, debiendo el IDAE realizar la selección de los proyectos y asignación de las ayudas.

De acuerdo a lo anterior se aprueba una convocatoria de ayudas dirigida a la realización de proyectos de renovación energética de edificios e infraestructuras de la Administración General, definiéndose las bases reguladoras de

TABLA 8.8. DESCRIPCIÓN DE MEDIDAS EN FUNCIÓN DEL OBJETIVO ESPECÍFICO

Objetivo específico	Descripción de la medida
OE 431	<ol style="list-style-type: none"> 1. Rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios y dependencias municipales existentes. 2. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas de los edificios y dependencias municipales existentes. 3. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior en los edificios y dependencias municipales existentes. 4. Mejora de la eficiencia energética en instalaciones eléctricas de edificios y dependencias municipales existentes. 5. Mejora de la eficiencia energética mediante la utilización de TIC en las ciudades (Smart cities). 6. Renovación de las instalaciones de alumbrado, iluminación y señalización exterior. 7. Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de potabilización, depuración de aguas residuales y desalación.
OE 451	<ol style="list-style-type: none"> 8. Implantación de Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS) o planes directores de movilidad.
OE 432	<ol style="list-style-type: none"> 9. Instalaciones solares térmicas destinadas a aplicaciones de calor y frío. 10. Instalaciones de aprovechamiento de la energía geotérmica para aplicaciones térmicas. 11. Instalaciones para el uso térmico de la biomasa. 12. Redes de distribución de fluidos térmicos, instalaciones de producción de frío, equipos de depuración de gases, siempre y cuando estén asociados al uso térmico de biomasa, de biogás o de CDR/CSR. 13. Instalaciones para la transformación y/o uso térmico o autoconsumo del biogás. 14. Instalaciones para el uso térmico de CDR y CSR. 15. Instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a generación de energía eléctrica para autoconsumo. 16. Instalaciones eólicas de pequeña potencia dirigidas al autoconsumo eléctrico. 17. Instalaciones de aprovechamiento de la energía aerotérmica o hidrotérmica mediante bombas de calor.



dicha convocatoria mediante la presente resolución de 25 de julio.

Podrán tener la condición de entidades beneficiarias los diferentes departamentos de la AGE, sus organismos y entidades públicas dependientes o vinculados, siempre que estas últimas no desarrollen actividad comercial o mercantil, y cuando sean propietarios o titulares de los edificios o infraestructuras para los que se solicita ayuda al objeto de realizar una renovación energética.

Las actuaciones deberán encuadrarse en una de las tipologías siguientes:

- Actuaciones integrales de rehabilitación energética de edificios.
- Actuaciones parciales de rehabilitación de edificios.
- Actuaciones de mejora de la eficiencia energética de infraestructuras distintas a los edificios.
- Actuaciones de mejora de la eficiencia energética de instalaciones de alumbrado exterior.

Las actuaciones sobre edificios tendrán que justificar el cumplimiento de las siguientes condiciones:

- a) Mejorar la calificación energética, de acuerdo con el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril. En el caso de actuaciones integrales de rehabilitación energética se deberá alcanzar una calificación A o B y en el caso de

actuaciones parciales, la calificación deberá mejorar en al menos 1 letra.

- b) Cumplir con las exigencias básicas de ahorro de energía para edificios existentes del Documento Básico DB-HE de Ahorro de Energía del Código Técnico de la Edificación.
- c) Realizar una inversión mínima elegible de 50.000 euros.

Las actuaciones sobre infraestructuras distintas a los edificios o edificios a los que no les sea de aplicación lo anterior, tendrán que justificar el cumplimiento de las dos condiciones siguientes:

- a) Justificar un ahorro mínimo del 20 % en términos de energía final no renovable, y del 30 % cuando se trate de alumbrado exterior, respecto a la situación inicial, mediante la aportación de una auditoría energética de la actuación a realizar.
- b) Realizar una inversión mínima elegible de 50.000 euros.

El Presupuesto disponible asciende a 95.181.546,36 €.

La concesión de las subvenciones se realizará por el procedimiento de concurrencia simple. El importe que corresponda a la cofinanciación FEDER, se percibirá por el beneficiario una vez concluya y se certifique la actuación.

El Programa estará vigente entre el 5/09/2017 y el 31/12/2018.

- Orden HFP/888/2017, de 19 de septiembre, por la que se modifica la Orden HAP/2427/2015, de 13 de noviembre, por la que se aprueban las bases y la primera convocatoria para la selección de estrategias de Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado que serán cofinanciadas mediante el programa operativo FEDER de crecimiento sostenible 2014-2020; y por la que se aprueba la tercera convocatoria para la selección de las citadas estrategias.

La experiencia adquirida en las dos convocatorias de ayudas para la selección de estrategias de Desarrollo Urbano Sostenible aprobadas mediante Órdenes ministeriales de 13 de noviembre (Orden HAP/2427/2015) y de 6 de octubre (Orden HAP/1610/2016), aconsejan la modificación de las bases aprobadas por la Orden HAP/2427/2015.

La modificación referida afecta a los siguientes aspectos: la inclusión de todos los municipios de más de 20.000 habitantes durante la ejecución del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible (POCS); la ampliación del número de tramos de ayudas considerados en función del tamaño de la población para la asignación de las ayudas a las estrategias seleccionadas; y la inclusión de un nuevo criterio de valoración de las estrategias; y la asignación de un mayor peso relativo al objetivo temático relativo a la

promoción de la *inclusión social y la lucha contra la pobreza*.

Mediante la presente orden se procede a estas modificaciones, así como a la aprobación de la tercera convocatoria de ayudas para la selección de las mencionadas estrategias, con una dotación presupuestaria de 353,4 M€.

La cuantía máxima de las ayudas a las estrategias seleccionadas se establecerá, dentro de los límites de fondos asignados a la Comunidad Autónoma en que se encuentren, según se indica en la Tabla 8.9.

8.4.2.2. Industria

- **Programa de Ayudas PYME y Gran Empresa sector industrial.**

El objeto de este programa de ayudas es incentivar y promover la realización de actuaciones en el sector industrial que reduzcan las emisiones de CO₂, mediante la mejora de la eficiencia energética. Para ello, se establece una línea de ayudas dirigida a la Pequeña y Mediana Empresa (PYME) y grandes empresas del sector industrial a fin de facilitar la realización de actuaciones de mejora de eficiencia energética e implementación de sistemas de gestión energética.

TABLA 8.9. CUANTÍA MÁXIMA DE LAS AYUDAS SEGÚN NÚMERO DE HABITANTES DEL MUNICIPIO

Tamaño del municipio (nº habitantes)	Límite de las Ayudas (M€)
> 100.000	15
50.000 – 100.000	10
< 50.000	5



Mediante la Resolución de 26 de mayo de 2017 del Director General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) se realiza la segunda convocatoria de este Programa, cuyas bases reguladoras se definen en la Resolución de 6 de marzo de 2017 del Consejo de Administración del IDAE, posteriormente modificadas por la Resolución de 28 de noviembre del Consejo de Administración.

Esta segunda convocatoria de ayudas cuenta con un presupuesto total de 168,1 M€, procedente del Fondo Nacional de Eficiencia Energética. El 40% de este presupuesto estará reservado para proyectos presentados por pequeñas y medianas empresas (PYMEs). Las ayudas de este Programa podrán ser cofinanciadas con el Fondo FEDER dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020.

Las ayudas otorgadas se instrumentarán bajo la modalidad de entrega dineraria sin contraprestación. Las medidas y/o actuaciones objeto de ayuda deben responder a alguna de las siguientes tipologías: mejora de la tecnología en equipos y procesos industriales; e implantación de sistemas de gestión energética, para actuaciones.

El plazo de presentación de solicitudes será del 1 de julio de 2017 al 30 de junio de 2018, siempre y cuando no se haya agotado el presupuesto disponible.

- **Plan Nacional de Calidad del Aire 2017-2019 (Plan Aire II)**

El Plan Nacional de Calidad del Aire 2017-2019 (Plan Aire II), aprobado por el Consejo de Mi-

nistros de 15 de diciembre de 2017 a propuesta del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente (MAPAMA), establece el marco de actuaciones para la mejora de calidad del aire en España. En total, integra 52 medidas, agrupadas en 8 ámbitos: información, fiscalidad ambiental, movilidad, investigación, agricultura y ganadería, sector residencial, sector industrial y transporte, para lo que cuenta con un presupuesto de 276 M€.

Entre las principales medidas destacan la implementación de incentivos económicos para la mejora de la eficiencia energética de los edificios del sector residencial, el establecimiento de ayudas dirigidas a la renovación del parque automovilístico hacia vehículos más eficientes y alternativos, y de ayudas a la mejora de la eficiencia energética del sector ferroviario, con presupuestos respectivos de 200, 50 y 13 M€.

8.4.2.3. Edificios

- **Real Decreto 564/2017, de 2 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.**

Con el fin de garantizar las obligaciones de la Directiva 2010/31/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, procede modificar el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, en lo relativo a las exclusiones del ámbito de aplicación, excluyéndose del mismo los siguientes edificios:



- Edificios protegidos oficialmente por ser parte de un entorno declarado o en razón de su particular valor arquitectónico o histórico, siempre que cualquier actuación de mejora de la eficiencia energética alterase de manera inaceptable su carácter o aspecto.
- Edificios (o partes) utilizados exclusivamente como lugares de culto.
- Construcciones provisionales con un plazo previsto de utilización igual o inferior a 2 años.
- Edificios (o partes) industriales, de defensa y agrícolas no residenciales de baja demanda energética.
- Edificios (o partes) aislados con una superficie útil total inferior a 50 m².
- Edificios que se compren para reformas importantes o demolición.
- Edificios (o partes) existentes de viviendas, cuyo uso sea inferior a 4 meses al año, o bien durante un tiempo limitado al año y con un consumo previsto de energía inferior al 25% de lo que resultaría de su utilización durante todo el año.

Por otra parte, en relación a los edificios de consumo de energía casi nulo, se establece que antes de 2021, los edificios nuevos serán edificios de consumo casi nulo, definidos en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero. Este plazo se adelantará al 31 de diciembre de 2018 en el caso de edificios nuevos de titularidad pública que vayan a estar ocupados.

- **Orden FOM/588/2017, de 15 de junio, por la que se modifican el Documento Básico DB-HE «Ahorro de energía» y el Documento Básico DB-HS «Salubridad», del Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.**

La modificación de los Documentos Básicos DB-HE y DB-HS del CTE responde a la necesidad de adaptar su contenido a lo establecido en la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios, así como de converger con el procedimiento para la certificación energética de edificios definido en el Documento Reconocido de «Condiciones técnicas de los procedimientos para la evaluación de la eficiencia energética de los edificios».

Según lo anterior el Documento Básico DB-HE «Ahorro de energía» se adecua en conformidad con la reciente modificación del Real Decreto 235/2013 en lo relativo a la exclusión del ámbito de aplicación en referencia a la *Sección HE 1-Limitación de la demanda energética*. Por otra parte, la *Sección HE 0-Limitación del consumo energético* se amplía con la introducción de un nuevo término relativo al edificio de consumo de energía casi nulo, entendiéndose como tal, aquel que cumple con las exigencias establecidas el referido Documento Básico para edificios de nueva construcción.

- **Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios existentes (Programa PAREER II)**



Con el fin de promover actuaciones integrales que favorezcan la mejora de la eficiencia energética y el uso de energías renovables en el parque de edificios existentes del sector residencial tuvo lugar el lanzamiento a finales del 2013 por parte del anterior Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), del Programa PAREER-CRECE, con una dotación presupuestaria de 200 M€.

El éxito de este Programa hace necesaria una continuación mediante una segunda convocatoria que permita seguir incentivando la ejecución de medidas de mejora de la eficiencia energética y la utilización de las energías renovables en edificios existentes, con independencia de su uso y de la naturaleza jurídica de sus titulares. Con tal fin se aprueba la segunda convocatoria del *Programa de Ayudas para actuaciones de rehabilitación energética de edificios existentes (PAREER II)* mediante Resolución de 21 de diciembre de 2017 de la Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Las ayudas contempladas consistirán en una entrega dineraria sin contraprestación, calculada como un porcentaje del coste elegible de la actuación, que puede ser mejorada en función de tres criterios: social, eficiencia energética medido por la mejora de la calificación energética y de integración, cuando se realicen varias tipologías de actuación simultáneamente. Esta ayuda podrá ser complementada con un préstamo reembolsable hasta alcanzar el 90% del coste elegible.

El presupuesto de esta convocatoria asciende a la cantidad total de 125.658.000 euros, con origen de fondos en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética, creado por la Ley 18/2014, del 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Las ayudas otorgadas podrán ser cofinanciadas con el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020.

Las tipologías de actuación susceptibles de apoyo son la mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica y de las instalaciones térmicas y de iluminación, así como la sustitución de energía convencional por energías renovables.

Las ayudas objeto de esta convocatoria podrán solicitarse desde el 4 de enero de 2018 hasta el 30 de junio de 2018, siempre y cuando no se haya agotado el presupuesto disponible.

Las actuaciones beneficiarias no podrán haberse iniciado antes de la entrada en vigor del Programa, no considerándose elegible ningún coste facturado antes de la fecha de solicitud de ayuda. El coste elegible deberá estar entre 30.000 € y 4.000.000 €.

Estas ayudas serán incompatibles con otras concedidas, para el mismo fin, por cualesquier Administración o ente público salvo que se acredite que estas últimas se aplican a actuaciones distintas. Como excepción, las ayudas serán compatibles con otras otorgadas por cualquier entidad pública, y hasta el límite máximo del coste de la actuación subvencionada, siempre que el beneficiario sea

una entidad sin actividad mercantil y se cumpla con las condiciones del criterio social establecido en las bases regulatorias o alternativamente con que la ayuda otorgada por la otra entidad incluya criterios sociales o de alta eficiencia energética.

8.4.2.4. Transporte

En el Capítulo 9 se da cuenta de las siguientes actuaciones en este ámbito, por estar más directamente relacionadas con emisiones directas:

- **Plan de Impulso a la Movilidad con Vehículos de Energías Alternativas (MOVEA 2017)**
- **Plan MOVALT Vehículos**
- **Plan Movalt Infraestructura**

8.4.2.5. Servicios

- **Programa de Ayudas para la Renovación de las Instalaciones de Alumbrado Exterior Municipal**

Este programa de ayudas, cuya primera convocatoria se lanzó en mayo de 2015, tiene por objeto promover la realización de actuaciones en el sector de alumbrado exterior municipal que reduzcan las emisiones de CO₂, mediante la ejecución de proyectos de ahorro y eficiencia energética. Así, se establece una línea de financiación a entidades locales para que puedan efectuar la reforma de sus instalaciones de alumbrado exterior bajo diseños de eficiencia energética.

El presente programa, gestionado por el IDAE, se enmarca como una medida dirigida exclusivamente al sector de los servicios públicos, en su vertiente de alumbrado exterior municipal, bajo la modalidad de préstamos reembolsables sin interés, y con unos plazos de amortización de hasta 10 años, que hacen factible la ejecución de esta reforma.

Mediante la Resolución de 11 de abril de 2017 del Director General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) se realiza la segunda convocatoria de este Programa, cuyas bases reguladoras se definen en la Resolución de 6 de marzo de 2017 del Consejo de Administración del IDAE. Esta segunda convocatoria de ayudas cuenta con un presupuesto total de 48,791 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Las ayudas de este programa podrán ser cofinanciadas con fondos FEDER dentro del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible 2014-2020.

Las ayudas podrán solicitarse en el periodo comprendido entre el 25/05/2017 y el 24/04/2018.

- **Programa de Ayudas para Actuaciones de Eficiencia Energética en Desaladoras.**

El presente programa de ayudas, dotado de un presupuesto de 12 M€, tiene por objeto incentivar y promover la realización de actuaciones en desaladoras, que disminuyan las emisiones de dióxido de carbono mediante la ejecución de proyectos de ahorro y eficiencia energética.



Las ayudas reguladas revisten la modalidad de entrega dineraria sin contraprestación, o de préstamo reembolsable y responden a alguna de las siguientes tipologías: mejora de la tecnología en equipos y procesos de desalación; e implantación de sistemas de gestión energética.

El periodo de vigencia de este programa, inicialmente previsto desde el 29 de diciembre de 2015 hasta el 28 de diciembre de 2016, fue

ampliado por un año, mediante la Resolución de 13 de diciembre de 2016, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Dada la evolución del número de solicitudes presentadas, así como el elevado consumo energético de las plantas desaladoras y el gran potencial energético de éstas, se hace necesaria la aprobación, mediante la Resolución de 28 de noviembre de 2017, del Consejo de Administración del IDAE, de una extensión de su vigencia hasta el 30 de abril de 2018.

9. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE



Por su propia naturaleza, las actividades relacionadas con la energía son susceptibles de tener, en mayor o menor grado, un cierto impacto sobre el medio ambiente. Esta relación se pone especialmente de manifiesto en el caso de los combustibles fósiles, por los distintos tipos de emisiones que, necesariamente, se producen en el proceso de su combustión. Así, como revelan los datos presentados en este capítulo, tres de cada cuatro toneladas de CO₂ emitidas en nuestro país se deben a aplicaciones de la energía.

Debido a esta relación, en los últimos años se está produciendo una creciente integración de las políticas públicas en estos dos ámbitos, tanto a nivel europeo como nacional. Un claro exponente de ello es la exigencia a los estados miembros de la UE de disponer de Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima para la década 2021-2030, que garanticen el cumplimiento de los objetivos europeos en los dos ámbitos.

En este capítulo se presentan, en primer lugar, los datos de emisiones de gases de efecto invernadero en España en 2017, elaborados por la Unidad de Inventario de Emisiones, de la Subdirección General de Calidad del Aire y Medio Ambiente Industrial, MITECO (para información más en profundidad, se remite a su publicación «Informe Inventario Nacional, Serie 1990-2017», disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/default.aspx>).

Posteriormente, se reseñan algunos hechos relevantes en el ámbito de la energía y medio ambiente en la esfera internacional y en la Unión

Europea, para finalizar con las actuaciones nacionales más destacadas en este ámbito.

9.1. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2017

Las emisiones totales brutas¹ de gases de efecto invernadero (GEI) en España estimadas para el año 2017 fueron de 340,2 millones de toneladas de CO₂ equivalente (Mt CO₂-eq). Esto representa un incremento de un +4,2% respecto de las emisiones estimadas para el año 2016. En relación a las emisiones del año base para el Protocolo de Kioto, 1990, las de 2017 son un 17,9% más altas. Sin embargo, comparadas con las emisiones de 2005, año de referencia para el establecimiento de objetivos europeos, son un 22,9% menores. Por gases, el dióxido de carbono como tal supuso un 81% de las emisiones totales de GEI, seguido del metano, con un 12%.

Situando la cifra de evolución de las emisiones en el contexto económico, el aumento de +4,2% de las emisiones en 2017 se sitúa por encima del incremento del PIB en ese año, que fue del +3,0%. Así pues, el indicador de intensidad total de CO₂ del PIB (emisiones totales brutas de CO₂ respecto al PIB a precios constantes), ha experimentado también un ligero empeoramiento. Dicho indicador para España venía experimentando desde 2005 una tendencia, en general, descendente, aunque con ciertas fluctuaciones.

¹ Sin considerar las absorciones derivadas de las actividades de usos del suelo, cambios de uso del suelo y silvicultura (acrónimo LULUCF en inglés).

Las emisiones contempladas en el régimen de comercio de derechos de emisiones (EU ETS, por sus siglas en inglés) (40,1% del total) aumentaron un +10,3% respecto al año anterior. Por su parte, los sectores difusos generaron un 59,1% de las emisiones en 2017, registrando un aumento de +0,5% respecto a 2016 y situándose en un nivel de emisiones de -15,1% respecto al año 2005, y por debajo de la asignación anual de emisiones (AEA) para España en el año 2017 (218,3 Mt CO₂-eq).

En cuanto al desglose sectorial, un gran número de sectores experimentaron un aumento de sus emisiones totales brutas, aunque la principal subida fue debida a la generación de electricidad.

A continuación se detallan las principales variaciones interanuales observadas por sectores:

- Transporte.** En 2017, este sector constituyó un 26% del total de las emisiones de GEI, y registró un aumento de sus emisiones de un +3,1% respecto del año 2016. Esto fue debido principalmente al incremento de las emisiones del transporte por carretera (24% del total de las emisiones, con un incremento interanual de +1,7%), y a un notable aumento en el consumo de combustibles en la navegación doméstica (0,9% del total de las emisiones, con un incremento interanual del +59%, recuperando niveles del año 2010). Por su parte, aunque con un menor peso en el global del sector, el transporte por ferrocarril y la navegación aérea (0,1% y 0,8% del total de las emisiones, respectivamente) también registraron un aumento en sus emisiones (+4,4% y +4,9% respectivamente).
- Generación eléctrica** (20% del total de las emisiones): Aumento del +16,9% de las emisiones en la generación eléctrica respecto al año anterior, debido a un marcado descenso en la generación hidráulica en un año hidrológicamente muy seco (2017 fue el año más cálido y el segundo más seco desde 1965). La menor generación hidráulica se vio compensada por el aumento de la producción eléctrica en centrales térmicas de carbón y ciclos combinados, con una estabilización de la producción eólica. Pueden encontrarse más detalles al respecto en el capítulo 3, relativo al sector eléctrico.
- Industria** (19% del total de las emisiones): En total, aumentó sus emisiones en un +3,5%. De ellas, en 2017 se estima un aumento de aquellas debidas a combustión del +7,1%, ligado al incremento de estas emisiones en el régimen ETS. De igual manera, las emisiones de los procesos de manufactura de minerales no metálicos (cemento, cal, vidrio y cerámica) registraron variaciones interanuales al alza (+1,9%). Sin embargo, las emisiones de proceso de la industria química y de la metalurgia redujeron sus emisiones respecto al año anterior (-1,2% y -23% respectivamente).
- Residencial, Comercial e Institucional (RCI)** (8% del total de las emisiones): Disminución global de las emisiones de la categoría de un -3,3%, en un año climatológicamente cálido.
- Agricultura** (12% del total de las emisiones): aumento de las emisiones (+3,1%) del total del sector respecto al año anterior. Las actividades ganaderas, responsables del 66% de las emi-

siones, aumentaron sus emisiones un +2,0% debido principalmente al aumento de la cabaña de vacuno de carne (+2,7%) y de porcino blanco (+3,8%). Por su parte el resto de actividades agrícolas aumentaron sus emisiones un +5,1% debido fundamentalmente a la subida en el consumo de fertilizantes inorgánicos (+9,2%, respecto al año anterior). Las emisiones derivadas de la maquinaria agrícola, forestal y pesquera (3,5% del total de las emisiones nacionales) también se vieron incrementadas (+2,3%) en 2017.

- **Residuos** (4% del total de las emisiones): se estiman unas emisiones en 2017 muy similares a las del año anterior (variación de -0,8%), debido a la reducción de emisiones accidentales de residuos.
- **Refino** (3% del total de las emisiones): se experimentó una disminución de las emisiones del sector refino de un -1,9% respecto al año 2016.
- **Gases fluorados** (2% del total de las emisiones): las emisiones derivadas del uso de gases

fluorados disminuyeron un -17,2% consecuencia del efecto del impuesto sobre el uso de estos gases.

Si se agrupan las emisiones registradas en 2017 en los distintos sectores económicos relacionadas con el uso de la energía (CRF 1 en la nomenclatura de inventario), éstas representaron un 76,1 % de las emisiones totales brutas en España, por lo que es en este ámbito en el que hay que focalizar el esfuerzo de descarbonización de la economía. Según se puede observar en la Tabla 9.1, dichas emisiones experimentaron un aumento del 6,2% respecto del año anterior. El principal grupo de actividades lo constituyen el transporte (1A3) y las industrias del sector energético 1A1 (centrales térmicas, refinerías de petróleo, transformación de combustibles), pues suponen el 34 % y el 31 % de las emisiones del sector respectivamente, en 2017.

Por otro lado, de las emisiones brutas presentadas hasta aquí han de sustraerse las absorciones derivadas de las actividades de usos del suelo, cambios de uso del suelo y silvicultura (LULUCF). Para

TABLA 9.1. EMISIONES DE CO₂-EQ DEL SECTOR ENERGÍA (CRF 1) (CIFRAS EN KT)

Total Energía	1990	2005	2015	2016	2017
A. Combustión de combustibles	209.305	340.069	249.885	239.248	254.288
1. Industrias de la Energía	78.912	126.739	86.405	71.053	81.248
2. Industrias manufactureras y de la construcción	45.086	68.177	40.117	40.588	43.462
3. Transporte	58.655	102.300	83.235	86.103	88.784
4. Otros sectores	26.352	42.348	39.607	41.014	40.308
5. Otros	301	505	521	490	486
B. Emisiones fugitivas de combustibles	3.867	3.484	4.553	4.600	4.626
1. Combustibles sólidos	1.638	693	134	90	83
2. Emisiones de petróleo, gas natural y otras procedentes de la producción de energía	2.229	2.791	4.419	4.510	4.543
Total Energía	213.172	343.553	254.438	243.848	258.913

el año 2017 se han estimado unas absorciones de 38,3 millones de toneladas de CO₂-eq. Estas absorciones, que suponen un 11,3% de las emisiones brutas totales nacionales, aumentaron un +0,3% respecto a las estimadas para el año 2016. Dicho ligero incremento está ligado a la compensación de la disminución de las absorciones del sector forestal (-1,6%), consecuencia de la disminución del efecto de las repoblaciones sobre el incremento de biomasa forestal, por el aumento de las absorciones en los cultivos agrícolas (+9,0%) y en los productos madereros (+34,4%).

Una vez descontadas las absorciones *LULUCF* de las emisiones brutas indicadas anteriormente, 340,2 Mt CO₂-eq, las emisiones totales netas de CO₂ equivalente resultan en 301,9 Mt CO₂-eq para el conjunto de sectores en España en 2017.

Al margen de las emisiones de gases de efecto invernadero, tratadas en el presente apartado, se remite a las publicaciones de la Unidad de Inventario de Emisiones, reseñada anteriormente, para detalle sobre otros tipos de emisiones contaminantes, como óxidos de nitrógeno, partículas, etc., que también se originan al hacer uso de determinadas fuentes de energía.

9.2. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

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 se comprometieron a limitar las emisiones de los seis ga-

ses de efecto invernadero entre 1990 y el período 2008-2012.

En la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de NN.UU. sobre el Cambio Climático (COP21) celebrada en París en diciembre de 2015, 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante mundial sobre el clima. Este acuerdo establece un plan de acción mundial que pone el límite del calentamiento global muy por debajo de 2 °C.

El Acuerdo de París, liderado por la Unión Europea, es un acuerdo ambicioso en tanto en cuanto tiene como objetivo fundamental evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2 °C respecto a los niveles preindustriales. Por otro lado, se aborda la necesidad de adaptarse a los efectos adversos del cambio climático, así como reconocer las necesidades de los países más vulnerables.

Como ya se indicó en el Capítulo 1, del 6 al 17 de noviembre de 2017 se celebró en Bonn (Alemania) la vigésimo tercera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de NN.UU. sobre el Cambio Climático (COP23), así como la decimotercera (13ª) sesión de la Conferencia de las Partes en calidad de Reunión de las Partes del Protocolo de Kioto (COP-MOP13). A continuación, se presentan con más detalle sus aspectos más importantes:

En la COP23 se ha continuado el trabajo para lograr la plena implementación del Acuerdo de París, ya que aunque de marcado carácter técnico, se han sentado las bases del trabajo a desarrollar a lo largo del año 2018 cuando se tendrán que cerrar todos los elementos del Programa de Trabajo del Acuerdo de París en la COP24.



De entre los acuerdos logrados en la Conferencia de Bonn destacan los siguientes:

- Programa de Trabajo del Acuerdo de París

Las negociaciones sobre el Programa de Trabajo del Acuerdo de París, realizadas en el marco de la segunda reunión de las Partes en calidad de reunión de las Partes del Acuerdo de París (CMA1-2), que es el máximo órgano de decisión del Acuerdo, han dado lugar a avances en los distintos textos con los que articular cada una de las áreas concretas del Acuerdo. Estos documentos recogen las posiciones de todas las Partes, estableciendo una base para la negociación en 2018 sobre la que ir identificando opciones claras para aplicar París y que deberán resolverse en la COP24 de Katowice (Polonia).

Los puntos clave de las negociaciones han girado en torno a las siguientes cuestiones:

- En lo que se refiere a **mitigación**, se han discutido las características de las contribuciones de los países, así como la información mínima a incluir a la hora de presentarlas en la Convención y sus reglas de contabilidad, aunque sin lograr una posición común entre los países en desarrollo y los países desarrollados.
- Se han logrado avances sobre cómo podrían funcionar los **instrumentos de cooperación** creados en el artículo 6 del Acuerdo de París, entre los que se barajan tanto enfoques de mercado como de no mercado que faciliten el cumplimiento de las contribuciones.

- En el ámbito de la **adaptación** se ha avanzado en la definición de directrices sobre las comunicaciones de adaptación establecidas en el Acuerdo de París, y también se ha acordado poner en marcha un espacio para buscar soluciones y medios para hacer frente a los efectos extremos producidos por el cambio climático en los países vulnerables.
- En el marco de **transparencia** común se han consolidado una serie de elementos o bloques con los que se ha ido dando forma a un posible esquema para el desarrollo de la evaluación quinquenal del progreso hacia los objetivos del Acuerdo de París.

- Diálogo de Talanoa

Se ha conseguido un apoyo general al enfoque de la Presidencia de Fiyi para la organización del Diálogo Facilitativo de 2018, ahora denominado Diálogo de Talanoa.

Este Diálogo es uno de los elementos acordados en París que se establece con el objetivo de hacer una evaluación de los esfuerzos colectivos de los países en materia de mitigación antes del primer balance global en 2023. Este Diálogo, que se desarrollará a lo largo de todo 2018, será el siguiente hito político donde todos los países evaluarán dónde están y cómo llegar al objetivo de los 2 °C y será fundamental para aumentar la ambición en la preparación de las siguientes contribuciones nacionales (NDCs), en 2020.

Fiyi ha planteado un proceso participativo e integrador, que debe analizar dónde se está y



cómo se llega al objetivo de los 2 °C, a través de una fase técnica, que tendrá lugar a lo largo del año 2018, y una fase política, que se desarrollará en la COP24 en Polonia.

- Avances sobre compromisos y acciones pre-2020

Se ha acordado impulsar la discusión sobre la implementación de las distintas acciones y compromisos a los que se han comprometido los países y cuya aplicación debe llevarse a cabo antes de 2020. Para ello, se ha reforzado este debate con el establecimiento de evaluaciones anuales en 2018 y 2019 sobre la implementación de los compromisos a 2020 de los países. Con este enfoque se trata de dar una mayor visibilidad a las distintas acciones en marcha y asegurar que se mantiene la urgencia en la lucha contra el cambio climático en la agenda internacional.

En este contexto, la Unión Europea, por su parte, ha dado un mensaje claro de su voluntad de finalizar el proceso de ratificación de la Enmienda de Doha, relativa al segundo periodo del Protocolo de Kioto.

- Fondo de Adaptación

En la COP22 de Marrakech los países acordaron que el Fondo de Adaptación, que se estableció en el ámbito del Protocolo de Kioto, debería continuar funcionando en el contexto del Acuerdo de París.

En Bonn se ha acordado renovar este fondo con 93,3 millones de dólares, superando el objetivo

establecido para este año en 13 millones de dólares.

- Otras cuestiones acordadas

Se ha acordado la adopción de un Plan de Acción sobre Género que consolida los distintos mandatos existentes sobre género en un único texto orientado a acciones concretas. El objetivo fundamental de este Plan es promover la participación efectiva de las mujeres, tanto dentro del proceso de negociación como a la hora de desarrollar políticas nacionales de lucha contra el cambio climático.

Por otro lado, se ha lanzado una Plataforma para promover la participación y el diálogo de las comunidades locales y los pueblos indígenas, uno de los grupos que más directamente se ve afectado por el cambio climático, en las discusiones climáticas.

Adicionalmente destaca que se consiguió cerrar la negociación sobre agricultura abierta desde hace 6 años y que ahora pasará a conversaciones conjuntas técnicas y de implementación donde se revisarán medidas relacionadas con la adaptación o la seguridad alimentaria.

9.3. HECHOS RELEVANTES EN LA UNIÓN EUROPEA

A nivel europeo, se ha seguido trabajando en las distintas dimensiones del denominado «Paquete de Invierno», que ya ha sido mencionado en capítulos anteriores.



A continuación, se va a hacer especial mención a dos ámbitos de especial relevancia en la relación energía-medio ambiente: el régimen de comercio de derechos de emisión, y el control de las emisiones de los sectores industriales.

9.3.1. Régimen de comercio de derechos de emisión

Durante 2017 se ha avanzado en la elaboración de los instrumentos para poner en práctica el nuevo sistema de comercio de derechos de emisión a través de la propuesta de Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones rentables de emisiones y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, que será de aplicación para el período 2021-2030.

El **régimen de comercio de derechos de emisión de la UE** (en adelante RCDE) se inició en 2005 para promover la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de un modo rentable y económicamente eficiente. Este sistema limita el volumen de los gases de efecto invernadero que pueden emitir las industrias con gran consumo de energía, los productores de energía y las compañías aéreas. Los derechos de emisión están limitados en un nivel máximo establecido por la UE, y las empresas reciben o compran derechos individuales. El límite se reduce con el tiempo del tal modo que la cantidad de emisiones disminuye gradualmente.

Actualmente, y hasta el año 2020, se encuentra en vigor el **régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (2013-2020)**,

según lo establecido en la Directiva de Régimen para el Comercio de Derechos de Emisión 2009/29/CE de 23 de abril de 2009, que ha modificado la Directiva 2003/87/CE. El nuevo régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en su **fase 3 (2013-2020)** reforzó el RCDE de la fase anterior de forma que, a partir de 2013, dispuso de unas reglas más armonizadas a nivel comunitario. La implantación de la nueva Directiva RCDE UE requirió el desarrollo por parte de la Comisión de un conjunto de medidas, previo acuerdo de los Estados miembros, mediante el procedimiento de comitología.

A partir de la **fase 3 (2013-2020)** los sectores con instalaciones fijas sujetas al RCDE UE, según las emisiones que puedan medirse, notificarse y verificarse con un alto nivel de precisión, son las siguientes:

- **Dióxido de carbono** producido por:
 - Generación de electricidad y calor: centrales eléctricas y otras plantas de combustión con una potencia térmica nominal superior a 20 MW (excepto las instalaciones de incineración de residuos peligrosos o urbanos)
 - Sectores industriales de elevado consumo de energía, en particular: las refinerías de petróleo, los hornos de coque, la producción de hierro y acero, cemento sin pulverizar, vidrio, cal, ladrillos, productos de cerámica, pasta de papel, cartón, ácidos y productos químicos orgánicos en bruto, y
 - Aviación comercial
- Óxido nítrico procedente de la producción de ácido nítrico, ácido adípico, ácido glioxílico y glioxal

- **Perfluorocarbonos** derivados de la producción de aluminio.

La participación en el RCDE UE es obligatoria para las empresas de estos sectores, pero:

- en algunos sectores solo se incluyen las fábricas que superan cierto tamaño
- pueden incluirse algunas instalaciones pequeñas si los gobiernos establecen medidas fiscales o de otra índole que reduzcan sus emisiones en una cantidad equivalente
- en el sector de aviación, hasta 2016 solo se aplica en vuelos entre aeropuertos dentro del Espacio Económico Europeo (EEE).

Las características fundamentales de esta **fase 3 del RCDE UE (2013-2020)** son las siguientes:

- Se aplica **un solo límite a las emisiones para toda la UE**, en lugar del régimen anterior de límites nacionales.
- La **subasta** es el método determinado para la asignación de derechos, en lugar de la asignación gratuita, y se aplican **normas armonizadas** para la asignación de los derechos que se siguen dando de forma gratuita.
- Se incluyen **más sectores y gases**.
- Se han reservado 300 millones de **derechos de reserva de nuevos entrantes** para financiar el desarrollo de tecnología innovadoras en ener-

gías renovables y almacenamiento y captura de carbono (Programa NER 300).

Estas medidas se fueron completando hasta el año 2017 configurando un régimen con un funcionamiento apoyado en los siguientes mecanismos:

Derechos de emisión y asignación gratuita

Durante el año 2017 se ha continuado el proceso de asignación gratuita de derechos de emisión para nuevos entrantes y ajustes en la asignación por cambios en el nivel de actividad o capacidad de la instalación (ceses parciales, recuperaciones de actividad, ceses definitivos o descensos significativos de capacidad), en aplicación de la Decisión de la Comisión, de 27 de abril de 2011, por la que se determinan las normas transitorias de la Unión Europea para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

Aunque en la **fase 3 (2013-2020)** la subasta es el método por defecto para asignar derechos de emisión a las empresas que participan en el RCDE UE, algunos derechos de emisión siguen asignándose de manera gratuita hasta 2020 y después de este año. Se aplican los siguientes principios:

- La producción de electricidad deja de recibir derechos de emisión gratuitos.
- Los derechos de emisión se distribuyen gratuitamente de acuerdo con las normas armonizadas a escala de la UE.



- La asignación gratuita se basa en unos parámetros de referencia con objeto de reforzar los incentivos para reducir emisiones de gases de efecto invernadero y recompensar a las instalaciones más eficientes.
- Se prevé una reserva de nuevos entrantes a nivel de la UE equivalente al 5% de la cantidad total de derechos para la fase 3.

La asignación gratuita de derechos de emisión a instalaciones industriales responde a la voluntad de atajar el riesgo potencial de fuga de carbono.

Fuga de carbono

Se entiende por fuga de carbono la situación que puede producirse cuando, por motivos de costes derivados de las políticas climáticas, las empresas trasladan su producción a otros países con límites de emisión menos estrictos (fuera de la UE), lo que puede provocar un aumento en las emisiones globales. El riesgo de fuga de carbono puede ser mayor en ciertas industrias de alto consumo energético.

Dentro del RCDE UE, las instalaciones industriales que se consideran expuestas a un riesgo significativo de fuga de carbono reciben un trato especial para mantener su competitividad, y son las que figuran en las listas oficiales que tienen una validez de cinco años. Estas listas son aprobadas por Decisión de la Comisión Europea previo acuerdo de los Estados miembros y el Parlamento Europeo (a través del llamado procedimiento de comitología) y tras una amplia consulta con las partes interesadas.

Según el artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, un sector se considera expuesto a un riesgo de fuga de carbono cuando:

- la suma de los costes adicionales directos e indirectos derivados de la aplicación de la Directiva aumentaría el coste de producción al menos un 5%, y cuando
- el conjunto de importaciones y exportaciones del sector con países no pertenecientes a la UE es superior al 10%.

También se considera expuesto un sector o subsector cuando se cumple alguna de las condiciones anteriores, en el caso de que el coste de producción aumente al menos un 30%, o si la intensidad del comercio con países no pertenecientes a la UE supera el 30%.

Esta estimación de costes tiene en cuenta el hecho de que los sectores que no están en la lista de fuga de carbono también son elegibles para recibir derechos gratuitos, aunque en menor medida que los de la lista.

El número de derechos gratuitos asignados a cada instalación se calcula mediante una fórmula que multiplica el volumen de producción (en toneladas) por el parámetro de referencia para el producto en cuestión (en emisiones por tonelada de producto). Para los sectores y subsectores incluidos en la lista de riesgo de fuga de carbono, la asignación gratuita se multiplica por un factor de 1 (100%), mientras que en el resto de sectores la asignación será multiplicada por una cifra más

baja (80% en 2013, reduciéndose cada año hasta alcanzar el 30% en 2020).

Dentro del Marco sobre clima y energía para 2030, los líderes de la UE han decidido mantener las medidas sobre fuga de carbono hasta 2030.

En España el **Real Decreto 1055/2014**, de 12 de diciembre, establece un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015.

En el año 2017, a propuesta conjunta de los anteriores Ministerio de Economía, Industria y Competitividad y Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, se ha elaborado el **Real Decreto 655/2017**, de 23 de junio, que modifica el Real Decreto 1055/2014 con objeto de mantener la continuidad del mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero hasta el 31 de diciembre de 2020, en línea con el marco establecido por las Directrices comunitarias relativas a determinadas medidas de ayuda estatal en el contexto del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero establecidas para el periodo 2013-2020 ambos inclusive.

En lo relativo a las subvenciones previstas en el anterior Real Decreto 1055/2014, el Real Decreto 655/2017 introduce modificaciones de carácter formal en relación con las bases reguladoras, en beneficio de su operatividad, e incluye cambios en

el porcentaje de la intensidad de la subvención a percibir y en la forma de presentación de la solicitud de las mismas, entre otros. Al igual que en ocasiones anteriores, las subvenciones podrán ser solicitadas tanto por empresas que estén incluidas en el RCDE UE como por aquellas que no lo estén, siempre que realicen unas actividades o fabriquen alguno de los productos enumerados en el Anexo II de la Comunicación de la Comisión (2012/C 158/04). Además, son compatibles con la percepción de otras subvenciones que tengan como objetivo la compensación de los costes relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero repercutidos en los precios de la electricidad.

Subastas

Desde que comenzó la fase 3 del RCDE UE, la subasta a través del mercado primario es la modalidad por defecto de asignación de derechos. Eso implica que se subastarán más de la mitad de los derechos de emisión y que esta proporción aumentará de forma continua a lo largo del periodo de comercio.

El **Reglamento (UE) 1031/2010** de la Comisión, de 12 de noviembre de 2010, especifica el calendario, la gestión y demás aspectos de la forma en que se deben llevar a cabo las subastas para garantizar un proceso abierto, transparente, armonizado y no discriminatorio. El modelo de subasta que se establece en el Reglamento está basado en una plataforma común de la que, bajo ciertas condiciones, pueden separarse los Estados miembros que deseen implantar plataformas propias. Ale-



mania, Polonia y Reino Unido disponen de plataformas propias, mientras que España, junto con los otros 23 Estados miembros restantes, subasta sus derechos de emisión en la plataforma común. La Decisión 2015/1814 propone retirar automáticamente del mercado un porcentaje de los derechos de emisión del RCDE UE, que se incorporará a una reserva cuando el número total de derechos en circulación supere un determinado umbral predefinido. Cuando suceda lo contrario, los derechos de emisión volverán a introducirse en el mercado. La reserva se establecerá en 2018 y será operativa a partir del 1 de enero de 2019.

De este modo, la reserva de estabilidad del mercado absorbe o emite derechos si la cantidad total de derechos de emisión en circulación se encuentra fuera de un rango predefinido. La reserva también absorberá los derechos aplazados, los 900 millones de derechos cuya subasta se aplazó del periodo 2014-2016 al periodo 2019-2020, y los derechos no asignados, que se transferirán directamente a la reserva de estabilidad del mercado en 2020. Con este aplazamiento de subastas en la tercera fase se pretende reequilibrar la oferta y la demanda a corto plazo y reducir la volatilidad de los precios sin efectos significativos sobre la competitividad.

Acuerdo para la modificación de la Directiva 2003/87/CE

Uno de los objetivos acordados por el Consejo de Europa como parte del Marco de actuación en materia de clima y energía para el 2030 es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la UE al menos un 40% para 2030 con

respecto a los niveles de 1990. Para ello, **es necesaria la reforma del RCDE UE** de manera que se garantice el buen funcionamiento del sistema.

Durante el año 2017 se ha negociado la **nueva Directiva que modifica la Directiva 2003/87/CE** mediante el procedimiento legislativo ordinario.

El acuerdo alcanzado recoge tres aspectos fundamentales: **medidas de refuerzo del sistema**, protección de la industria del **riesgo de fugas de carbono** y la revisión de los **mecanismos de financiación**.

La revisión reforzará el RCDE mediante la introducción de los siguientes elementos:

- El límite del volumen total de emisiones se reducirá anualmente en un 2,2% (**factor de reducción lineal**).
- El número de derechos de emisión que se colocarán en la **reserva de estabilidad del mercado** se duplicará temporalmente hasta el final de 2023, pasando del 12 al 24 % (**tasa de alimentación**).
- A partir de 2023, la cantidad de derechos que se encuentre en la Reserva **por encima del volumen de subasta anual se cancelará**.
- Las disposiciones de la nueva Directiva RCDE **se revisarán periódicamente**, en particular las normas relativas a la fuga de carbono y el factor de reducción lineal, y la Comisión evaluará la necesidad de políticas o medidas adicionales en el contexto de cada balance de conformidad con el Acuerdo de París.

El RCDE revisado contiene una serie de disposiciones para **proteger a la industria del riesgo de fugas de carbono** y evitar la aplicación de un factor de corrección intersectorial. Las principales disposiciones son las siguientes:

- La **cuota de derechos de emisión que se subastará** será del 57%, con una reducción condicionada de la cuota de subasta de un 3% en caso de que se aplique el factor de corrección intersectorial. Si se activa, se aplicará de manera sistemática en todos los sectores.
- Las **normas de asignación gratuita** se han adaptado mejor a los niveles de producción de las empresas y los parámetros de referencia utilizados para determinar la asignación gratuita se han actualizado. La bolsa de **derechos disponible para asignar gratuitamente** será del 40,9 % al 43,9 % del total de derechos para asignar a instalaciones existentes.
- Los sectores con mayor riesgo de deslocalizar su producción fuera de la UE recibirán la **asignación gratuita completa**. La tasa de asignación gratuita para los sectores menos expuestos a la fuga de carbono ascenderá al 30%. Después de 2026 se iniciará una eliminación progresiva de dicha asignación gratuita para los sectores menos expuestos, con la excepción del sector de las redes urbanas de calefacción.
- La **reserva de nuevos entrantes** contendrá inicialmente derechos de emisión no utilizados del actual periodo 2013-2020 y 200 millones de derechos de emisión de la reserva de estabilidad del mercado. Hasta 200 millones de dere-

chos de emisión serán devueltos a la reserva de estabilidad del mercado si no se utilizan durante el periodo 2021-2030.

- Los Estados miembros pueden seguir ofreciendo una **compensación por los costes indirectos del carbono** en consonancia con las normas sobre ayudas estatales. También se refuerzan las disposiciones sobre notificación y transparencia.

Un objetivo clave del RCDE revisado es ayudar a la industria y al sector energético a hacer frente a los retos de innovación e inversión que supone la transición hacia una economía hipocarbónica. A tal efecto se crearán los siguientes mecanismos de financiación:

- Se renovará el instrumento NER₃₀₀ vigente, que proporciona apoyo continuado a la innovación hipocarbónica en fuentes de energía renovables y en proyectos de captura y almacenamiento de carbono. El ámbito de aplicación del ahora llamado **fondo de innovación** se ampliará a los sectores industriales (incluida la captura y utilización de carbono), y su volumen inicial procedente de asignación gratuita y subasta será de 400 millones de derechos de emisión. El fondo puede incrementarse con hasta 50 millones de derechos de emisión adicionales en caso de que la reducción condicionada de la cuota de subasta no sea necesaria o sea necesaria por debajo del 3%.
- Se financiará un **fondo de modernización** sustrayendo el 2% de los derechos de emisión totales para fomentar la eficiencia energética y la modernización del sector de la energía en los Estados miembros cuyo PIB per cápita sea infe-



rior al 60% de la media de la UE. El fondo puede incrementarse hasta en un 0,5% en caso de que la reducción condicionada de la cuota de subasta no sea necesaria o sea necesaria por debajo del 3%. La mayor parte de los recursos del fondo se utilizarán para apoyar las inversiones en la generación y utilización de electricidad procedente de fuentes renovables, la mejora de la eficiencia energética, el almacenamiento de energía y la modernización de las redes de energía, además de apoyar una transición justa en regiones dependientes del carbono. Se excluirán los proyectos de generación de energía que utilicen combustibles fósiles sólidos, a excepción de las redes urbanas de calefacción en los Estados miembros cuyo PIB per cápita sea inferior al 30% de la media de la UE en 2013. Si se recurre a esta opción, se deberán usar derechos de emisión de un valor al menos equivalente para inversiones que no utilicen combustibles fósiles sólidos para modernizar el sector energético.

- Los Estados miembros de menor renta podrán también **modernizar sus sectores energéticos** hasta un límite del 40% de los derechos de emisión para subasta. Esta cuota puede aumentar hasta el 60% con cargo a la cuota de solidaridad siempre que se transfiera un importe equivalente al fondo de modernización.

9.3.2. Control de las emisiones de los sectores industriales

Mediante la Directiva 2010/75/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de

2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) (DEI), se refundieron la Directiva IPPC y seis directivas sectoriales en una única y nueva directiva sobre emisiones industriales, que refuerza la aplicación de las mejores técnicas disponibles (MTD) en la Unión Europea, en especial mediante la restricción de la divergencia de las MTD a casos concretos y con un mayor énfasis en la justificación de las condiciones establecidas en los permisos.

Los elementos clave de la DEI se detallan a continuación:

- concreta más el concepto de mejores técnicas disponibles, así como el papel de los documentos BREF
- hace más estrictos los actuales valores límite de emisión europeos
- introduce requisitos mínimos relativos a la inspección y revisión de las condiciones del permiso y los informes de cumplimiento
- proporciona incentivos para la innovación ecológica y apoya la creación de mercados de vanguardia
- amplía el ámbito de aplicación de la Directiva IPPC para cubrir instalaciones adicionales y lo concreta más en relación con determinados sectores
- dispone normas relativas a la protección del suelo y las aguas subterráneas.

Trasposición de la Directiva 2015/2193/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de noviembre, sobre limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas

Las emisiones procedentes de las grandes instalaciones de combustión vienen siendo reguladas desde hace años. Sin embargo, las emisiones procedentes de la combustión de combustibles en instalaciones medianas no lo habían sido, aunque la combustión de ciertas instalaciones y dispositivos se regulan mediante medidas de ejecución contempladas en la Directiva 2009/125/CE.

Mediante la Directiva 2015/2193/UE se vino a regular las emisiones a la atmósfera de los contaminantes: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas procedentes de las instalaciones de combustión medianas, con una potencia térmica nominal superior o igual a 1 MW e inferior a 50 MW, ya que las emisiones de este tipo de instalaciones contribuyan cada vez más a la contaminación del aire atmosférico debido, en particular, al creciente uso de la biomasa como combustible, impulsado por las políticas sobre el clima y energía.

Los Estados miembros debían trasladar a su legislación la directiva antes del 19 de diciembre de 2017. El 21 de febrero de 2017 finalizó el plazo de consulta pública previa sobre la incorporación al ordenamiento jurídico español de la Directiva (UE) 2015/2193 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de noviembre de 2015, sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de de-

terminados contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas.

Directiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de diciembre de 2016, relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, por la que se modifica la Directiva 2003/35/CE y se deroga la Directiva 2001/81/CE

Esta Directiva, conocida como la **Directiva de Techos de Emisión** y que entró en vigor el 31 de diciembre de 2016, tiene como objetivo fundamental contribuir efectivamente a que se alcance el objetivo a largo plazo de la Unión Europea en materia de calidad del aire.

Para ello los Estados miembros deben cumplir los compromisos de reducción de emisiones establecidos en la presente Directiva desde 2020 a 2029 y a partir de 2030. Para garantizar avances demostrables hacia la consecución de los compromisos de 2030, los Estados miembros deben determinar en 2025 unos niveles indicativos de emisión que sean técnicamente viables y no supongan costes desproporcionados, y deben procurar cumplir esos niveles.

En el caso de España esta Directiva recoge los siguientes objetivos por contaminante y período (Reducción de las emisiones en comparación con el año de referencia (2005)) (tabla 9.2.).

Para la consecución de estos objetivos cada Estado miembro debe elaborar, adoptar y aplicar un

TABLA 9.2. OBJETIVOS POR CONTAMINANTE Y PERÍODO

Contaminante	Para cualquier año entre 2020 y 2029	Para cualquier año a partir de 2030
SO ₂	67%	88%
NO _x	41%	62%
COVNM	22%	39%
NH ₃	3%	16%
PM _{2,5}	15%	50%

Programa Nacional de control de la contaminación atmosférica (PNCCA) con el fin de cumplir sus compromisos de reducción de emisiones y contribuir efectivamente a la consecución de los objetivos de calidad del aire, y en el que se incluyan las medidas aplicables a todos los sectores pertinentes.

El artículo 20 de la Directiva (UE) 2016/2284 establece su transposición al ordenamiento jurídico de los Estados miembros antes del 1 de julio de 2018.

9.4. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO NACIONAL

9.4.1. Emisiones de gases de efecto invernadero

Al margen de los datos presentados en el primer apartado de este capítulo, a continuación se mencionan los hechos más relevantes acaecidos en 2017 en el marco de las distintas políticas.

- **Régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2013-2020**

Los puntos más significativos de la **aplicación del RCDE UE en España** durante el 2017 son los siguientes:

- En la comparativa entre emisiones y asignación de derechos en el periodo 2013-2016, el conjunto de instalaciones afectadas ha tenido un **déficit de asignación del 52%**, debido fundamentalmente al hecho de que desde el 1 de enero de 2013 la generación de electricidad no recibe asignación gratuita.
- Se ha tramitado la asignación a cinco grupos de nuevos entrantes: 38 ampliaciones y 31 instalaciones nuevas que han recibido asignación.
- En el 2017 España participó en 140 subastas e ingresó 493,6 millones de euros, siendo el precio medio del CO₂ de 5,77 euros/derecho.

- **Asignación gratuita derechos de emisión a nuevos entrantes**

Con fecha 21 de abril de 2017, el Consejo de Ministros adoptó, a propuesta de los anteriores Ministerios de Economía, Industria y Competitividad; de Energía, Turismo y Agenda Digital; y de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente, la asignación individual de derechos de emisión al cuarto conjunto **de instalaciones** que solicitan asignación como nuevos entrantes del periodo 2013-2020 y se encuentran



incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

• **Hoja de Ruta de Sectores Difusos 2020**

Los sectores difusos abarcan las actividades no sujetas al comercio de derechos de emisión. Representan por tanto aquellos sectores menos intensivos en el uso de la energía. Forman parte de esta categoría los siguientes sectores: residencial, comercial e institucional, transporte, agrícola y ganadero, gestión de residuos, gases fluorados, y pequeña industria no sujeta al comercio de emisiones.

La Unión Europea se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores difusos en el año 2020 un 10% respecto a los niveles del año 2005. El esfuerzo necesario para conseguir esta reducción global se reparte entre los distintos Estados miembros a través de la **Decisión de Reparto de Esfuerzos** (Decisión 406/2009/CE).

En septiembre de 2014, el anterior Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente elaboró la **Hoja de Ruta de los Sectores Difusos hasta el año 2020**, que consta de 43 medidas para reducir las emisiones de CO₂ de los sectores difusos, en concreto de los sectores residencial, transporte, agrícola y ganadero, re-

siduos, gases fluorados e industria no sujeta al sistema de comercio de derechos de emisión. Se trata de una herramienta de toma de decisiones para cumplir con los objetivos nacionales de reducción de emisiones en los sectores difusos, dentro del marco del actual Paquete de Energía y Cambio Climático adoptado por la Unión Europea. En el caso de España este objetivo es la **reducción del 10%** de las emisiones de estos sectores en el año 2020 con respecto a las emisiones de los mismos en el año 2005.

Las medidas que comporta la Hoja de Ruta de Sectores Difusos 2020 se han acordado en grupos de trabajo de la Administración General del Estado, de la Administración Autonómica y Local, junto con expertos sectoriales, y que, además, han sido consultadas más de 40 organizaciones, entre las que se encuentran universidades, asociaciones, sindicatos, cooperativas y empresas especializadas.

Mediante las Decisiones 2013/162/UE, 2013/634/UE y 2017/1471/UE se determinaron las asignaciones anuales de emisiones (AEAs) de cada uno de los estados miembros, que marcan la senda de cumplimiento anual. En el caso de España la senda se muestra en la tabla 9.3.

En lo relativo al periodo 2021-2030, en octubre de 2014 se aprobó en el Consejo Europeo el compromiso a nivel europeo para este periodo. Los sectores difusos deben contribuir al objeti-

TABLA 9.3. ASIGNACIONES CORRESPONDIENTES A ESPAÑA

Año	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
AEA (ktCO ₂ eq)	227.563	225.648	223.733	221.817	218.263	216.306	214.348	212.390



vo global de reducción de emisiones de la Unión Europea con una **reducción del 30%** respecto a los niveles de 2005. El reparto entre los estados miembros de este esfuerzo está en proceso de negociación.

• **Proyectos CLIMA**

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible crea, en su artículo 91, el **Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO₂)**.

Este nuevo instrumento de financiación climática, se concibe con el objetivo de **reorientar la actividad económica hacia modelos bajos en carbono**, al mismo tiempo que se contribuye al cumplimiento de los objetivos internacionales asumidos por España en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. El **Real Decreto 1494/2011**, de 24 de octubre, por el que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible, define sus principios de actuación.

Los **Proyectos Clima** del Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO₂) son proyectos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero desarrollados en España. Están concebidos para marcar una senda de transformación del sistema productivo español hacia un modelo bajo en carbono.

Los Proyectos Clima han de estar ubicados en España, y serán desarrollados en los conocidos como «sectores difusos» (no sujetos al régimen europeo de comercio de derechos de emisión),

como son el sector del transporte, agricultura, residencial, residuos, etc. No queda cubierto bajo este esquema el desarrollo de proyectos de absorción de emisiones por sumideros.

Las reducciones de emisiones adquiridas a través del FES-CO₂ requieren el cumplimiento de una serie de requisitos, entre otros, los establecidos en el artículo 7 del Real Decreto 1494/2011, por el que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible:

- Ser adicionales a las derivadas de las normas sectoriales establecidas en la legislación vigente que les resulten de aplicación.
- Proceder de instalaciones y sectores no sujetos al régimen de comercio de derechos de emisión.
- Ser medibles y verificables, de modo que tengan reflejo en el inventario de gases de efecto invernadero de España.
- Serán calculadas con arreglo a metodologías que deberá aprobar el Consejo Rector.

El FES-CO₂ lanza una convocatoria anual para la selección de Proyectos Clima, dentro del primer cuatrimestre de cada año. Tras el anuncio del lanzamiento de la convocatoria se abre un plazo en el que los promotores de proyecto interesados han de remitir sus muestras de interés.

Los Proyectos Clima han demostrado ser un instrumento eficaz para luchar contra el cambio climático logrando la reducción de emisio-



nes de CO₂ en nuestro país. Al mismo tiempo, son ejemplos de generación de actividad económica, favoreciendo la creación de empleo en sectores asociados a la acción frente al cambio climático. En la actualidad, con más de 300 proyectos de reducción de emisiones aprobados, esta iniciativa modelo de colaboración público-privada contribuye sin duda a que España avance hacia una economía verde y una sociedad baja en carbono.

Como resultado de la Convocatoria 2017 se han seleccionado **62 Proyectos y Programas Clima** cuyos promotores han formalizado los respectivos contratos de compra a través del cual el FES-CO₂ adquirirá las reducciones de emisiones verificadas que generen.

- **Planes de Impulso al Medio Ambiente (Planes PIMA)**

Los **Planes de Impulso al Medio Ambiente** son una herramienta para el fomento de una serie de medidas concretas que contribuyan a la mejora de las condiciones medioambientales, al mismo tiempo que sirven de impulso de la actividad económica y el empleo. Aunque los diferentes PIMAs se presentan como iniciativas específicas, forman parte de estrategias o planteamientos más amplios, que persiguen la consecución de objetivos a nivel nacional.

El 6 de noviembre de 2015 se aprobó por Acuerdo de Consejo de Ministros el Plan de Impulso al Medio Ambiente para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en el sector empresarial, **PIMA Empresa**. A su vez, se apro-

bó el **Real Decreto 1007/2015** que regula la adquisición de créditos de carbono por parte del Fondo de carbono para una economía sostenible en el marco de dicho Plan, y establece, en su artículo 5, que se publicarán mensualmente los fondos disponibles.

El plan **PIMA Empresa** es un mecanismo incentivador para las empresas que adopten la huella de carbono como herramienta de competitividad y sostenibilidad, avanzando en la internalización de la huella de carbono en sus estrategias a medio y largo plazo. Esta iniciativa se suma al **Real Decreto 163/2014**, de 14 de marzo, por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono, que permite a las empresas inscribir su huella de carbono, así como sus planes de reducción y compensación.

Con el objetivo de reducir de forma significativa las emisiones de contaminantes atmosféricos, principalmente partículas, así como las emisiones de CO₂ mediante la renovación del parque actual de vehículos por modelos más eficientes y de menos impacto ambiental disponibles en el mercado nacional, se impulsó la estrategia del **PIMA Aire**, aprobándose el Real Decreto 89/2013 por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos comerciales ligeros.

La última convocatoria de ayudas del Plan **PIMA Aire 4** para la adquisición de vehículos comerciales, vehículos de gas y bicicletas de pedaleo asistido por motor eléctrico, se adoptó mediante el **Real Decreto 989/2014**, de 28 de



noviembre, que tiene como novedad respecto de los planes anteriores la inclusión, entre los vehículos subvencionables, los vehículos homologados como GLP, GNC, GNL o biofuel gasolina-gas, que tienen ventajas adicionales desde el punto de vista ambiental, pues generan menores emisiones de contaminantes, especialmente partículas, además de contribuir a la diversificación energética en España.

El año 2016 fue el primero que contó con el denominado Plan MOVEA, llegado para suplir a los anteriores **Plan PIMA Aire** y el **Plan MOVELE** y unificarlos en uno solo. Un plan de ayudas que llegó con una dotación de 16,6 millones de euros, de los cuales 13,3 iban destinados a los vehículos eléctricos y puntos de recarga.

El **PIMA Residuos** establece ayudas para la adecuación de los vertederos a la normativa comunitaria mediante proyectos que reduzcan las emisiones asociadas, e impulsa la recogida separada de la fracción orgánica y su tratamiento biológico posterior. Respecto a los puntos limpios que gestionan las entidades locales, éstos desempeñan un papel esencial en la recogida separada de los residuos municipales que no se recogen de manera domiciliaria y, específicamente, tienen gran relevancia en la recogida de los residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE).

El Consejo de Ministros aprobó el 1 de septiembre de 2017, a propuesta del anterior Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, la distribución de ayudas en materia de residuos fijadas en la Conferencia Sectorial

de Medio Ambiente celebrada el 24 de julio de 2017. El Ministerio destinó 16,4 millones de euros a actuaciones medioambientales, dando prioridad a las iniciativas que promuevan la lucha contra el cambio climático, para las que se reserva un total de 10,5 millones de euros. Este importe ha sido distribuido entre los Planes de Impulso al Medio Ambiente (PIMA) Residuos, Adapta Costas y Adapta Ecosistemas.

Respecto a PIMA Residuos, que cuenta con una dotación de 4 928 330 euros, se desglosa en la línea **Compost**, de cara a fomentar la recogida separada de biorresiduos, compostaje doméstico y comunitario, así como la construcción de instalaciones de compostaje de biorresiduos; línea **Aceites**, fomentando la recogida selectiva de aceite de cocina usado en el ámbito doméstico para destinarlo a la producción de biocombustible destinado al transporte; y línea **Biogás**, incentivando la utilización eficiente del biogás y generación del mismo.

En cuanto al PIMA Adapta Costas, configurada como una nueva iniciativa para adaptar la costa española a los efectos del cambio climático, cuenta con una partida de 3 millones de euros que se invertirán en avanzar con las regiones en la recopilación de información básica para evaluar impactos, riesgos y costes de una forma armonizada y en función de los diferentes escenarios, así como el traslado de esta información a un visor para su uso y la definición de los planes sobre terrenos adscritos.

Por su parte, el **Plan PIMA Adapta-Ecosistemas**, dotado con 2,5 millones, pretende fomen-



tar la implantación de medidas que garanticen que los bosques, la superficie agrícola y los pastizales participen en la lucha contra el cambio climático y disminuyan su vulnerabilidad frente a sus efectos.

- **Plan de Impulso a la movilidad con vehículos de energías alternativas (MOVEA 2017) para la adquisición de vehículos de energías alternativas y la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos**

Como continuación de los anteriores planes PIVE, este Plan ha sido promovido por el anterior Ministerio de Economía, Industria y Competitividad. El **Plan MOVEA 2017** fomenta exclusivamente la adquisición de vehículos de combustibles alternativos, (vehículos eléctricos, de gas licuado del petróleo (GLP/Autogás), de gas natural comprimido (GNC) y licuado (GNL), vehículos que se propulsen con pila de combustible de hidrógeno, y motos eléctricas), excluyendo los vehículos de combustibles tradicionales propulsados por gasolina y gasóleo, al tiempo que fomenta la implantación de puntos de recarga para vehículos eléctricos en zonas de acceso público.

Las condiciones se han regulado en el **Real Decreto 617/2017**, de 16 de junio, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas, y para la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en 2017 (Plan MOVEA 2017).

El importe del Plan MOVEA 2017 asciende a 14,26 millones y su vigencia se ha extendido hasta octubre de 2017.

- **Plan MOVALT**

El **Plan MOVALT** tiene como objetivo principal impulsar el mercado de vehículos propulsados por energías alternativas (GLP, Gas Natural, eléctricos e hidrógeno). Las convocatorias de 2017 se han regulado mediante la resolución de 21 de noviembre de 2017, de la Dirección General del IDAE por la que se establece la Convocatoria del Programa de Ayudas para la adquisición de vehículos de energías alternativas (Plan Movalt Vehículos).

El **Plan MOVALT-Vehículos**, con un presupuesto de 20 millones de euros, ha incentivado la adquisición de todas las tipologías de vehículos, teniendo especialmente en cuenta las particularidades y necesidades de los vehículos comerciales, las flotas de empresas públicas y privadas, así como las Pymes y autónomos.

Por otro lado, en diciembre de 2017 se han publicado las Bases reguladoras de la convocatoria del programa de ayudas para la implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos (**Plan MOVALT-Infraestructura**). Esta convocatoria estará dotada con 20 millones de euros y se ha propuesto incentivar la inversión en infraestructura de recarga pública de vehículos eléctricos, por ser una alternativa en la que la recarga pública presenta mayores dificultades que el resto para alcanzar su rentabilidad.

- **Real Decreto 655/2017, de 23 de junio, por el que se modifica el Real Decreto 1055/2014, de 12 de diciembre, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisio-**



nes indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015, y se prorroga su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020.

La Directiva 2003/87/CE, modificada por la Directiva 2009/29/CE, sobre el comercio de derechos de emisión, prevé la posibilidad de establecer medidas especiales y de carácter temporal para determinadas empresas, con objeto de compensar los aumentos de precio de la electricidad que consumen como consecuencia de la inclusión de los costes de los derechos de emisión de las empresas generadoras de electricidad en el precio de la misma. La Ley 1/2005, modificada por la Ley 13/2010, prevé, en su disposición adicional sexta, esta posible compensación de costes de emisiones indirectas.

Por otro lado, en la tercera fase de aplicación del régimen europeo de comercio de gases de efecto invernadero (2013-2020) la generación eléctrica no recibe derechos de emisión gratuitos, por lo que, a partir de 2013, todas las instalaciones de generación eléctrica deben comprar los derechos en subasta o en el mercado de derechos de emisión, trasladando este coste al consumidor a través del precio de la electricidad. En consecuencia, la Unión Europea permite a cada Estado miembro, según su presupuesto nacional, compensar estos costes indirectos para las industrias de determinados sectores o subsectores, a los que se considera

expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono (deslocalización de industrias) como consecuencia del incremento de precio de la electricidad debido a este coste, según se establece en la Comunicación de la Comisión Europea 2012/C 158/04.

Para paliar en la medida de lo posible el impacto de dichos costes sobre la competitividad de las industrias españolas, mediante el **Real Decreto 1055/2014**, de 12 de diciembre, se crea un mecanismo de compensación de los costes indirectos imputables a las emisiones de gases de efecto invernadero repercutidas en los precios de la electricidad, denominado «Ayudas compensatorias por costes de emisiones indirectas de CO₂», en forma de subvención, previsto, en principio, para los años 2014 y 2015, que podrá ser prorrogado en la medida que lo permita la normativa europea.

El Real Decreto 1055/2014 regula los beneficiarios que pueden acogerse a las ayudas, el régimen de concesión y criterios de acumulación de las mismas, los criterios de evaluación, así como la determinación de los costes subvencionables e intensidad máxima de ayuda, estableciendo, en su disposición final segunda, que el anterior Ministerio de Industria, Energía y Turismo dictaría las disposiciones necesarias para el desarrollo y ejecución del mismo.

La complejidad que ha supuesto el establecimiento del citado mecanismo de compensación, la experiencia adquirida en la gestión de las convocatorias anteriores y las subvenciones previstas, la audiencia de los sectores interesados y las

orientaciones europeas en relación con el Marco de actuación de la UE en materia de clima y energía aconsejan una prórroga de aquél hasta 2020.

El 12 de julio de 2017 se publicó en el BOE el **Real Decreto 655/2017**, de 23 de junio, por el que se **modifica el Real Decreto 1055/2014**, de 12 de diciembre, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono» y se aprueban las bases reguladoras de la concesión de las subvenciones para los ejercicios 2014 y 2015, y se prorroga su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020.

Este nuevo Real Decreto amplía estas ayudas hasta 2020 y modifica sustancialmente el anterior, incluyendo cambios en el porcentaje de la intensidad de la subvención a percibir y en la forma de presentación de la solicitud de las mismas, entre otros.

Al igual que en ocasiones anteriores, las subvenciones podrán ser solicitadas tanto por empresas que estén incluidas en el RCDE UE como por aquellas que no lo estén, siempre que realicen unas actividades o fabriquen alguno de los productos enumerados en el Anexo II de la Comunicación de la Comisión (2012/C 158/04). Además, son compatibles con la percepción de otras subvenciones que tengan como objetivo la compensación de los costes relacionados con las emisiones de gases de efecto invernadero repercutidos en los precios de la electricidad.

La Orden del anterior Ministerio de Economía, Industria y Competitividad de 27 de julio de 2017 por la que se convoca la concesión de las subvenciones dispuestas en el Real Decreto 1055/2014, de 12 de diciembre, por el que se crea un mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para empresas de determinados sectores y subsectores industriales a los que se considera expuestos a un riesgo significativo de «fuga de carbono», modificado por el Real Decreto 655/2017, de 23 de junio, establece las ayudas correspondientes al año 2016.

- **Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes**

Dentro de los objetivos de mejora del medio ambiente, reduciendo las emisiones procedentes del sector transporte en consonancia, en particular, con lo establecido en las conclusiones del Consejo Europeo, de octubre de 2014, donde se subraya la importancia de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y los riesgos de dependencia de los combustibles fósiles en el sector transporte, así como de la mayor participación de las energías renovables en línea con los compromisos dentro de la Unión Europea de que en cada Estado miembro la cuota de energía procedente de fuentes renovables en todos los tipos de transporte en 2020 sea, como mínimo, equivalente al 10% del consumo final de energía en el transporte en dicho Estado miembro, se ha adoptado el **Real Decreto 1085/2015** cuyo objeto es el de introducir medidas relacionadas con el fomento de la utilización de los biocarburantes y otros combus-



tibles renovables con fines de transporte, así como la incorporación parcial a la legislación española de la Directiva 2015/1513/UE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo y la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

En el año 2017 se ha aprobado la Circular 2/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regulan los procedimientos de constitución, gestión y reparto del fondo de pagos compensatorios del mecanismo de fomento del uso de biocombustibles y otros combustibles renovables con fines de transporte, que deroga a la Circular 5/2012, de 12 de julio, en la que se incluyen las modificaciones introducidas por el citado Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre y la Orden IET/2786/2015, de 17 de diciembre.

9.4.1. Control de las emisiones industriales

- **Orden PRA/321/2017, de 7 de abril, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x, partículas y CO procedentes de las grandes instalaciones de combustión, el control de los instrumentos de medida y el tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones**

Esta orden se aprueba en virtud de la habilitación recogida en la disposición final sexta del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de

1 de julio, que autoriza a los anteriores Ministros de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente, de Industria, Energía y Turismo, en el ámbito de sus respectivas competencias, para dictar cuantas disposiciones de carácter técnico resulten necesarias para su correcta aplicación y en particular para modificar los anejos de acuerdo con la normativa comunitaria.

La Ley 16/2002, de 1 de julio, establece que las grandes instalaciones de combustión (GIC) deben disponer de la correspondiente autorización ambiental integrada que debe contener, entre otros datos, una enumeración de los focos que constituyen la instalación, así como sus valores límite de emisión a la atmósfera de los contaminantes, particularmente de SO₂, NO_x, partículas y CO, según proceda, correspondiendo el control de las emisiones y las labores de inspección a los órganos correspondientes de las comunidades autónomas.

El Reglamento de emisiones industriales regula las disposiciones especiales para las grandes instalaciones de combustión GIC, estableciendo nuevos requisitos en relación con las emisiones a la atmósfera de determinados contaminantes.

Dentro de este marco, el objeto de esta orden es la regulación de los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x, partículas y, adicionalmente CO en las instalaciones alimentadas por combustibles gaseosos, así como del control de los instrumentos de medida y del tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones.



Lo dispuesto en la Orden PRA/321/2017 se aplicará a los focos de las GIC que se encuentren incluidas dentro del ámbito de aplicación conjunta del capítulo V del Reglamento de emisiones industriales. En la propia orden, se determina la forma de llevar a cabo la medición de las emisiones de contaminantes atmosféricos y el control de los instrumentos de medida. Asimismo, se regulan los requisitos de la remisión de la información de las emisiones, incluida la comunicación de la información a la Comisión Europea a través de un inventario anual de las emisiones de SO₂, NO_x y partículas, así como del consumo de energía y horas de funcionamiento de la instalación.

La orden tiene tres anexos: Anexo I, relativo a las normas sobre medida automática de parámetros de emisión y métodos de referencia, Anexo II, relativo a las GIC con obligación de medida en continuo de sus emisiones, y Anexo III, relativo a las GIC sin obligación de medida en continuo de sus emisiones.

La Orden PRA/321/2017 entró en vigor el 13 de abril de 2017.

- **Real Decreto 773/2017, de 28 de julio, por el que se modifican diversos reales decretos en materia de productos y emisiones industriales.**

Este Real decreto modifica los siguientes cinco reales decretos que regulan diferentes aspectos en materia de productos y emisiones industriales:

1. Decreto 833/1975, de 6 de febrero, que desarrolla la Ley 38/1972, de 22 de diciembre, de protección del ambiente atmosférico.
2. Real Decreto 363/1995, de 10 de marzo, por el que se aprueba el Reglamento sobre notificación de sustancias nuevas y clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas.
3. Real Decreto 508/2007, de 20 de abril, por el que se regula el suministro de información sobre emisiones del Reglamento E-PRTR y de las autorizaciones ambientales integradas.
4. Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, de mejora de la calidad del aire.
5. Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

La modificación de mayor amplitud e importancia es la que se refiere al Real Decreto 815/2013. Con ella se pretende principalmente reforzar la colaboración con las Comunidades Autónomas con el fin de asegurar la aplicación uniforme tanto del Reglamento de emisiones industriales como del propio Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación.

Además de esta modificación, se realizan algunas otras que responden a la necesidad de clarificar determinados conceptos contenidos en el Reglamento de Emisiones Industriales.

10. LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO

10.1. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+i EN ENERGÍA

La Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación (SEIDI), como parte del Ministerio competente en la materia, tiene el cometido de proponer y ejecutar la política del Gobierno en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en todos los sectores. Por ello, es la responsable de desarrollar la política de I+D+i en el sector de la energía. Además, como órgano de la Administración General del Estado, es responsable de la política de I+D+i y su ejecución, debiendo coordinar a todos los agentes implicados.

Para la propuesta y ejecución de las políticas en materia de investigación e innovación se cuenta con las unidades responsables de la financiación de las actividades propuestas por la Secretaría de Estado y con los instrumentos que utiliza en su desarrollo la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación y sus Planes Estatales de I+D+i que será desarrollados más adelante. Entre ellas, la Agencia Estatal de Investigación (AEI), creada mediante Real Decreto 1067/2015, de 27 de noviembre de 2015, tiene por objeto ser el instrumento para la modernización de la gestión pública de las políticas estatales de I+D en España, siendo responsable de la financiación, evaluación, concesión y seguimiento de las actuaciones de investigación científica y técnica. Por otro lado, el Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), Entidad Pública Empresarial dependiente del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, 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.

Además se cuenta, como principales órganos centrados en la ejecución propiamente dicha, con los Organismos Públicos de Investigación, caso del Centro de Investigaciones Energéticas y Tecnológicas (CIEMAT), adscritos directamente a la Secretaría General de Coordinación de Política Científica.

La Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020 es el instrumento marco en el que quedan establecidos los objetivos generales a alcanzar durante el período 2013-2020 ligados al fomento y desarrollo de las actividades de I+D+i en España. Estos objetivos se alinean con los que marca la Unión Europea dentro del programa marco para la financiación de las actividades de I+D+i «Horizonte 2020» para el período 2014-2020, contribuyendo a incentivar la participación activa de los agentes del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación en el espacio europeo. Incluye así mismo la coordinación entre las actuaciones de la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y la Unión Europea, a la vez que propone mecanismos eficientes de articulación entre los agentes del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación.

En el Acuerdo de Asociación de España 2014-2020 con la Unión Europea se reconoce que la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación para el periodo 2013-2020 constituye el marco estratégico compartido en el que se encuadran las prioridades en investigación e innovación que las Comunidades Autónomas definen a través de sus correspondientes Estrategias de Investigación e Innovación para la Especialización Inteligente (RIS3). La Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación y los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación constituyen el marco estratégico nacional de especialización inteligente.

Desde el Ministerio, a través de la Secretaría de Estado, y sobre la base de la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación, se han elaborado los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación contando con los centros públicos de investigación, las universidades, los centros tecnológicos, las asociaciones empresariales, las plataformas tecnológicas y expertos procedentes de la comunidad científica, técnica y empresarial.

El Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020 (PE 2017-2020) aprobado por el Consejo de Ministros en Diciembre de 2017, al igual que el correspondiente al período 2013-2016, está integrado por cuatro programas estatales que corresponden a los objetivos generales establecidos en la Estrategia: promoción del talento y su empleabilidad, generación de conocimiento y fortalecimiento del sistema, liderazgo empresarial en I+D+i e I+D+i orientada a los retos de la sociedad.

Entre los 8 grandes retos sociales identificados en la Estrategia Española¹, el sector energético se aborda en el reto 3: Energía segura, sostenible y limpia. Para él, el Plan Estatal establece las actividades de I+D+i a desarrollar, alineadas a su vez con la agenda europea definida al respecto en colaboración con los Estados Miembros, especialmente con el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan).

Entre las prioridades que establece el PE 2017-2020 en materia de I+D+i se incluyen:

1. El desarrollo de la próxima generación de **TECNOLOGÍAS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL DISEÑO DE REDES Y SISTEMAS DE GESTIÓN FLEXIBLES Y DISTRIBUIDOS**, con el objetivo de promover el desarrollo y aplicaciones de tecnologías de alto rendimiento en energías renovables – basadas en fuentes primarias- eficientes y rentables, y la reducción de coste energético. En el ámbito de las energías renovables que en nuestro país han logrado hasta la fecha avances destacados en materia de I+D+i destacan la energía eólica, la energía offshore para aguas profundas y la energía solar fotovoltaica, tanto en aplicaciones para grandes

¹ 1) Salud, cambio demográfico y bienestar 2) Seguridad y calidad alimentaria; actividad agraria productiva y sostenible; sostenibilidad de recursos naturales, investigación marina y marítima 3) Energía segura, sostenible y limpia 4) Transporte inteligente, sostenible e integrado 5) Acción sobre cambio climático y eficiencia en la utilización de recursos y materias primas 6) Cambios e innovaciones sociales 7) Economía y sociedad digital 8) Seguridad, protección y defensa



- plantas como para su integración en edificios y sistemas.
- II. EL DESARROLLO DE SISTEMAS, TECNOLOGÍAS Y SERVICIOS INTELIGENTES que permitan al consumidor disponer de la información necesaria para una gestión y aprovechamiento energéticos óptimos por su parte, a la vez que la integración en la propia gestión del sistema.
 - III. El diseño y desarrollo de SISTEMAS ENERGÉTICOS EFICIENTES, especialmente en materia de edificación -incorporación de nuevas tecnologías, materiales y técnicas- y consumos industriales –sistemas avanzados de producción y optimización energética-, con objeto de reducir la dependencia energética y contribuir a la lucha contra el cambio climático, incluyendo, además, la búsqueda de tecnologías y soluciones innovadoras que promuevan la eficiencia energética de infraestructuras, sistemas y vehículos de transporte.
 - IV. La búsqueda de métodos de REDUCCIÓN, CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO (CAC) y UTILIZACIÓN (CUC) viables para su uso como combustible en el sector energético o como materia prima en procesos industriales para la obtención de productos de valor añadido.
 - V. La investigación en el ámbito de la ENERGÍA NUCLEAR para garantizar las normas más estrictas en materia de seguridad, protección radiológica, gestión de residuos radioactivos, así como las actividades de I+D+i orientadas al diseño de nuevos reactores nucleares y las centradas en el ciclo del combustible nuclear que contribuyan a la generación de energía sin producción de gases de efecto invernadero.
 - VI. EL TRATAMIENTO DE RESIDUOS CON FINES ENERGÉTICOS que permita la valorización energética de los materiales de residuos y nuevos procesos como el reciclaje químico o plastic-to-fuels, y vinculado al desarrollo de la Estrategia Española de Economía Circular.
 - VII. Las TECNOLOGÍAS DE MATERIALES PARA ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, incluyendo el desarrollo de superficies avanzadas con diferentes funcionalidades; materiales para condiciones extremas; membranas y reactores de membranas para separación de gases; y nuevos materiales para aplicaciones emergentes (almacenamiento de energía, recuperación de materiales, desalinización/depuración de agua, etc.).
 - VIII. Las TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO, entre las que se incluyen aspectos ligados a (i) producción de hidrógeno; (ii) almacenamiento y distribución de hidrógeno; y (iii) usos de hidrógeno portátiles y estacionarios para la movilidad o el desarrollo de aplicaciones bio-combustibles viables, eficientes y destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Y prestando especial atención a la investigación y desarrollo de BATERÍAS DE COMBUSTIBLE como uno de los aspectos



tos claves de la orientación de la I+D+i en este campo durante los próximos años.

El Reto 3 de Energía, como el resto de los grandes retos sociales, abarca grandes ámbitos fundamentales que determinan espacios únicos para la colaboración multidisciplinar e intersectorial de los distintos agentes del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación. El fin último es procurar a medio y largo plazo la obtención de retornos sociales, incluidos los derivados de la mejora de la competitividad del tejido productivo del país.

La Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación se complementa con políticas sectoriales. En este sentido, se establece una coordinación con la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, que persigue el cumplimiento de los compromisos de España en materia de cambio climático y el impulso de las energías limpias, al mismo tiempo que persigue la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.

En respuesta a la Propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo relativo a la Gobernanza de la Unión de la Energía, el día 23 de marzo de 2017 la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos acordó la creación del Grupo de Trabajo Interministerial para la coordinación de la elaboración del Anteproyecto de Ley de cambio climático y transición energética y del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, así como cualquier otro asunto vinculado con esta materia. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima ofrecerá una visión global de la situación actual del sistema y las políticas energéticas, y es-

tablecerá los objetivos nacionales para cada una de las cinco dimensiones clave de la Unión de la Energía, entre las que se incluye la dimensión de Investigación, Innovación y Competitividad. Además definirá las políticas y medidas correspondientes para alcanzar esos objetivos, partiendo de una base analítica en la que describirá la situación actual y establecerá proyecciones respecto a cada una de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía para el primer período decenal, como mínimo hasta 2040 e incluido el año 2030.

Así mismo y con el fin de impulsar la transición hacia un modelo de economía circular en nuestro país, se está elaborando la Estrategia Española de Economía Circular. Durante el año 2017 la coordinación y liderazgo de esta tarea está a cargo de los anteriores, Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente y Ministerio de Economía, Industria y Competitividad, en colaboración con el resto de ministerios implicados, las comunidades autónomas y la Federación Española de Municipios y Provincias. En la elaboración de la Estrategia Española se contará con la participación de todos los agentes implicados para que la economía circular despliegue todos sus efectos y potencialidades.

10.2. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION- SET-PLAN

España está inmersa, dentro del marco europeo, en una transformación energética que, siendo efectiva en términos de costes, permita cumplir con los objetivos europeos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero y descarbonización de



la economía, conforme a lo previsto en la Estrategia Europa 2020 y su iniciativa emblemática «Una Europa que utilice eficazmente los recursos», asegurando el suministro y crecimiento económico de Europa, y en el que uno de los pilares fundamentales es la Investigación y la innovación.

En todo este proceso tiene un papel principal el Plan Estratégico de Tecnología Energética (SET Plan). Así en septiembre de 2015 la Comunicación de la Comisión «SET-Plan integrado: Acelerar la transformación del sistema energético europeo», propone 10 acciones claves en línea con las prioridades de la Unión de la Energía y su 5º pilar en materia de investigación, innovación y competitividad. La propuesta busca un cambio definitivo del concepto del sistema energético europeo, proponiendo un sistema integrado que va más allá de los silos de las tecnologías energéticas como había sido hasta entonces (figura 10.1).

Desde 2015 se ha puesto en marcha un sistema participativo en el marco del SET Plan que ha llevado a la definición y el establecimiento de unos objetivos concretos para cada una de las 10 acciones propuestas, contando para ello como actores principales con los Estados miembros, la industria y los centros de investigación (figura 10.2).

Los objetivos fijados persiguen acelerar la descarbonización de la economía y situar a Europa como líder mundial en renovables mediante a una reducción de costes, una mejora de sus prestaciones técnicas y de eficiencia energética, con el propósito último de mejorar la competitividad, y crecimiento económico y empleo en Europa. En este sentido las 10 acciones que se proponen podrán contribuir de forma rápida a conseguir los objetivos establecidos en materia de energía y clima 2020 y 2030.

De entre las 10 acciones, las dos primeras tienen como objetivo el que Europa sea número 1 en renovables, persiguen el desarrollo de la nueva generación de tecnologías renovables y su integración en el sistema energético de una manera eficiente y competitiva en términos de costes (off-shore wind, nueva generación de fotovoltaica, energía solar de concentración, geotérmica profunda y oceánica); las acciones 3 y 4 están orientadas al diseño del futuro sistema energético de la UE, las ciudades inteligentes y el papel de los consumidores en el centro del sistema energético; las acciones 5 y 6 están en la eficiencia energética (eficiencia energética en edificios: nuevos materiales y tecnologías, calor y frío en edificios; hacer que la industria de la UE más competitiva y energéticamente menos intensiva); las acciones 7 y 8 están centradas en los temas de

FIGURA 10.1. 5 PILARES DE LA UNIÓN POR LA ENERGÍA

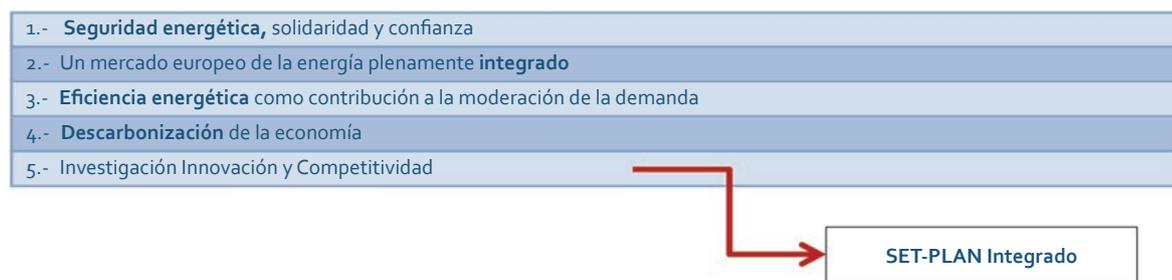
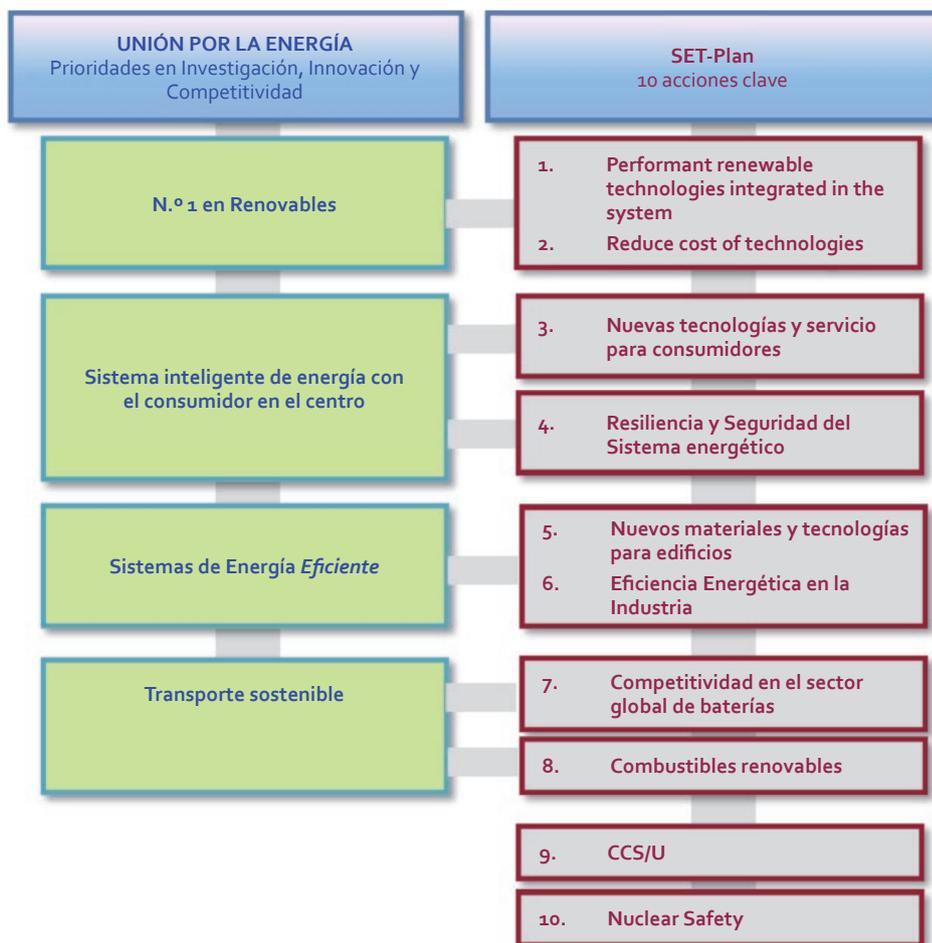




FIGURA 10.2. ACCIONES CLAVE DEL SET-PLAN



transporte sostenible (baterías para e-movilidad y almacenamiento estacionario y, combustibles renovables para transporte y bioenergía); la acción 9 está dirigida a la captura, el almacenamiento y el uso de CO₂; y la acción 10 incrementar la seguridad en el uso de la energía nuclear.

En este proceso de unir esfuerzos entre la Unión Europea, los Estados miembros, la industria y la comunidad investigadora, y como consecuencia de esta nueva estrategia de I+D, surgen las Plataformas Tecnológicas y de Innovación (ETIPs). Las Plataformas Tecnológicas y de Innovación Euro-

peas se crearon para apoyar la implementación del SET-Plan, reuniendo a los países de la Unión europea, industria e investigadores en áreas clave. Promueven la incorporación al mercado de tecnologías energéticas aportando y compartiendo financiación, talento e infraestructuras de investigación. Las estructuras de gobierno de las ETIPs se simplificaron en 2016, fusionando las 6 iniciativas industriales europeas con las 8 plataformas tecnológicas europeas para dar lugar a 9 ETIPs, que han estado directamente involucradas en la definición de los objetivos de las 10 acciones prioritarias.



TABLA 10.1. PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS Y DE INNOVACIÓN EUROPEAS (ETIPS)

ETIP Wind
ETIP PV
Ocean Energy Europe
European Geothermal Energy Council
Smart Networks for Energy Transition
ETIP on Renewable Heating and Cooling
European Biofuels Technology Platform
CCS Platform
Sustainable Nuclear Energy Technology Platform

Uno de los objetivos centrales del SET Plan ha sido la Coordinación entre los países participantes en búsqueda de una mejor alineación de nuestros programas de financiación nacionales/regionales. Entre los instrumentos utilizados, se encuentran las ERANETs. Para dar respuesta a las acciones, durante 2017 se han puesto en marcha dos nuevas ERA-NETs Cofund en el área de Energía.

Tras la fijación de objetivos para cada acción, en 2016 se crearon 15 grupos temporales por tecnologías, liderados por uno o más países y coliderados por la industria con el objetivo de definir, para cada una de las acciones, planes de implementación con medidas concretas para poder cumplir con los objetivos fijados.

A lo largo de 2017, varios de los grupos temporales concluyeron su trabajo y presentaron sus planes de implementación, aprobados por el Grupo Director del SET-Plan. Es el caso de los grupos de:

- Energía solar de concentración
- Energía solar fotovoltaica

- Eficiencia Energética para la Industria
- Baterías
- Captura, almacenamiento y uso de carbono

En ellos se reflejan aquellas acciones en el ámbito de la I+D+i necesarias para alcanzar los objetivos para cada una de las diferentes tecnologías energéticas.

Los planes de implementación describen también necesidades de inversión y posibles fuentes de financiación, aspectos que deberán ser explorados en más profundidad en las tareas futuras de estos grupos, de forma que, para asegurar la implementación de las acciones, los grupos temporales que han finalizado el correspondiente plan se han transformado en grupos de implementación, modificando su cometido y ajustando la composición de los mismos.

España está liderando el grupo de implementación de Energía Solar de Concentración y participa en mayor o menor grado en todos ellos.

Las acciones reflejadas en los planes se implementarán a nivel nacional y aquellas en las que se jus-

tifique el valor añadido de la Unión Europea (UE) se considerarán potencialmente elegibles para financiación a nivel europeo. Por tanto los planes de implementación deberán describir el trabajo requerido mediante la determinación de herramientas, por quién y por cuándo, y en todo momento será necesario supervisar el progreso del proceso.

Para llevar a cabo todo este proceso a nivel nacional, ha sido esencial una buena coordinación con los actores españoles para poder definir las posiciones a trasladar, identificar los intereses y los apoyos a las diferentes acciones. Así, han tenido un papel principal los dos Ministerios directamente involucrados en la representación en SET Plan, los anteriores Ministerios de Industria, Energía y Agenda Digital; y Economía y Competitividad, en el primer caso contando con el soporte del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) y en el segundo con el papel del CDTI; las bien estructuradas plataformas tecnológicas nacionales bien engarzadas en las ETIPs, y por supuesto los centros de investigación y sus grupos para cada una de las acciones.

Toda la información del proceso queda recogida en la página web de SETIS, <https://setis.ec.europa.eu/>

10.3. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES

10.3.1. Agencia Estatal de Investigación

Las principales actuaciones relacionadas con I+D+i en energía, gestionadas en la Agencia Es-

tatal de Investigación (AEI), se engloban en los siguientes Programas Estatales y se describen a continuación:

- Programa Estatal de Fomento de la Investigación Científica y Técnica de Excelencia.
- Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad.

10.3.1.1. Programa estatal de fomento de la investigación científica y técnica de excelencia

Este Programa incluye el Subprograma Estatal de Generación de Conocimiento, cuyas principales características son:

- Ejecución de proyectos de investigación sin orientación temática predefinida consistentes en trabajos experimentales o teóricos emprendidos con el objetivo primordial de obtener resultados que representen un avance significativo del conocimiento.
- Pretende contribuir a la consolidación de equipos de investigación con tamaño suficiente y masa crítica necesaria para afrontar los desafíos que la investigación española tiene en el contexto del Espacio Europeo de Investigación, fomentando la participación de equipos de investigación amplios y con un elevado nivel de dedicación en cada proyecto.
- La concesión de las ayudas es en régimen de concurrencia competitiva.



- Los beneficiarios son agentes de I+D, tanto públicos como privados, tales como Organismos Públicos de Investigación (OPIS), universidades, centros de I+D y centros tecnológicos públicos o privados. Hay un solo beneficiario por proyecto.
- Duración de 3 o 4 años, excepcionalmente 2 años.
- Las ayudas consisten en subvenciones que pueden estar cofinanciadas con FEDER según la CCAA de realización del proyecto.

En la convocatoria de 2017 se han financiado un total de 5 proyectos en el área temática de energía, siendo 457.743 € la ayuda total concedida. En la Tabla 10.2 pueden verse los datos desglosados por líneas energéticas y financiación en cada caso.

TABLA 10.2. SUBPROGRAMA ESTATAL DE GENERACIÓN DE CONOCIMIENTO 2017. RESULTADOS DEL ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA

Líneas	Nº Proyectos	Ayuda Concedida (€)
Eficiencia Energética	2	206.063
Redes inteligentes	1	52.030
Eólica Onshore	1	78.650
Fisión Nuclear	1	121.000
TOTAL	5	457.743

Estos proyectos están relacionados con investigación básica en los campos de eficiencia energética, en concreto en edificación, redes eléctricas, eólica onshore y fisión nuclear.

10.3.1.2. Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad

El fomento de la I+D+i orientada a los retos de la sociedad surge de la necesidad de resolución de

los problemas planteados en la sociedad española guiando, a través de diferentes convocatorias, la investigación fundamental científica y técnica hacia los ocho grandes retos identificados en la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación:

1. Salud, cambio demográfico y bienestar.
2. Seguridad, calidad alimentaria; actividad agraria productiva y sostenible; sostenibilidad de recursos naturales, investigación marina y marítima.
3. Energía segura, eficiente y limpia.
4. Transporte inteligente, sostenible e integrado.
5. Acción sobre el cambio climático y eficiencia en la utilización de recursos y materias primas.
6. Cambios e innovaciones sociales.
7. Economía y sociedad digital.
8. Seguridad, protección y defensa.

Por su propia naturaleza, estos retos abarcan grandes ámbitos fundamentales que determinan espacios únicos para la colaboración multidisciplinaria e intersectorial, por lo que las actuaciones a realizar no se circunscriben a un único sector o disciplina, sino que se centran en los retos entendidos como los problemas de la sociedad a los que las actividades de I+D+i a desarrollar pretenden dar respuesta.

Las prioridades científico-técnicas y empresariales propuestas para el periodo 2013-2017 en el

Reto 3, correspondiente a **ENERGÍA SEGURA, EFICIENTE Y LIMPIA**, incluyen principalmente:

- I. Energía Solar: Termoeléctrica, Fotovoltaica y Térmica.
- II. Energía Eólica.
- III. Bioenergía.
- IV. Tratamiento de Residuos con Fines Energéticos.
- V. Hidrógeno y Pilas de Combustible.
- VI. Energía Marina.
- VII. Energía Geotérmica.
- VIII. Energía Nuclear Sostenible.
- IX. Reducción, Captura y Almacenamiento de CO₂.
- X. Redes Eléctricas Inteligentes.

En todos ellos, las actuaciones contemplan el impulso al liderazgo internacional, la introducción y aplicación de nuevos materiales, y la mejora de la eficiencia energética.

El Programa Estatal de I+D+i orientada a los Retos de la Sociedad engloba, entre otras, la Convocatoria de RETOS-INVESTIGACIÓN, la Convocatoria de RETOS-COLABORACIÓN y la Convocatoria de PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS.

a) Convocatoria de Retos-Investigación

Las principales características de la convocatoria Retos-Investigación son las siguientes:

- Ejecución de proyectos de investigación consistentes en trabajos experimentales o teóricos emprendidos con el objetivo primordial de adquirir nuevos conocimientos con orientación

específica que permita un avance en la resolución de alguno de los ocho grandes retos que tiene planteada la sociedad española.

- Pretenden contribuir a la consolidación de equipos de investigación con tamaño suficiente y masa crítica de carácter interdisciplinario e intersectorial necesaria para avanzar en la búsqueda de soluciones, de acuerdo con las prioridades establecidas en cada uno de los retos así como para afrontar los desafíos que la investigación española tiene en el contexto del Espacio Europeo de Investigación, fomentando la participación de equipos de investigación amplios y con un elevado nivel de dedicación a cada proyecto.
- La concesión de las ayudas es en régimen de concurrencia competitiva.
- Los beneficiarios son agentes de I+D, tanto públicos como privados, tales como Organismos Públicos de Investigación (OPIS), universidades, centros de I+D y centros tecnológicos públicos o privados. Hay un solo beneficiario por proyecto.
- Duración de 3 o 4 años, excepcionalmente 2 años.
- Las ayudas consisten en subvenciones que pueden estar cofinanciadas con FEDER según la CCAA de realización del proyecto.

En relación con el Reto 3: Energía segura, eficiente y limpia, en la Tabla 10.3 se recoge el número de proyectos financiados en la Convocatoria Retos-Investigación 2017 así como las áreas temáticas



de gestión a las que corresponden. Destaca que, además de proyectos del área temática de Energía, hay también proyectos relacionados con otras áreas tales como Materiales, Diseño y Producción Industrial, Ciencias y Tecnologías Químicas, Física, TIC, Construcción, Ciencias de la Tierra y Medioambientales, y Matemáticas. A pesar de que todos estos proyectos están enmarcados en el Reto 3 de Energía, no se circunscriben a una única disciplina, sino que cubren diferentes aspectos y ángulos necesarios para incrementar los conocimientos científicos y tecnológicos con el objetivo final de asegurar un suministro sostenible, competitivo y seguro que posibilite un adecuado crecimiento económico y bienestar social.

Incluso puede verse en la Tabla 10.3 que algunos de los proyectos financiados están relacionados

con Ciencias Sociales y Derecho. Estas temáticas tienen en general un carácter transversal a todos los retos, dado que en la búsqueda de soluciones a los retos hay que tener también en cuenta la importancia de los comportamientos y percepciones sociales de la ciencia y la tecnología, y las ventajas y riesgos asociados, en la medida en que dichos comportamientos pueden propiciar o inhibir el proceso de innovación.

Considerando ya específicamente el área temática de Energía dentro del Reto 3, en total se han financiado 55 proyectos, siendo 8,77 M€ la ayuda total concedida. La naturaleza de las entidades beneficiarias de estos 55 proyectos puede verse en la Figura 10.3. Un 65% de los proyectos son realizados por universidades públicas, un 22% por organismos públicos de investigación (OPIS), a

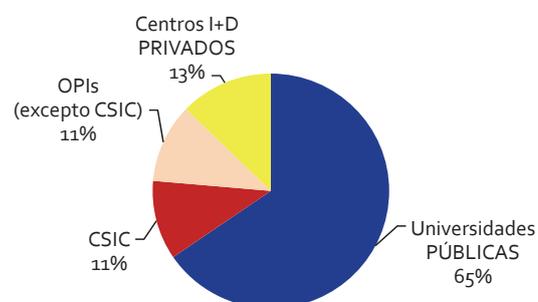
**TABLA 10.3. CONVOCATORIA DE RETOS-INVESTIGACIÓN 2017.
Nº DE PROYECTOS FINANCIADOS POR ÁREAS TEMÁTICAS EN EL RETO 3**

Área Temática de Gestión		N.º Proyectos
ENE	Energía	55
MAT	Materiales	29
DPI	Diseño y Producción Industrial	16
CTQ	Ciencias y Tecnologías Químicas	11
FIS	Física	8
TEC	Tecnologías Electrónicas y de las Comunicaciones	7
FPA	Física de Partículas y Aceleradores	5
BIA	Construcción	4
CGL	Biodiversidad, Ciencias de la Tierra y Cambio Global	4
MTM	Matemáticas	3
TIN	Tecnologías Informáticas	2
CTM	Ciencias y Tecnologías Medioambientales	2
CSO	Ciencias Sociales	2
DER	Derecho	2
BIO	Biotechnología	1
HAR	Historia y Arte	1
TOTAL		152



FIGURA 10.3. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2017: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. TIPO DE ENTIDADES BENEFICIARIAS EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS

Tipo de entidad	N.º
Universidades PÚBLICAS	36
CSIC	6
OPIs (excepto CSIC)	6
Universidades PRIVADAS	0
Centros I+D PRIVADOS	7
Centros I+D PÚBLICOS	0
TOTAL	55

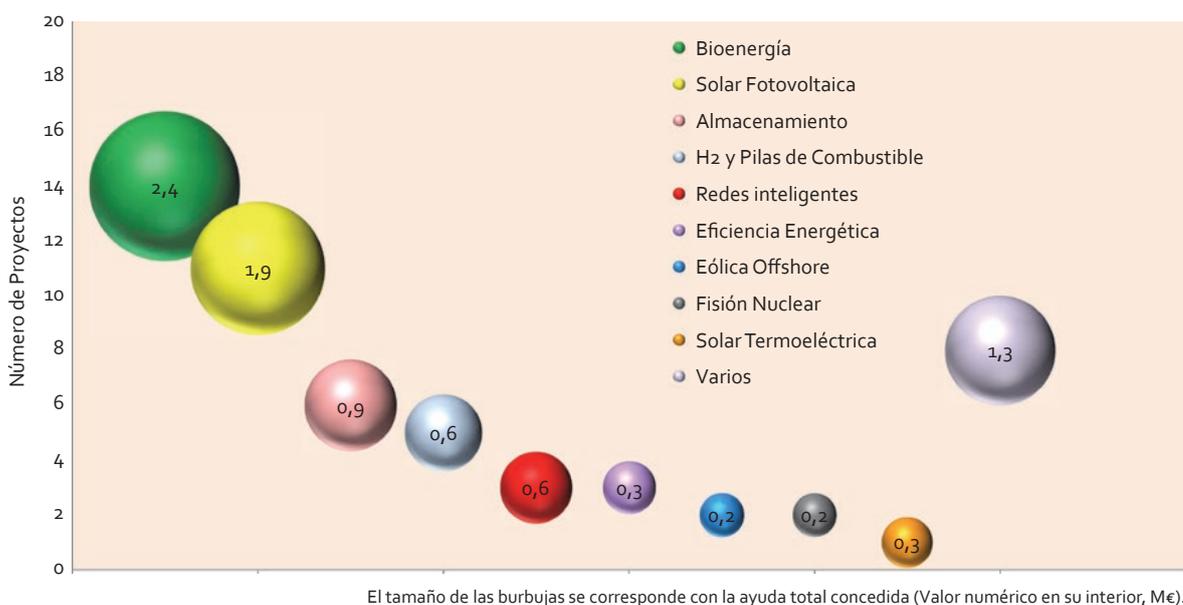


partes iguales entre el Centro Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) y el resto de los OPIS, y un 13% corresponden a centros de I+D privados.

Los sectores energéticos a los que pertenecen estos 55 proyectos y la ayuda total concedida en cada caso se presentan en la Figura 10.4. Se observa que el mayor número de proyectos financiados corresponden a bioenergía y solar fotovoltaica, sectores que destacan claramente del

resto. A continuación aparecen almacenamiento de energía, hidrógeno y pilas de combustible, redes eléctricas/inteligentes y eficiencia energética. Por último, hay algunos proyectos de eólica offshore, fisión nuclear y solar termoeléctrica. Hay que hacer notar que la clasificación por líneas temáticas se ha hecho considerando la tecnología predominante en cada uno de los proyectos lo que no es óbice para que algunos de ellos incluyan también otras tecnologías. En el apartado de «va-

FIGURA 10.4. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2017: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. N.º PROYECTOS FINANCIADOS POR SECTORES ENERGÉTICOS Y AYUDA CONCEDIDA





rios» se ha incluido algún proyecto de hibridación de varias energías renovables, y aquellos proyectos en los que los desarrollos son todavía muy incipientes y dependiendo de su evolución podrían dar respuesta a diferentes sectores energéticos.

Las ayudas concedidas por Comunidades Autónomas, en función de la razón social de las entidades beneficiarias, se presentan en la Figura 10.5. Destaca claramente la Comunidad de Madrid, seguida de Andalucía, Cataluña y Aragón. Posteriormente aparecen la Comunidad Valenciana, el País Vasco, Galicia y Castilla y León. Por último, están Canarias, Asturias, Cantabria y Navarra.

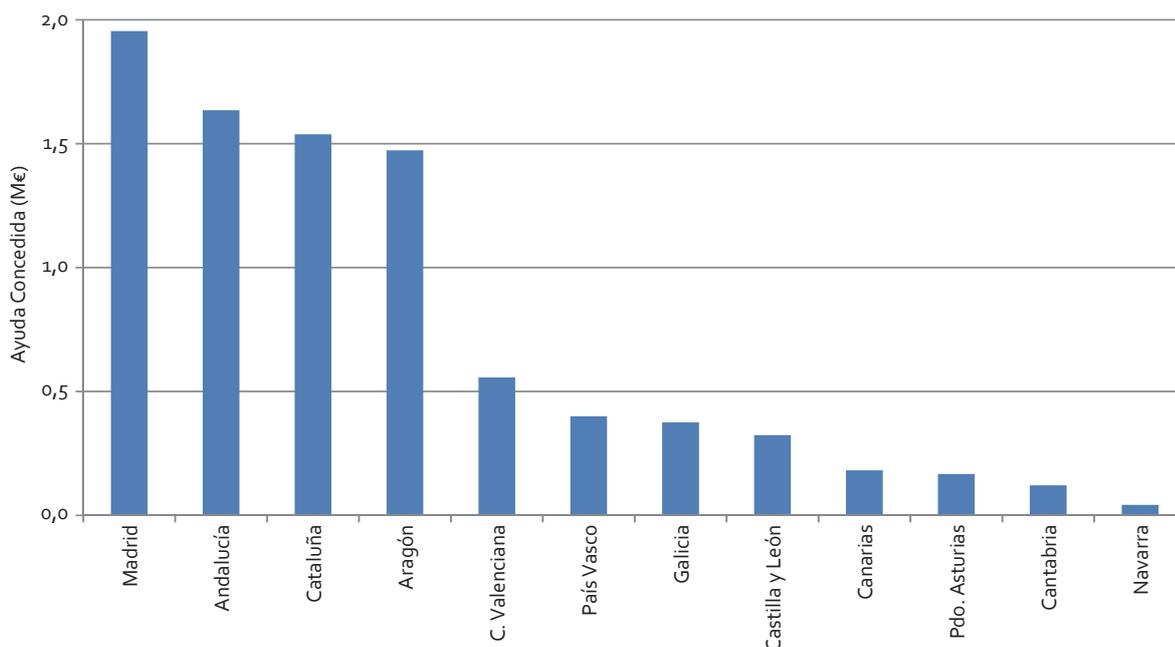
b) Convocatoria de Retos-colaboración

Retos-colaboración es una convocatoria de Colaboración Público-Privada cuyo objetivo

es orientar la investigación científica (desarrollada en universidades y organismos públicos de investigación) y la actividad de I+D+i empresarial hacia la resolución de los problemas y necesidades presentes y futuras de nuestra sociedad, en consonancia con los retos contenidos en la Estrategia Española 2013-2020 y en el Plan Estatal 2013-2016, así como con el esquema de la Unión Europea reflejado en «Horizonte 2020». Sus principales características son las siguientes:

- Proyectos de I+D+i de desarrollo experimental, realizados en colaboración entre empresas y agentes de investigación públicos y privados, liderados por la industria y basados en la demanda, movilizados de la inversión privada, generadores de empleo y con fuerte componente internacional.

FIGURA 10.5 CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2017: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS



- Duración entre 2 y 4 años.
- Presupuesto mínimo 500.000 €.

En la Convocatoria Retos-Colaboración 2017 se han financiado un total de 40 proyectos, siendo 29,04 M€ la ayuda total concedida. Esta ayuda incluye subvención para los agentes de I+D públicos y privados, préstamo para las empresas (0% de interés y amortización en 10 años, con 3 de carencia y 7 de devolución), y posibilidad de anticipo reembolsable FEDER a los organismos públicos de investigación. La contribución FEDER supone un 85 % en la Comunidad Autónoma de Canarias; 80 % en las Comunidades Autónomas de Andalucía, Principado de Asturias, Castilla-La Mancha, Ceuta, Extremadura, Galicia, Melilla y Murcia; y 50 % en las Comunidades Autónomas de Aragón, Baleares, Cantabria, Castilla y León, Cataluña, Comunidad Valenciana, La Rioja, Madrid, Navarra y País Vasco.

En la Tabla 10.4 se pueden ver desglosadas las cantidades en préstamo, subvención y anticipo reembolsable FEDER concedidas al total de los 40 proyectos financiados en la convocatoria 2017 y, además, se incluye el presupuesto total de estos proyectos y el financiable total considerado para la concesión de la ayuda. El plazo de ejecución de estos proyectos es entre 2018-2021.

En la Figura 10.6 puede verse el número de participantes en los proyectos energéticos financiados y el presupuesto total de los mismos. Se observa que hay proyectos con dos participantes (una empresa y normalmente una universidad), tres participantes (en general una empresa, una universidad y un centro tecnológico), cuatro y cinco participantes (con 2 o tres empresas en el consorcio), y hay hasta un proyecto con ocho participantes (en este caso 5 empresas y 3 agentes de I+D). En cuanto al presupuesto, la mayoría han presentado un presupuesto menor de 1 M€ (27 proyectos), pero también existe un número importante de proyectos (13) con presupuesto entre 1-4M€, y no hay ningún proyecto con presupuesto mayor de 4 M€.

La naturaleza de las entidades participantes se recoge en la Figura 10.7 En la parte empresarial hay mayoría de PYMES (27%) frente a Grandes Empresas (20%) y existe un nº importante de empresas públicas (7%). En la parte de agentes de I+D, la mayor presencia corresponde a los centros públicos (35%), universidades y Organismos Públicos de Investigación-OPIs, frente a centros privados de I+D (13%).

Los sectores energéticos y la ayuda total concedida en cada uno de ellos se presentan en la Figura 10.8, habiéndose hecho la clasificación por el sector predominante en cada uno de los proyectos. Destaca

TABLA 10.4. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2017. PROYECTOS FINANCIADOS EN EL RETO 3: ENERGÍA

	Total 2018 - 2021						
	Financiados Nº	Presupuesto (€)	Financiable (€)	Préstamo (€)	Subvención (€)	FEDER (€)	Total Ayuda (€)
Reto 3 ENERGÍA	40	40.747.462	35.914.878	16.208.631	9.539.200	3.293.610	29.041.441



FIGURA 10.6. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2017. RETO 3: ENERGÍA. N.º DE PROYECTOS FINANCIADOS FRENTE AL N.º DE PARTICIPANTES Y FRENTE AL PRESUPUESTO TOTAL DE LOS MISMOS

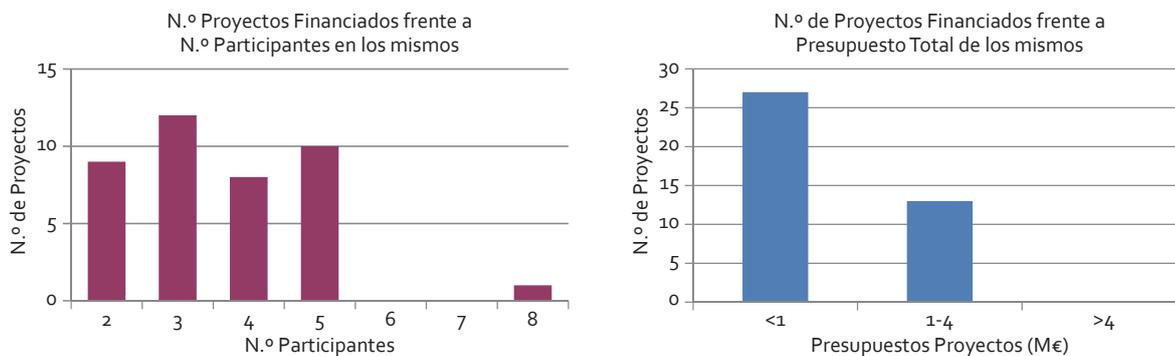


FIGURA 10.7. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2017. RETO 3: ENERGÍA. NATURALEZA DE LOS PARTICIPANTES EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS

Tipo de entidad	N.º
Grandes Empresas	29
PYMES	39
Empresas Públicas	7
Centros Públicos I+D	50
Centros Privados I+D	19
TOTAL	144

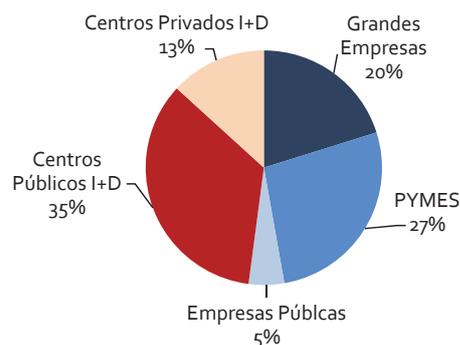
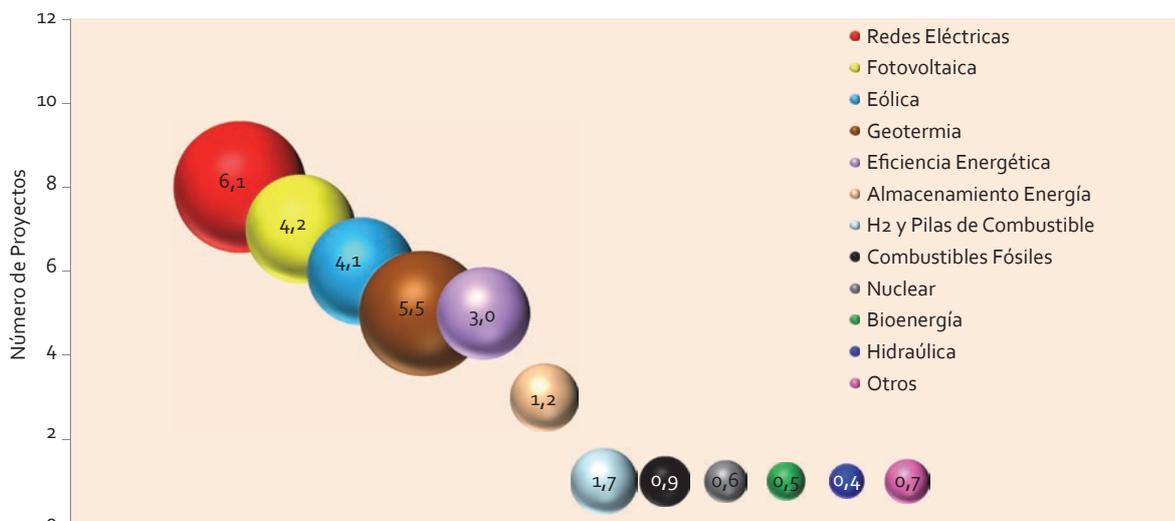


FIGURA 10.8. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2017. RETO 3: ENERGÍA. N.º PROYECTOS FINANCIADOS POR SECTORES ENERGÉTICOS Y AYUDA CONCEDIDA (M€)



El tamaño de las burbujas se corresponde con la ayuda total concedida (Valor numérico en su interior, M€).



el mayor número de proyectos en redes eléctricas/redes inteligentes (8) seguidos de los proyectos en fotovoltaica (7), eólica (6), geotermia (5) y eficiencia energética (5). Algunos de los proyectos de geotermia incluyen también otras energías renovables, y en eficiencia energética están considerados los proyectos relacionados con las ciudades inteligentes debido a la imposibilidad de separar ambas temáticas. A continuación, siguen los proyectos ligados con el almacenamiento de energía (3) y ya por último, con un solo proyecto en cada línea, están H2 y pilas de combustible, combustibles fósiles, energía nuclear de fusión, bioenergía e hidráulica.

Respecto a la distribución de la ayuda concedida por Comunidades Autónomas, consecuencia de la razón social de los beneficiarios de los proyectos en cada una de ellas, Figura 10.9, destacan clara-

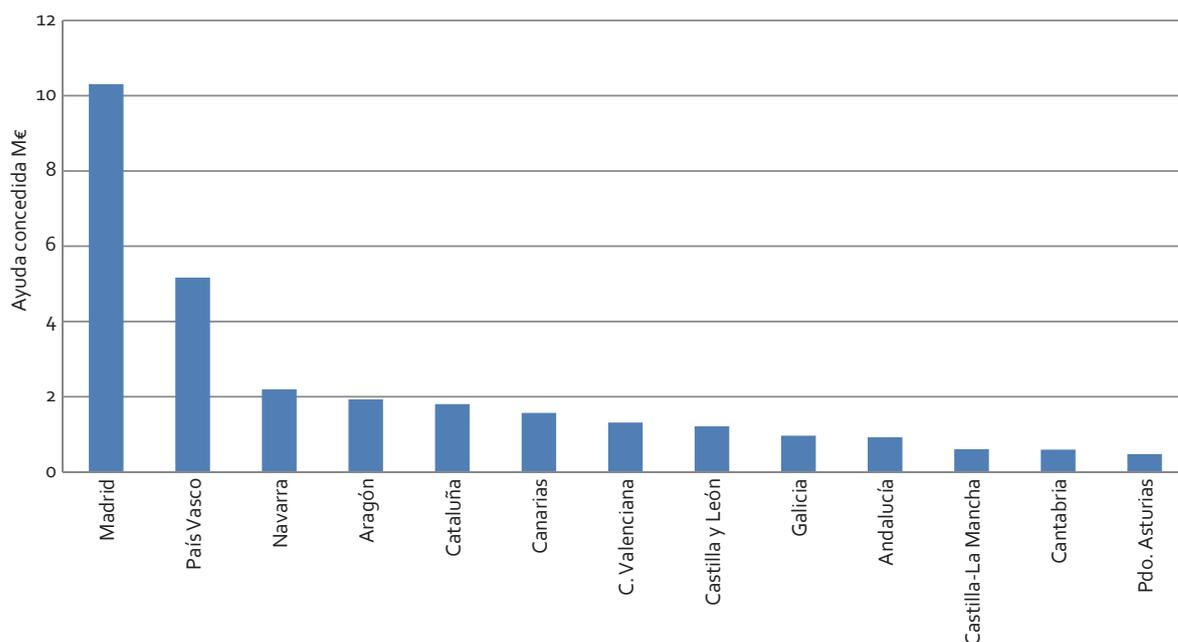
mente Madrid y País Vasco, seguidas de Navarra, Aragón, Cataluña, Canarias, C. Valenciana, Castilla y León, Galicia, Andalucía, Castilla La Mancha, Cantabria y Principado de Asturias.

c) Convocatoria de Plataformas tecnológicas

Las Plataformas Tecnológicas son foros de trabajo en equipo, liderados por la industria, que integran a todos los agentes del sistema Ciencia-Tecnología-Innovación (empresas, centros tecnológicos, organismos públicos de investigación, universidades, centros de I+D, asociaciones, fundaciones, etc.), y que son capaces de definir la visión a corto, medio y largo plazo del sector y de establecer una ruta estratégica en I+D+i.

Entre sus misiones destacan:

FIGURA 10.9. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2017. RETO 3: ENERGÍA. AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS





- Favorecer la competitividad, la sostenibilidad y el crecimiento del sector industrial y del tejido científico-tecnológico español.
- Ser un mecanismo de transmisión de la I+D+i hacia el mercado nacional e internacional.
- Canalizar la generación de empleo y la creación de empresas innovadoras mediante proyectos y actuaciones.

En la actualidad se cuenta con un total de once Plataformas Tecnológicas en sectores energéticos relevantes para nuestra economía. Son las siguientes:

- Plataforma Tecnológica Española del H₂ y de las Pilas de Combustible (www.ptehpc.org). El principal objetivo de la PTEHPC es facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible e hidrógeno, en sus diferentes tecnologías, para su aplicación en el transporte, el sector estacionario y el portátil.
- Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español. REOLTEC (www.reoltec.net). Pretende aumentar la colaboración en materia de I+D+i entre el sector público y el empresarial, que permita amplificar el conocimiento, la experiencia y el desarrollo de productos innovadores en el mercado eólico.
- Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (www.pteco2.es). Su objetivo es crear un entorno favorable a la inversión en I+D+i, promover la creación de un tejido empresarial innovador y elevar la capacidad tecnológica en los procesos de mejora de eficiencia, captura, transporte, almacenamiento y valorización del CO₂, fomentando la implantación en la industria de estas tecnologías.
- Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas. FUTURED (www.futured.es). Persigue promover el desarrollo y la evolución tecnológica en el ámbito de las redes eléctricas que permita un desarrollo sostenible, un aumento de la competitividad y el liderazgo tecnológico de las entidades que forman parte de la plataforma.
- Plataforma Tecnológica Española de Biomasa. BIOPLAT (www.bioplat.org). Su objetivo es la determinación de las condiciones necesarias, e identificación y desarrollo de estrategias viables, para la promoción y el desarrollo comercial sostenible de la biomasa en España.
- Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética. EE (www.pte-ee.org). Tiene como finalidad la innovación en tecnología de eficiencia energética, generando nuevas soluciones a través del impulso a la investigación y el desarrollo de las nuevas técnicas, los productos y los servicios que contribuyan a la reducción de la demanda energética.
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia. GEOPLAT (www.geoplat.org). Persigue la identificación y desarrollo de estrategias sostenibles para la promoción y comercialización de la energía geotérmica en España.
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Concentración. SOLAR CONCENTRA (www.solarconcentra.org). Contribuye a implementar



el fomento de la I+D+i en el sector de la energía solar de concentración, y tiene como propósito favorecer la estrategia de innovación y desarrollo tecnológico de la termosolar en España.

- Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica. FOTOPLAT (<http://fotoplat.org/>). Tiene como objeto agrupar en una misma estructura a todas las empresas e instituciones involucradas con el reto de mantener a España y a las empresas españolas en primera línea de la investigación e industrialización de los sistemas de energía fotovoltaica, buscando sinergias entre las distintas instituciones e implementando estrategias coordinadas.
- Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear de Fisión. CEIDEN (www.ceiden.es). Su objetivo es desarrollar actividades de I+D+i orientadas a la operación segura, fiable y económica de las instalaciones nucleares actuales y del ciclo de combustible nuclear, y al desarrollo de posibles nuevos proyectos nucleares.
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Baja Temperatura. SOLPLAT (www.solplat.com). Persigue el desarrollo de la tecnología solar de media temperatura a través de un esfuerzo conjunto de empresas, centros tecnológicos y OPIS, de forma que se mejoren las prestaciones energéticas y medioambientales tanto en el lado de la eficiencia de las transformaciones como en la fiabilidad y durabilidad de componentes y subsistemas.

Hay que destacar que además de estas Plataformas Energéticas existen otros Grupos Interplataformas formados por plataformas de diferentes

sectores, entre los que destacan el de Ciudades Inteligentes (GICI), el de Almacenamiento Energético y el de Combustibles Alternativos.

10.3.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)

10.3.2.1. Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

Durante el año 2017 el CDTI ha aprobado en el área de energía 79 operaciones de I+D e innovación desarrollados por empresas en diferentes tipologías de proyectos CDTI con distintas modalidades de ayudas (ayudas reembolsables, ayudas parcialmente reembolsables y subvenciones) y que forman parte, todas ellas, del Subprograma Estatal de I+D+i empresarial del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020. El conjunto de estas ayudas han dado lugar a una inversión total de más de 100 millones de euros y unos compromisos de aportación pública por valor de 76 millones de euros².

- a) Financiación directa mediante ayudas reembolsables, parcialmente reembolsables y subvenciones en el sector³

² Convocatorias 2017 mediante subvenciones: CIIP, Subprograma Interempresas Internacional; INNO, Programa Innoglobal Subvenciones; SERA, Eranet; y SNEO, Subvenciones Neotec. El Programa Feder-Innterconecta no fue convocado en 2017. Convocatorias permanentes CDTI: ID, Proyectos de I+D; y LIC, Proyectos de Innovación.

³ La selección de los proyectos para la realización de este análisis parte de la codificación asignada por áreas sectoriales que utiliza el Centro 03: Energía y otros sectores con aplicación, especialmente en TIC y en Sectores Industriales.



En la Tabla 10.5 se distribuyen, por tipología, las operaciones aprobadas en 2017.

Por Comunidades autónomas, el importe de las operaciones aprobadas se concentra en País Vasco, Madrid y Cataluña.

Dentro del área sectorial de la energía, la I+D+i en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes supone el 69,6% de las operaciones aprobadas, el 59,8% de los compromisos de aportación pública y el 65,1% del presupuesto total de inversión empresarial.

b) Programa «INNVIERTE»

La gestión del Programa se instrumenta a través de la Sociedad de Capital Riesgo INNVIERTE ES, S.A., S.C.R, cuyo fin es potenciar la inversión de capital riesgo en el sector tecnológico español, impulsando empresas innovadoras o de base tecnológica (principalmente pequeñas y medianas empresas) y facilitando la participación estable del capital privado a largo plazo mediante la inversión en vehículos público-privados.

TABLA 10.5. TIPOLOGÍA, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

Tipología	N.º Operaciones	Compromisos de Aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
CIIP	4	1.115.382	1.964.470
ID	61	69.301.264	89.360.643
INNO	2	278.446	618.844
LIC	4	2.228.284	3.335.406
SERA	7	2.721.445	5.695.108
SNEO	1	212.500	369.764
Total	79	75.857.321	101.344.235

TABLA 10.6. POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

CCAA	N.º Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
ANDALUCÍA	9	6.510.231	8.322.322
ARAGÓN	3	1.032.285	1.497.362
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	3	25.018.904	29.566.548
CASTILLA y LEÓN	1	252.876	297.501
CASTILLA-LA MANCHA	2	1.183.752	1.392.649
CATALUÑA	10	4.606.865	6.239.746
COMUNIDAD VALENCIANA	9	5.045.802	7.304.807
EXTREMADURA	2	8.166.854	9.608.063
GALICIA	5	4.024.338	5.298.195
MADRID (COMUNIDAD de)	12	5.817.068	8.698.177
NAVARRA (C. FORAL de)	9	8.062.050	12.776.608
PAÍS VASCO	14	6.136.295	10.342.084
Total	79	75.857.320	101.344.062

TABLA 10.7. POR ÁREA SECTORIAL: N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

Área sectorial	Área Sector Nivel 2	Área Sector Nivel 3	Operaciones	Compromisos aportación CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
Energía	Optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía.	I+D en mejora de la eficiencia en el uso final de la energía, con especial atención al sector industrial. I+D en generación distribuida, transporte y distribución activa. I+D en mejorar la eficiencia energética en los procesos de producción y reutilización del agua. Otros contenidos. (Optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía.)	12	9.910.544	12.456.153
	Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	I+D para la evaluación y predicción de recursos de energías renovables. I+d en energía eólica. I+D en energía solar. I+D en biomasa y biocombustibles. I+D en otras energías: Marinas, geotérmica y minihidráulica. Otros contenidos. (Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.)	32	16.403.733	25.950.720
	Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	I+D para la producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno con fines energéticos. Otros contenidos. (Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.)	2	1.128.574	1.456.791
Total Energía			46	27.442.851	39.863.664

Área sectorial	Área Sector Nivel 2	Área Sector Nivel 3	Operaciones	Compromisos aportación CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
Tecnologías de la Información y Comunicaciones	Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales	Energía.	19	16.505.771	22.121.926
Total Tic aplicaciones			19	16.505.771	22.121.926

Área sectorial	Área Sector Nivel 2	Área Sector Nivel 3	Operaciones	Compromisos aportación CDTI (€)	Presupuesto Total (€)
Sectores Industriales	Bienes de equipo	Sin nivel asignado	4	1.812.008	2.719.430
	materiales	Sin nivel asignado	10	30.096.691	36.639.042
Total Sec. Industriales			14	31.908.699	39.358.472

Las inversiones de los vehículos de capital riesgo apoyados por INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2017, se muestran en la Tabla 10.8.

10.3.2.2. Programa Marco de la Unión Europea «Horizonte 2020»

Durante el año 2014-2015 se abrieron las primeras convocatorias del nuevo Programa Marco de Investigación e Innovación de la Unión Europea «Horizonte 2020», establecidos en programas

bienales. Este programa, además de continuar con algunas de las características de su predecesor, ha supuesto un cambio en su filosofía, persiguiendo más la llegada al mercado de los resultados de la I+D y centrándose en la solución de retos sociales europeos. De hecho, el programa heredero del de Energía del séptimo Programa en Horizonte 2020 se encuadra dentro del pilar de los Retos Sociales y se titula «Energía, limpia, segura y eficiente». Este nuevo programa, al igual que el anterior, se alinea con el desarrollo del Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan) como pilar estratégico de la evolución de las tec-



TABLA 10.8. INVERSIONES DE LOS VEHÍCULOS DE CAPITAL RIESGO APOYADOS POR INNVIERTE EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, A DICIEMBRE DE 2017

Sector	Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
Energía-medio Ambiente, EMA	AGBAR	7	10.726.957
Energía-medio Ambiente, EMA	Iberdrola	2	1.200.000
Energía-medio Ambiente, EMA	Repsol	4	5.507.822

nologías Energéticas, y le sirve como instrumento financiero para soluciones de valor añadido europeo. Esta iniciativa continúa siendo clave por su fuerte influencia en los Programas de Trabajo de Horizonte 2020. El SET Plan, en el marco del Horizonte 2020, ha evolucionado hacia un concepto más integrado de las tecnologías energéticas, e identifica una serie de prioridades clave para acelerar la transformación hacia un sistema energético bajo de carbono. Como ya hemos comentado, la comunicación Unión de la Energía (Energy Union) lanzada por la comisión en febrero del 2015 establece 5 pilares básicos para conseguir los objetivos de impulsar la seguridad energética, la sostenibilidad y la competitividad.

- Seguridad energética, solidaridad y confianza
- Un mercado europeo de la energía plenamente integrado
- Eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda
- Descarbonización de la economía
- Investigación, innovación y competitividad

Dentro del quinto pilar, el SET Plan se articula como pilar tecnológico para alcanzar los objetivos marcados en la Unión de la Energía, y el reto so-

cial de «energía segura, limpia y eficiente» dentro del Horizonte 2020 como instrumento clave para progresar en dichos objetivos, y contribuir a la transformación del sistema energético europeo actual. El quinto pilar establece también la necesidad de alinear programas de financiación de I+D+i nacional y regional con los programas europeos, y buscar sinergias entre ellos. Dentro del Programa Horizonte 2020, y a finales de su segundo año de desarrollo en el 2015, se aprobó oficialmente el segundo programa de trabajo bienal correspondiente a los años 2016 y 2017. Continuista con su predecesor, este programa 2016-2017 muestra sin embargo unas diferencias en estructura reseñables respecto al anterior. Una de ellas es la de dar un espacio propio a los consumidores dentro de las áreas de eficiencia energética, lo que da una idea de la relevancia que toma el consumidor, al que se le da ahora un papel activo en el sistema energético. Otro cambio a nivel de estructura, es que el topic de «Ciudades y Comunidades Inteligentes» se recoge en la convocatoria «Ciudades Sostenibles e Inteligentes» en un documento de programa de trabajo distinto del de Energía: programa de trabajo «Cross Cutting activities». Esto se debe a que esta convocatoria (que también recoge actividades de ciudades sostenibles con soluciones basadas en la naturaleza), comparte actividades y presupuestos procedentes de otras áreas de Horizonte 2020 como transporte y Tecnologías de la Información (TIC).

En este libro, sin embargo, seguiremos tratándolo a todos los efectos como parte del programa de trabajo de este reto social. Dentro del Programa de trabajo 2016-2017, y durante el año 2017, el Programa de Energía ha lanzado convocatorias en las tres áreas en las que se estructura: Eficiencia Energética, Energía baja en Carbono y Ciudades y Comunidades Inteligentes. En los datos facilitados a continuación se recogen todas las convocatorias que abrieron en el programa de trabajo 2017 en esas tres áreas, junto con una convocatoria de Eficiencia Energética para actividades de «market –uptake» (acciones no de investigación), que se adjudicó en el 2017 y que no se tuvo en cuenta en los datos del 2016. En el año 2017, y en concreto en el área de Eficiencia Energética se han adjudicado 108,4 millones de Euros, de los que 13,6 millones han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 12,6% de retornos respecto al total de países y un 13,2% UE (respecto a los estados miembros de la UE28). España ha sido el primer país que más fondos ha captado en el 2017 en el área de Eficiencia Energética seguidos por Alemania (9,3%) y Bélgica (9,2%).

La parte del Programa que más presupuesto ha adjudicado ha sido la referida como Energía baja en carbono que, durante 2017, ha financiado entre otros, proyectos de investigación y demostración en energías renovables y biocombustibles, proyectos de investigación y demostración en integración de renovables, redes inteligentes y sistemas de almacenamiento a nivel de la red de distribución y de la red de transmisión eléctrica, y proyectos de investigación en tecnologías de captura, almacenamiento, transporte y usos de CO₂, que en su conjunto ha supuesto una financiación

total de 397,5 Millones de Euros. De esta cantidad, 40,8 Millones de euros fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supone un 10,3% del total (11,5% Unión Europea) situando a España en el tercer puesto en captador de fondos por detrás de Alemania (19%) y Francia (13,2%) y por delante de Italia (8,2%) y Reino Unido (7,5%).

Por último, se incluye dentro del programa de Energía 2016 la Convocatoria de Ciudades y Comunidades Inteligentes, que sigue la línea de grandes proyectos de demostración (proyectos FARO) que integran tecnologías innovadoras en el área de energía, transporte y Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC) en un entorno urbano. En estos proyectos se pide tres ciudades, que serán los lugares de demostración, entidades proveedoras y/o desarrolladoras de las soluciones y otro pequeño número de ciudades (al menos tres ciudades seguidoras) en las que no se llevarán a cabo actuaciones de demostración, pero que participarán en los proyectos como aseguradoras de la transferibilidad de los resultados. Se trata de proyectos muy grandes tanto en presupuesto (18-20 M€ de aportación comunitaria) como en número de socios (casi 20 de media).

En estos proyectos es vital la involucración de las autoridades públicas que suelen contar con planes urbanos de sostenibilidad aprobados previamente a la preparación de estas propuestas.

Cabe destacar en las convocatorias del 2016 y 2017 el cambio de reglas con respecto a las del 2014 y 2015 en cuanto a las actividades que podían recibir financiación de la Comisión Europea (CE). En esta convocatoria del año 2017 no se han financiado



costes de construcción y rehabilitación de viviendas, inversiones en renovables, compra de vehículos, compra de herramientas TIC, financiándose sólo aquellos aspectos innovadores que transforman la ciudad en inteligente (almacenamiento, integración de sistemas de gestión inteligente, parte innovadora de las renovables,...). Estos cambios supusieron una bajada significativa de participación en la convocatoria 2016, tanto a nivel de propuestas presentadas como a nivel de participantes. En la convocatoria del 2017, los resultados han mejorado significativamente. Se han financiado tres proyectos, dos de ellos liderados por entidades españolas, Ayuntamiento de Valencia y Fundación Cener-Ciemat. En esta convocatoria hay 2 ciudades faro con demostración en España, por lo que los retornos obtenidos por entidades españolas han sido elevados. En esta convocatoria, las entidades españolas han recibido una financiación de 11,5 Millones de euros, que supone 21,6% de retornos (23,8% UE) de los 53,4M€ adjudicados.

Estos excelentes resultados se deben en gran medida a la presencia en los consorcios de ciudades faros españolas, las cuales arrastran gran cantidad de participantes del país donde se efectúa la demostración. En el ranking de países de la Unión Europea, en esta convocatoria de ciudades y comunidades inteligentes estamos en primera posición, seguidos de Italia con un 14,1% y Finlandia con un 10,6% de retorno.

De manera global, el año 2017 ha supuesto una gran participación de entidades españolas en este reto de Energía, superando los resultados alcanzados el año anterior. De los casi 559,3 Millones de euros adjudicados, unos 66 Millones irán a en-

tidades españolas, lo que supone un retorno total del 11,8% y un 13%-UE. España se sitúa en segunda posición en el ranking de países, por detrás de Alemania con un 16,2% de retornos y por delante de Francia con un 11,2%.

La nueva filosofía de Horizonte 2020, con un marcado sesgo hacia la innovación y la llegada a mercado ha tenido su reflejo en la distribución de los perfiles de los participantes españoles, donde el sector empresarial representa el 45%, seguido de los centros tecnológicos (16%), y Universidades y Administración Pública con alrededor del 11,7% cada uno.

Por Comunidades Autónomas, los participantes españoles se centran principalmente en las siguientes Comunidades: Cataluña (20%), Madrid (15%), Comunidad Valenciana (14,6%), y País Vasco (14,3%), Navarra (11%) y Andalucía (10,5%).

Los participantes más destacados de este año han sido Fundación Tecnalia, Ciemat, Etra Investigación y Desarrollo, S.A., Fundación Univ.Loyola Andalucía, Fundación Cener-Ciemat, Fundación Circe, Ayuntamiento de Valencia, Abengoa Innovación, S.A., Acondicionamiento Tarrasense-Leitatz, y Navarra de Suelo y Vivienda, S.A.

10. 4. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO

10.4.1. CIEMAT

En cuanto a las entidades responsables de la ejecución de los proyectos, destacamos la labor

desempeñada por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, CIEMAT.

El CIEMAT es un Organismo Público de Investigación adscrito al anterior Ministerio de Economía, Industria y Competitividad a través de la antigua Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación. Desde 1951, como Junta de Energía Nuclear (JEN), y a partir de 1986 como CIEMAT, lleva a cabo proyectos de I+D+i sobre las fuentes de energía (renovables, fusión, fisión y combustibles fósiles), su impacto en el medio ambiente, el desarrollo de nuevas tecnologías, la física de altas energías y la biomedicina. La I+D+i se complementa con actividades de formación, de transferencia de tecnología, la prestación de servicios técnicos, el asesoramiento a las distintas administraciones y la representación de España en diversos foros internacionales.

Su equipo humano de 1.328 personas está diversificado tecnológicamente y geográficamente. Su sede está en Madrid y cuenta con otros cinco centros: la Plataforma Solar de Almería (PSA), gran instalación científica de reconocido prestigio internacional en tecnologías solares; el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) y el Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA) ubicadas en Soria; el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA) en Trujillo; y el Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT) en Barcelona.

Por su naturaleza como organismo público de investigación, una parte sustancial de los gastos del CIEMAT son cubiertos a través de los presu-

puestos generales del Estado. Además, los grupos de investigación reciben financiación para el desarrollo de los proyectos de I+D+i a través de las subvenciones obtenidas en convocatorias competitivas nacionales e internacionales, de colaboraciones con empresas y entidades y por la prestación de servicios técnicos. Los ingresos exteriores obtenidos por estas vías en 2017 fueron 28,83 millones de €.

En cuanto los proyectos vigentes en el ámbito de la Energía, los ingresos exteriores han procedido en su mayoría de programas europeos (Horizonte 2020 y EURATOM), de otros programas internacionales (AECID, CONACYT, CYTED, DEBRA International, ERASMUS PLUS/MUNDUS, EURAMET-EMRP, EUREKA, F4E, IAEA, INTERREG V, ITER, LIFE, RFCS, Service Contracts - Tenders, UNEP, UNIDO y WORLD BANK) y convocatorias del Plan Estatal (en los programas estatales: I+D+i orientada a los retos de la sociedad, Fomento de la investigación científica y técnica de excelencia e Impulso empresarial en I+D+i).

En 2017 de los 82,72 M€ de gastos del CIEMAT, el 50% se dedicó al área de Energía.

10.4.1.1. Actividades de I+D+i

La evolución histórica del CIEMAT, su vocación de acercamiento a las necesidades de la sociedad y de la industria en lo relativo a las tecnologías energéticas actuales y el desarrollo de nuevas tecnologías han determinado 12 áreas científico-técnicas en las que se enmarcan sus actividades de I+D+i: energías renovables y ahorro energético, fisión



nuclear, fusión nuclear, valorización energética de combustibles y residuos, partículas elementales y astropartículas, biología y biomedicina, medio ambiente, radiaciones ionizantes, instrumentación científica y física médica, caracterización y análisis de materiales, ciencias de la computación y tecnología informática y estudios de sistemas energéticos y medioambientales.

Para llevar a cabo estas actividades de I+D+i el CIEMAT posee 165 laboratorios agrupados en 61 instalaciones científico-técnicas. Entre ellas destacan las dos Infraestructuras Científico-Técnicas Singulares (ICTS):

- El Laboratorio Nacional de Fusión, centro de referencia español en el ámbito de Fusión. Aloja la instalación TJ-II, un stellarator de tipo heliac flexible que produce plasmas de fusión confinados magnéticamente. Es el segundo stellarator más grande en operación de Europa.
- La Plataforma Solar de Almería (PSA), que está reconocida como Large-Scale Research Facility por parte de UE.

Además es integrante del Laboratorio Asociado Europeo de Energía Solar (SolLAB). La PSA se ha convertido en el mayor centro de investigación, desarrollo y ensayos de Europa dedicado a las tecnologías solares de concentración.

También se destaca el Laboratorio de Metrología de las Radiaciones Ionizantes, responsable del establecimiento, mantenimiento y diseminación en nombre del Estado de los patrones nacionales de las magnitudes de radiaciones ionizantes.

10.4.1.2. Líneas de investigación y proyectos

A continuación se describe brevemente la actividad de las distintas áreas científico-técnicas del CIEMAT en el ámbito energético durante 2017, citando sus líneas de actuación. Se puede encontrar información detallada en la web: <http://www.ciemat.es/>

a) ÁREA: Energías renovables y ahorro energético

Es una de las parcelas de investigación más importantes del CIEMAT, en la que se trabaja para lograr el desarrollo y optimización de nuevas tecnologías energéticas sostenibles y más respetuosas con el medioambiente.

Se trabaja en distintas energías renovables como: energía solar, tanto fotovoltaica como térmica, energía eólica o bioenergía y otras formas de ahorro energético.

Las principales líneas de actuación en 2017 han sido:

- LÍNEA: Energía solar fotovoltaica
- LÍNEA: Energía solar térmica
- LÍNEA: Aplicaciones de la radiación de la energía solar
- LÍNEA: Energía eólica
- LÍNEA: Bioenergía

- LÍNEA: Generación de energía marina
- LÍNEA: Eficiencia energética
- LÍNEA: Otras tecnologías: almacenamiento de energía, pilas de combustible y tecnologías de la información geográfica para la integración de energías renovables

b) ÁREA: FISIÓN NUCLEAR

Gracias a su amplia experiencia desde su creación como Junta de Energía Nuclear, el CIEMAT es un centro de referencia en la investigación en distintas áreas de estudio de la energía nuclear en general y de la fisión nuclear en particular. Merece la pena destacar la estrecha colaboración y el apoyo técnico a instituciones como el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A (ENRESA).

- LÍNEA: Seguridad nuclear
- LÍNEA: Innovación nuclear
- LÍNEA: Residuos radiactivos

c) ÁREA: FUSIÓN NUCLEAR

La actividad principal en esta área se relaciona con la explotación científica y mejora del Helic Flexible TJ-II, equipo dentro del Laboratorio Nacional de Fusión considerado como ICTS.

En 2017 se han cumplido los 20 años de operación del experimento TJ-II, con la generación de los primeros plasmas de alta temperatura. Este hito

marcó el inicio de una brillante carrera de contribuciones científicas y tecnológicas.

También se contribuye al desarrollo de futuros reactores y se da soporte a la Empresa Común Europea para el ITER (Barcelona) y a las actividades de apoyo a la industria de cara a su participación en los contratos del ITER.

Además, el CIEMAT es el miembro español del Consorcio y canaliza la participación de las instituciones españolas en este programa.

- LÍNEA: Física de fusión
- LÍNEA: Ingeniería de fusión
- LÍNEA: Tecnologías para fusión

d) ÁREA: Valorización energética de combustibles y residuos

El desarrollo global de sistemas avanzados de combustión y gasificación para lograr procesos más limpios y eficaces es una necesidad para disminuir la contaminación atmosférica. Estos procesos se aplican a combustibles fósiles (carbón), biomasa y residuos (procedentes de procesos industriales, aguas residuales, etc.).

Igualmente, se estudian otros procesos para la disminución de la contaminación como son la depuración y procesado de gases, así como la captura y valorización de CO₂ centrando la actividad en el desarrollo de sistemas avanzados que, mediante catalizadores, membranas y adsorbentes, den respuesta a dichos requerimientos.



- LÍNEA: Combustión y gasificación
- LÍNEA: Depuración y tratamiento de productos de procesos de conversión termoquímica

e) **ÁREA: EFECTOS AMBIENTALES DE LA ENERGÍA**

En esta área se estudian los efectos medioambientales asociados a la producción de la energía y los derivados de la industria, agricultura, transporte y residuos en la atmósfera, en suelos, en ecosistemas y en agrosistemas. También se desarrollan estrategias de conservación y recuperación de emplazamientos.

Además, se desarrolla el programa horizontal de cambio climático en el que se enmarcan diferentes actividades sobre la comprensión, adaptación y mitigación del cambio climático, así como el comportamiento humano sobre el mismo.

- LÍNEA: Contaminación atmosférica
- LÍNEA: Suelos y Geología ambiental

f) **ÁREA: Efectos de la radiaciones ionizantes**

En esta área se realizan estudios, determinaciones, evaluaciones, desarrollo de metodologías y controles de los niveles de radiactividad personal y ambiental.

- LÍNEA: Protección radiológica del público y del medio ambiente
- LÍNEA: Dosimetría de las radiaciones ionizantes

- LÍNEA: Físicoquímica de actínidos y productos de fisión

g) **ÁREA: Estudios de sistemas energéticos y medioambientales**

Están relacionados con el estudio y la evaluación de aspectos socioeconómicos, ambientales y psicosociales en tecnologías medioambientales y energéticas. El CIEMAT tiene un programa de cultura científica centrado en la percepción social de la ciencia y la participación ciudadana y un programa en derecho ambiental, para disponer de instrumentos jurídicos eficaces al servicio del desarrollo sostenible y de la protección ambiental.

- LÍNEA: Investigación sociotécnica
- LÍNEA: Análisis de sistemas energéticos

10.4.1.3. Participación en comités:

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. En el ámbito de la energía el CIEMAT participa en 312 comités. De ellos, el 67% (210) son de ámbito internacional. El 23% (73) son comités estratégicos (de alto nivel, con carácter político o estratégico) y científicos o técnicos de alto nivel, lo que nos da la oportunidad de contribuir en la definición de la política científica. Respecto al tipo de los comités, los más numerosos son los de carácter consultivo (51%). Este alto porcentaje muestra cómo los expertos del CIEMAT están muy demandados entre quie-

nes requieren consejo en el ámbito de nuestro conocimiento.

Aunque la fama del Centro ya venía precedida por su experiencia acumulada de más de 6 décadas de estudio sobre la energía nuclear (27% de los comités), hoy en día muchos de los comités en los que el CIEMAT tiene presencia cubren un espectro de temas más amplio.

El CIEMAT tiene una fuerte implicación en el desarrollo y la actividad de ALINNE, surgida en 2011, para coordinar a todos los actores nacionales dentro del campo de la innovación relacionada con la energía para reforzar el liderazgo internacional de España. Su Comité Ejecutivo está presidido por el Director General del CIEMAT y además su Secretaría Técnica es responsabilidad del CIEMAT.

Tras la presentación del informe «Análisis del Potencial de Desarrollo Tecnológico de las Tecnologías Energéticas (ejercicio APTE 2014-15)» ante el anterior Ministerio de Economía y Competitividad (2015) y la Comisión Europea (2016), el Comité de Estrategia redactó, en 2017, un «Documento de Conclusiones y Recomendaciones». Tanto el informe completo APTE 2014-15 como el Documento de Conclusiones y Recomendaciones pueden descargarse en <http://www.alinne.es>.

Durante el tercer trimestre de 2017, los resultados del Ejercicio APTE 2014-15 permitieron a ALINNE enviar una primera Contribución Plan Nacional Integrado de Energía y Clima en la Dimensión Investigación, Innovación y Competitividad.

La gran utilidad del ejercicio APTE 2014-15 y la conveniencia de su actualización, han llevado a la decisión unánime de los agentes implicados en el mismo a plantear la realización de un nuevo ejercicio, con el propósito de actualizar el análisis de Potencial de Desarrollo de las Tecnologías Energéticas e incluyendo análisis territorial (visión de conjunto de las actuaciones de las CCAA). Iniciado a finales de 2017, el segundo ejercicio APTE ha vuelto a contar con la colaboración de 13 Plataformas Tecnológicas de ámbito Energético (PTEs) y la participación de CCAA implicadas en la estrategia de especialización inteligente, RIS3, en energía.

ALINNE está trabajando también en las siguientes líneas: distribución regional por CCAA de capacidades e infraestructuras de las Tecnologías Energéticas; estudio de las propuestas de RIS3 en energía, presentadas por las CCAA; apoyo a la representación española en el SET Plan; e identificación, elaboración y desarrollo de Iniciativas Tecnológicas Prioritarias (ITPs) en colaboración con las PTEs del sector.

ALINNE da una gran importancia a la última línea citada, considerando las ITPs como un nuevo instrumento de política tecnológica, cuya utilización tendría un gran potencial. Este instrumento ha sido concebido dentro de la Alianza y su desarrollo será producto de la colaboración de todos los sectores tecnológicos en el área energética, buscando un uso más eficiente y priorizado de los recursos disponibles, consiguiendo un mayor éxito en el proceso de la llegada de productos y servicios al mercado y rentabilizando los recursos económicos y humanos puestos en juego en la historia del desarrollo de la tecnología en cues-

ción, generando retornos a la sociedad, en términos amplios y de manera más eficiente.

Además de las actividades mencionadas, miembros de ALINNE han celebrado reuniones con las PTEs, con CC.AA y representando a la Alianza en GENERA-2017 (Madrid)

El CIEMAT también participa en 22 plataformas tecnológicas (PT) españolas y europeas relacionadas con el ámbito de la energía.

10.4.2. CENER

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada en energías renovables. Cuenta con una alta cualificación y un reconocido prestigio nacional e internacional.

Tiene forma de fundación y en su Patronato están representados, la Secretaría de Estado de Investigación, la Consejería de Industria del Gobierno de Navarra, el CIEMAT y la Secretaría de Estado de Energía. Realiza trabajos de investigación en 6 áreas: eólica, solar térmica y solar fotovoltaica, biomasa, energética edificatoria e integración en red de las energías renovables.

CENER enfoca su actividad hacia el progreso tecnológico y el apoyo a las empresas del sector para la mejora de la competitividad de las energías renovables y su industria.

- Capta conocimiento trabajando en consorcios con empresa y centros de referencia internacio-

nal para ofrecer un valor tecnológico diferencial que pueda ser incorporado por la industria.

- Desarrolla y transfiere a la industria conocimiento y conceptos aplicables dentro de su actividad investigadora.
- Presta servicios de alto valor mediante la aplicación de conocimientos muy especializados o infraestructuras de ensayo fuera de lo común.

10.4.2.1. Infraestructuras

CENER está dotado de importantes infraestructuras tecnológicas, con modernos laboratorios e instalaciones de nivel mundial, destacando especialmente el Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (una infraestructura de referencia en el mundo), el Parque Eólico Experimental, El Centro de Biorrefinería y Bioenergía (BIO2C) y la micro-red ATENEA.

Adicionalmente a éstas CENER ofrece al sector para llevar a cabo I+D+i otras infraestructuras de gran relevancia: ensayo de módulos fotovoltaicos e inversores, ensayos de tubos receptores de plantas cilindro-parabólicas, ensayo de captadores planos, desarrollo de células y procesos de fabricación fotovoltaica.

a) Laboratorio de Ensayo de Aerogeneradores (LEA)

Se trata de una infraestructura dedicada a pruebas y ensayos de aerogeneradores abarcando desde el análisis de los componentes hasta el

de aerogeneradores completos, según normas internacionales. El LEA integra cinco centros de ensayo de última generación entre los que se encuentran:

- Laboratorio de Ensayos de Palas.
- Laboratorio de Ensayos de Tren de Potencia que comprende:
 - Banco de Ensayo de Tren de Potencia,
 - Banco de Ensayo de Generadores y sistemas eléctricos,
- Banco de Ensayos de Nacelle, y Banco de Montaje de Nacelles),
- Laboratorio de Materiales Compuestos y Procesos,
- Parque Eólico Experimental (Sierra de Alaiz).

b) Centro de Biorrefinería y Bioenergía (BIO₂C)

El Centro de Biorrefinería y Bioenergía (BIO₂C) es una instalación de ensayos a escala piloto semiindustrial, capaz de desarrollar procesos de producción de bioproductos, biocombustibles sólidos, biocombustibles líquidos y gaseosos avanzados, así como conceptos de biorrefinería integrando diferentes rutas de valorización, como etapa intermedia entre el laboratorio y el escalado industrial de estas tecnologías. El BIO₂C es una plataforma integral de ensayo y demostración, diseñada para desarrollar proce-

sos, equipos o componentes específicos, nuevos bio-productos o biocombustibles y conceptos de biorrefinería.

Incluye:

- Laboratorio para el tratamiento y caracterización de muestras de proceso.
- Unidad de Pretratamiento de Biomasa: Capacidad de procesado de 500 Kg de Biomasa /h con las siguientes etapas:
 - Astillado / Picado
 - Secado
 - Torrefacción
 - Molienda
 - Peletizado
- Unidad de Gasificación:
 - Reactor de lecho fluido burbujeante con una potencia nominal de 2 MWt.
 - Presión de operación: 0,3 barg capaz de operar con aire y mezclas vapor + oxígeno.
- Unidad de Procesos Bioquímicos:
 - Planta piloto incluyendo:
 - Reactor en continuo de pretratamiento termoquímico: 5 kg/h, 14 bares



- Reactor de hidrólisis enzimática: 200 litros.
- Fermentadores: 40 y 100 litros.
- Planta demostración
- Rectores de hidrólisis enzimática 2x 3000 litros.
- Batería de fermentadores: 1000, 3000 y 6000 litros.

a las cargas asignadas esté asegurado en todo momento.

- Hacer que la potencia consumida por las cargas sea en todo lo posible proveniente de fuentes renovables, fomentando de este modo la independencia energética del LEA.
- Proteger las instalaciones existentes de faltas provenientes tanto de la red eléctrica como de la microrred.

c) Microrred ATENEA

La instalación está ubicada en el recinto del Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores (LEA) de CENER, en el polígono industrial Rocafort de Sangüesa (Navarra) y ha sido desarrollada por el Departamento de Integración en Red de Energías Renovables.

Se trata de una microrred orientada a la aplicación industrial concebida en principio para dar servicio a parte de las cargas eléctricas de las propias instalaciones del LEA así como a parte del alumbrado público del polígono industrial. Su arquitectura es tipo AC; es decir, todos los elementos se conectan a un mismo bus AC para llevar a cabo el intercambio de energía entre ellos. Este bus AC se conecta en un único punto con la red eléctrica, lo que permite la interacción con la misma. Dentro de la microrred se realiza una distribución de energía eléctrica en AC.

Los principales objetivos son:

Gestionar la potencia generada en cada momento de manera que el suministro de energía

- Ser capaz de enviar los excedentes energéticos producidos a la red eléctrica, de forma que la microrred no funcione como un ente aislado de la red de distribución sino como parte activa de la misma. Además la microrred tiene como objetivo principal servir como banco de ensayos para nuevos equipos, sistemas de generación, almacenamiento y estrategias de control y protección de microrredes

Ficha Técnica:

- Instalación fotovoltaica de 25 kWp.
- Aerogenerador de potencia nominal de 20 kW tipo full-converter.
- Grupo electrógeno diesel de potencia nominal 55 kVA.
- Banco de baterías tecnología plomo ácido de gel, capaces de suministrar 50 kW de forma ininterrumpida durante 2 horas [BAE]
- Banco de cargas trifásica 120 KVA.

- Batería de Flujo de Vanadio con capacidad para proporcionar 50 KW durante aproximadamente 4 horas.
- Banco de baterías de ion-Litio, 50kW, ½ hora
- (Todos ellos incluyen los equipos de conexión, control y auxiliares)

10.4.2.2. Actividades y proyectos de I+D

CENER desarrolla proyectos de I+D para el desarrollo de conocimiento y conceptos que posteriormente transfiere a la industria. Una de las principales vías de investigación son los consorcios en concurrencia competitiva donde genera redes de conocimiento.

Durante el año 2017 CENER ha continuado incrementando su actividad en proyectos competitivos de I+D+i, sobre todo de colaboración europea. En los últimos cuatro años CENER también ha incrementado su presencia en foros internacionales.

Se ha reforzado su papel en la Alianza Europea de Investigación en Energía (EERA), siendo miembro de los Joint Programme (JP) de eólica (como miembro del Comité Directivo y coordinador del subgrupo de Infraestructuras de Investigación), igualmente forma parte del «Steering Committee» del ETIP (Plataforma Europea de la Industria – antiguo TPWind); biomasa; solar térmica; solar fotovoltaica y redes inteligentes. En relación con la Agencia Internacional de Energía CENER es co-representante de España en el «Renewable Energy Working Party», y tarea 31 («WAKE-

BENCH: Benchmarking of wind farm models») de IEAWind; es miembro del comité ejecutivo del «implementing agreement» para Fotovoltaica (PVPS) y participa en diferentes tareas de SolarPACES, IEA-SHC, PVPS, IEAHIA.

A parte de estas contribuciones CENER es miembro de ALINNE, IEA y varias plataformas tecnológicas (nacionales y europeas), PPP, JTI, FOTOPLAT, EIP Smart Cities, asociaciones del sector y colabora con diferentes Comités de Estandarización y Certificación. Participa en el Comité de IEC TC120 «Electrical Energy Storage», en AENOR en el grupo AEN 218 Electricity Storage Systems. Es miembro del EASE (The European Association for Storage of Energy). Es miembro de la JP on SmartGrids y Futured. A continuación se exponen brevemente las actividades de los diferentes departamentos de CENER en 2017. Para el detalle de los proyectos más significativos de cada uno de ellos se remite a la web: <http://www.cener.com/>.

a) 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 proyec-



tos de investigación, tanto por iniciativa propia como en cooperación con centros tecnológicos, instituciones y empresas.

Durante 2017 se ha trabajado en proyectos de I+D como: NEVA, CL-Windcom, NEWA, MARINET2, ARCWIND o AdheDis.

b) Departamento de Fotovoltaica

El departamento de Energía Fotovoltaica tiene como objetivo principal la reducción del coste del kWh producido por medios fotovoltaicos. Su actividad se sitúa en el punto intermedio entre la investigación básica y los entornos industriales de fabricación, complementando el I+D+i con servicios de validación y certificación de componentes (células, módulos, inversores, seguidores...), incluidas las plantas fotovoltaicas de generación de energía eléctrica.

Gracias a la variada cualificación técnica de sus miembros, las actividades del departamento abarcan aspectos que van desde el estudio de los materiales y tecnologías de célula, pasando por el ensayo para certificación de componentes (Módulos fotovoltaicos, seguidores, inversores) hasta la instalación fotovoltaica una vez finalizada y produciendo energía.

La temática fotovoltaica se organiza en dos áreas de actuación que se solapan permitiendo una mayor efectividad:

- *Sistemas fotovoltaicos*: en esta área se parte de la evaluación de componentes (módulos, inversores, seguidores) y se estudian todas las eta-

pas hasta el diseño, ejecución y optimización de la instalación fotovoltaica final. Sus actividades incluyen servicios acreditados para pruebas de ensayo y certificación bajo normas internacionales, proyectos comerciales para el apoyo de promotores de plantas fotovoltaicas en actividades de ingeniería, así como actividades de I+D para desarrollo de productos de aplicación fotovoltaica, especialmente BIPV (Integración arquitectónica de la Fotovoltaica).

- *Células fotovoltaicas*: CENER trabaja en todas las etapas necesarias para la obtención de células fotovoltaicas de silicio cristalino a partir de oblea (screen printed, PERC, BIFACIALES...), desde el estudio inicial de materiales, pasando por los procesos de fabricación a tamaño industrial y acabando en la caracterización final del dispositivo. También en lo relativo a la tecnología de lámina delgada tiene una instalación para tecnologías híbridas orgánico-inorgánico del tipo perovskitas con la posibilidad de realizar estructuras tándem, y también mini-módulos en base a silicio amorfo y microcristalino.

Finalmente la actividad de CENER es especialmente reconocida en los aspectos de evaluación y caracterización de nuevos productos, participa en Round Robins a nivel internacional para medida de las últimas tecnologías, realiza desarrollo de herramientas de evaluación, análisis y diagnóstico que también utiliza para sus propios servicios comerciales.

El Departamento de Energía Solar Fotovoltaica (ESFV) también colabora en proyectos de cooperación internacional patrocinados por AECI

y en iniciativas de la Agencia Internacional de la Energía para fotovoltaica (IEA-PVPS), participa activamente en los comités para desarrollo de normativa fotovoltaica a nivel internacional y en el comité ejecutivo de la Plataforma fotovoltaica FOTOPLAT.

Durante 2017 se ha trabajado en proyectos de I+D como: ETFE-MFM, AISOVOL, SOLAR TRAIN, HESITSC, PVDETECT, PV CLOUD, o TEXTUMODU.

c) 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 dar soporte a la industria en el campo de las tecnologías termo-solares a nivel nacional e internacional, contribuyendo a la mejora del estado del arte de las mismas, tanto en lo que se refiere a la innovación y desarrollo tecnológico de sistemas, componentes y procedimientos O&M como a medida y caracterización, facilitando de esta forma su implantación en el mercado.

Para alcanzar dicho objetivo durante 2017, además de consolidar la oferta de servicios y asistencias técnicas desarrollados y optimizados durante los últimos años, tales como el proyecto comercial «Provision of services related to accreditation and capacity building of SWH laboratory facilities en Egipto» para UNIDO (UNITED NATIONS INDUS-

TRIAL DEVELOPMENT), se ha profundizado en las actividades de I+D en tres ámbitos diferenciados:

- Desarrollo de nuevas capacidades que permitan ofertar nuevos e innovadores servicios y asistencias técnicas a la industria solar térmica y que respondan a sus necesidades a corto y medio plazo.
-
- Desarrollo de nuevos componentes innovadores que permitan una reducción de costes relevante de la tecnología a corto y medio plazo, fruto de estos desarrollos en 2017 se ha concedido una patente relacionada con un nuevo Método de calibración para heliostatos (PCT/ES2016/070681 WO 2017/055663) y se ha presentado una nueva solicitud de patente sobre el nuevo concepto Smart Mirror: Integración de sensores en una faceta de heliostato (PCT/ES2017/070660).
- Además, se ha seguido impulsando la participación en proyectos de investigación tanto nacionales como europeos. Los principales proyectos de I+D en curso durante 2017 han sido: H2020 LCE-2014-1 CAPTURE, H2020 -LCE-2016-2017 MOSAIC, H2020-LCE-2014-2 PREFLEX, H2020-LCE-2016-2017 INSHIP, FP7-ENERGY-2013-1 EUROSUNMED, FP7-Energy-2013-1 DNICAST, FP7-ENERGY-2013-IRP STAGE-STE, MEDSOL-ERASMUS+, SEHICET, y HTSTORAGE.

Gracias a toda esta actividad investigadora, durante 2017 se han publicado 17 artículos en congresos y revistas científicas y el departamento se ha visto reforzado con nuevas capacidades de diseño, se han fortalecido y creado alianzas con

centros de investigación, centros tecnológicos y empresas del sector tanto a nivel nacional como internacional. Por otro lado, el departamento de Solar Térmica participa activamente en la European Energy Research Alliance (EERA), coordinando el paquete de trabajo denominado Point focus technologies, de reciente creación dentro del Joint Program de Concentrating Solar Power JP-CSP. Así como en la «European Solar Thermal Technology Platform on Renewable Heating & Cooling» en la que somos miembros del «Steering Committee». El departamento de solar térmica participa también activamente en diferentes foros nacionales como son la plataforma Solar Concentra, y la asociación de la industria Protermosolar y los comités de estandarización de AENOR.

d) Departamento de Biomasa

El Departamento de BIOMASA de CENER realiza actividades de investigación aplicada en 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 la biomasa.

Los principales proyectos de I+D han sido: PERCAL, AMBITION, BRISK II, BIORESCUE, CYCLALG, BUTANEXT, ALIGAS, BIOVALORIZACION, KL VAINILLINA, y SYN₂OL.

e) Departamento de Energía Edificatoria

El Departamento de Energética Edificatoria de CENER desarrolla proyectos de I+D y servicios tecno-

lógicos para aplicaciones de la energía en la ciudad, y especialmente en los edificios, basados en la eficiencia energética y la integración de las energías renovables en los entornos urbanos, en el contexto de las ciudades inteligentes o «smart cities» y del estándar de «edificio de consumo de energía casi nulo» definido por la Comisión Europea.

Este departamento desarrolla soluciones y sistemas energéticos que permitan reducir drásticamente en consumo de energía fósil en nuestras ciudades y edificios, con dos líneas estratégicas diferentes: a) Diseño de Edificios y Ciudades Inteligentes y Energéticamente Eficientes, y b) Eficiencia Energética y Análisis de datos.

Durante el año 2017 se ha realizado una intensa actividad en proyectos de I+D, siendo los más relevantes los siguientes: STARDUST, EU-GUGLE y NIVALIS.

f) Departamento de Integración de Red

El Departamento de Integración en Red de Energías Renovables tiene como objetivo la investigación y el desarrollo de los sistemas que permitan una mayor y mejor integración de las energías renovables en la red eléctrica.

El departamento cuenta con dos principales áreas de actividad, Área de Integración en Red que incluye aspectos relacionados con generación distribuida, smart grids, estudio de redes y alta tensión y el Área de Almacenamiento de Energía que incluye ensayos y caracterización de equipos en operación real e ingeniería conceptual y modelos de negocio.

Los principales proyectos de I+D en 2017 han sido: OSMOSE, CITIES, e-HIERA, ARALAR, STORY, Cr-yoHub, y STARDUST.

10.4.3. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH₂)

El Centro Nacional de Experimentación de Tecnologías de Hidrógeno y Pilas de Combustible (en adelante Centro Nacional del Hidrógeno o CNH₂), con sede en Puertollano (Ciudad Real) y creado en 2007, es un Consorcio Público entre el Ministerio de Economía, Industria y Competitividad y la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, con una participación del 50% cada uno. Desde mayo de 2015, el CNH₂ está adscrito a la Administración General del Estado.

Su objetivo es la investigación científica y tecnológica en todos los aspectos relativos a las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible, al servicio de toda la comunidad científica y tecnológica, en todo el ámbito nacional e internacional. Dentro de este objetivo se incluyen:

- la utilización en la instalación de los avances científicos que se consigan en los grupos de investigación nacionales e internacionales,
- la transmisión del conocimiento científico conseguido y su escalado para su aplicación en desarrollos tecnológicos de utilidad,
- la investigación y demostración de procesos de transformación energética utilizando el hidró-

geno como portador energético y su aplicación final en todos los usos posibles.

Igualmente, se incluye el uso de la instalación como centro de los procesos de ensayo, caracterización, homologación, certificación o validación de desarrollos tecnológicos obtenidos por el sector productivo para mejorar la competitividad de las empresas y así fomentar la introducción en el mercado nacional de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible.

El CNH₂ busca ser centro de referencia a nivel nacional en su ámbito a través de las siguientes vías:

- Aunando los esfuerzos y trabajos de los grupos de investigación,
- como conexión con la industria y la sociedad,
- impulsando la transferencia de tecnología,
- apoyando a la creación de empresas de base tecnológica,
- colaborando en el desarrollo de normativa y estándares tecnológicos,
- realizando y fomentando las actividades de difusión, formación y divulgación de la tecnología,
- actuando como centro de debate para fomentar la implantación de la economía del hidrógeno,
- realizando informes, estudios y documentos que lo apoyen y



- orientando a otros centros de investigación en las actividades necesarias para el desarrollo del sector.

Todo ello, en continuo contacto con centros internacionales de referencia en su ámbito.

10.4.3.1. Principales líneas de investigación

Las principales líneas de investigación que se desarrollan en el CNH₂ son:

- Producción de hidrógeno: mediante diferentes métodos, fundamentalmente centrados en electrolisis con tecnologías PEM y alcalina, y siempre buscando priorizar la obtención de hidrógeno a partir de fuentes renovables y con las mínimas emisiones.
- Almacenamiento de hidrógeno: fundamentalmente hidrógeno gaseoso a altas presiones, y almacenado de forma química en forma de hidruros metálicos.
- Transformación de hidrógeno: básicamente en energía eléctrica a través de pilas de combustible de diferentes tecnologías (tecnología PEMFC, tecnología SOFC), pero sin obviar otros usos como su uso combinado con CO₂ para la producción de Gas Natural Sintético (GNS, proceso Power-To-Gas).
- Integración de sistemas: estacionarios, portátiles y transporte.
- Implantación tecnológica de los procesos y tecnologías investigadas.

- Normativa en el ámbito del hidrógeno y las pilas de combustible.

El equipamiento científico-técnico del Centro Nacional del Hidrógeno se distribuye en trece laboratorios:

- I. Laboratorio de Electrólisis Alcalina.
- II. Laboratorio de Investigación y Escalado de Tecnología PEM.
- III. Laboratorio de Electrónica de Potencia.
- IV. Laboratorio de Microrredes.
- V. Laboratorio de Simulación.
- VI. Laboratorio de Caracterización de Materiales.
- VII. Laboratorio de Óxido Sólido.
- VIII. Laboratorio de Fabricación (FAB-LAB).
- IX. Laboratorio de Almacenamiento.
- X. Laboratorio de Testeo de Tecnología PEM.
- XI. Laboratorio de Vehículos.
- XII. Laboratorio de Integración Doméstica.
- XIII. Laboratorio de Biotecnologías del Hidrógeno.

Adicionalmente, el CNH₂ dispone de una Unidad de Cultura Científica y de la Innovación, UCC+iCNH₂, perteneciente a la red de UCC+i que

la Fundación Española para la Ciencia y la Tecnología (FECYT) gestiona. El objetivo principal de la UCC+i CNH₂ es acercar la ciencia, la tecnología y la innovación del hidrógeno y pilas de combustible a los ciudadanos, acortando distancias entre el mundo científico y tecnológico y la sociedad en general, así como facilitando la difusión de la I+D+i de las citadas tecnologías y de los proyectos científicos y tecnológicos en desarrollo a través de diferentes actividades y talleres de divulgación.

10.4.3.2. Actividades y proyectos de I+D destacados del CHN₂ en 2017

Proyectos en colaboración financiados por entidades internacionales:

- Proyecto **HyACINTH** presentado a la convocatoria FCH-JU-2013-1 de la Iniciativa Tecnológica Conjunta de Hidrógeno y Pilas de Combustible (FCH-JU), cuenta con la participación de once entidades de cinco países europeos y está coordinado por el CNH₂. Su objetivo es alcanzar un mayor conocimiento a nivel europeo sobre la aceptación social de las tecnologías del hidrógeno y de las pilas de combustible y de sus aplicaciones con el fin de desarrollar una herramienta que facilite el desarrollo de productos y su introducción en el mercado.

Proyectos en colaboración financiados por entidades nacionales:

- Proyecto **ENHIGMA**, convocatoria Retos-Colaboración 2016 del Ministerio de Economía y Competitividad. El objetivo del proyecto es obtener un electrolizador PEM de mayor dura-

bilidad y menor consumo energético, a través de la optimización del diseño y de los materiales de las placas bipolares que lo componen. El consorcio está formado por: Adix Ingeniería, Hidrógena, ITECAM, Asociación de la Industria Navarra, Flubetech y CNH₂.

- Proyecto **CONFIGURA**, convocatoria Retos-Investigación 2016 del Ministerio de Economía y Competitividad. El objetivo es desarrollar distintas estrategias de control en el marco del Control Predictivo para gestionar de manera eficiente la operación de microrredes, abordando la reconfigurabilidad tanto de los componentes de una microrred, como de microrredes interconectadas. Las entidades participantes son la Universidad de Sevilla, el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH₂) y el INTA.
- Proyecto **SHIPS4BLUE**, Programa I+C+=C 2016 de Apoyo a Proyectos de I+D del Gobierno de Cantabria. El objetivo del proyecto es evaluar la viabilidad técnica de la utilización de la tecnología de electrólisis comercial seleccionada para esta aplicación específica, así como analizar los sistemas de almacenamiento del hidrógeno producido vía electrólisis, de manera que se lleve a cabo el diseño de una solución optimizada para el almacenamiento de energía a bordo del buque. El consorcio está formado por: Calvo Construcciones y Montaje S.L., Bound4Blue S.L., Fundación Instituto de Hidráulica Ambiental de Cantabria (FIHAC), Centro Nacional del Hidrógeno (CNH₂).
- Proyecto **UCCI2017**, Convocatoria de ayudas 2016 para el fomento de la cultura científica,



tecnológica y de la innovación (FECYT). El objetivo principal es acercar la ciencia y tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible a la sociedad mediante el desarrollo de actividades de divulgación científica.

- Proyecto **LOWCOSTFC**, convocatoria Retos-Investigación 2015 del Ministerio de Economía y Competitividad. El objetivo general del proyecto es el diseño, fabricación, modelización y evaluación del rendimiento y durabilidad de una pila de combustible polimérica de bajo coste de 500 W de potencia eléctrica. Las entidades participantes son la Universidad Nacional de Educación a distancia (UNED) y el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH₂).
- Proyecto **RENOVAGAS**, convocatoria Retos-Colaboración 2014 del Ministerio de Economía y Competitividad. El objetivo principal del proyecto es el desarrollo de una planta piloto de producción de gas natural sintético (GNS) a partir de la producción electrolítica de hidrógeno mediante energías renovables, y su metanación mediante su combinación con una corriente de biogás, de manera que el gas natural obtenido sea totalmente renovable y pueda ser inyectado directamente en la red de gas natural. El consorcio para llevar a cabo este proyecto está formado por: Enagas, FCC-Aqualia, Abengoa Hidrógeno, Gas Natural Fenosa, Tecnalia, ICP-CSIC y CNH₂.

Proyectos internos estratégicos:

- Proyecto **AutoCNH₂**. Este proyecto tiene como principal objetivo el desarrollo de un vehículo experimental de pila de combustible

que servirá como plataforma para la caracterización de sistemas de pila de combustible en condiciones reales.

- Proyecto **HY₂TRAVEL**. El principal objetivo es el desarrollo de una aplicación APP para Android que simula el comportamiento y funcionamiento de un vehículo de pila de combustible. Como resultado se dispone de una aplicación de simulación de vehículo de hidrógeno (Hy₂Travel) para promoción y difusión de las tecnologías de hidrógeno.
- Proyecto **DESPHEGA₃**. (Desarrollo y Validación de un modelo en HYSYS para la simulación de un sistema de electrólisis alcalina para la producción de hidrógeno a partir de EERR). El principal objetivo es el desarrollo y validación experimental de un modelo para la simulación de sistemas de electrolisis alcalina que integre, tanto el comportamiento de las celdas electro-líticas, como el estudio de todos los subsistemas y elementos que forman parte del balance de planta (BoP) del electrolizador.
- Proyecto **MOVIPEM**. (Diseño y fabricación de pila PEM de baja potencia con placas bipolares recubiertas para aplicaciones móviles). El proyecto tiene como objetivo principal el diseño, fabricación, puesta en funcionamiento y caracterización de una pila de combustible PEM de 500W, de alta densidad de potencia específica y volumétrica, utilizando placas bipolares metálicas recubiertas.
- Proyecto **PRIOXIS**. (Proyecto Interno celdas OXIdo Sólido): que tiene como finalidad la fa-



bricación de sistemas reversibles con tecnología de óxido sólido. Está planteado en tres fases en la que la primera busca desarrollar un stack reversible de hasta 500W para, posteriormente, escalar los procesos de fabricación de las celdas y periféricos y aumentar la potencia.

Durante el año 2017, el CNH₂ ha suscrito nuevos convenios y acuerdos de colaboración como soporte a sus actividades de I+D+i, entre los que destacan Convenios Marco de Colaboración y Específicos para la realización de estancias de investigadores de diferentes Universidades a nivel nacional e internacional como son:

- Universidad del País Vasco
- Universidad CEU Cardenal Herrera
- Università Ersità degli Studi di Cagliari
- Universidad Estadual Paulista "Julio de Mesquita Filho (UNESP)
- Universidad de Castilla-La Mancha (UCLM)

Estos convenios se suman a los ya firmados en años anteriores con otros centros de investigación nacionales CSIC, CIEMAT, INTA y con diversos centros tecnológicos, empresas y universidades.

10.4.3.3. Participación en foros sectoriales

El Centro Nacional del Hidrógeno, como instalación dedicada a la investigación científica y tec-

nológica 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:

A nivel nacional:

- Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂). Miembro de la Junta Directiva.
- Asociación Española de Pilas de Combustible (APPICE). Miembro de la Junta de Gobierno.
- Plataforma Tecnológica Española del Hidrógeno y las Pilas de Combustible (PTE-HPC). Miembro del Grupo Rector y de todos los grupos de trabajo.
- Plataforma Tecnológica Española de Seguridad Industrial (PESI).
- Plataforma Tecnológica de Redes Eléctricas (FUTURED).
- Plataforma Tecnológica Ferroviaria Española (PTFE).
- Plataforma Tecnológica Española de Automoción y Movilidad (MOVE₂FUTURE)
- Red de Unidades de Cultura Científica y de la Innovación (Red UCC+i) de la FECYT.
- Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).



- Comité Técnico de Normalización en Tecnologías de Hidrógeno AENOR/CTN-181.
- Comité Técnico de Normalización en Sistemas de Almacenamiento de Energía Eléctrica CTN218.
- Comité Técnico de Normalización en Tecnologías de las Pilas de Combustible AEN/CTN206/SC105. Secretario de Subcomité.
- Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE).

A nivel internacional:

- Hydrogen Europe Research - Research on Fuel Cells and Hydrogen
- Safety of Hydrogen as an Energy Carrier (HYS-AFE).
- European Energy Research Alliance (EERA), miembro del programa de trabajo de almacenamiento de energía y de hidrógeno y pilas de combustible.
- International Energy Agency (IEA) Hydrogen Implementing Agreement (HIA).
- Technology Collaboration Programme on Advanced Fuel Cells (AFCTCP).

10.4.4. CEIDEN

La Plataforma Tecnológica de I+D de energía nuclear de fisión CEIDEN, creada en el año 2007, ha

continuado con sus actividades de coordinación de planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en programas internacionales.

En el año 2017, una vez definidos los objetivos y líneas de actuación prioritarias para el bienio, 2016-2017, se ha trabajado de acuerdo con dichos objetivos, basados en tres retos tecnológicos del sector nuclear:

- Operación segura a largo plazo de los activos nucleares.
- Gestión del combustible irradiado y de los residuos radiactivos.
- Nuevas tecnologías/proyectos.

Los principales 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: hormigones.
3. Aprovechamiento de materiales de la CN José Cabrera: internos de la vasija (proyecto ZIRP, en fase de ampliación).
4. Iniciativa Jules Horowitz Reactor.
5. ESNII (Participación española en European Sustainable Nuclear Industry Initiative).

6. Grupo de trabajo Formación F+.
7. Grupo de trabajo KEEP (gestión del conocimiento nuclear).
8. Materiales nucleares: Grupo de trabajo sobre Degradación de Materiales (GTDM). Participación en el Grupo Interplataformas del Grafeno.
9. Grupo de trabajo de usuarios de laboratorios de calibración de patrones neutrónicos.
10. Actualización del catálogo de códigos de cálculo utilizados en el sector nuclear español.
11. Grupo de seguimiento de Proyectos Socio-técnicos.

Durante el año 2017, se han realizado, entre otras, las siguientes actividades más destacables:

- Se ha realizado el ejercicio de la definición de tres ITPs (Iniciativas Tecnológicas Prioritarias) para la Alianza por la Investigación y la Innovación Energética (ALINNE), basadas en los tres retos tecnológicos definidos por el Plan Estratégico de la Plataforma.
- Se ha continuado con el refuerzo de cooperación con entidades y asociaciones del máximo interés, como la participación de CEIDEN en la Plataforma NUGENIA.
- Se ha realizado un catálogo de infraestructuras de I+D nuclear en España.
- Se ha realizado un seguimiento periódico de las actividades de la plataforma europea «Sus-

tainable Nuclear Energy Technology Platform» SNE-TP.

- Se ha realizado un seguimiento periódico de la participación española en el programa de Euratom del H2020, y presentado las diferentes oportunidades de financiación del sector nuclear con fondos europeos.

De acuerdo con los objetivos definidos para el bienio 2016-2017, en 2017 se ha continuado desarrollando un amplio programa de refuerzo de las relaciones institucionales y de ampliación de los contactos de CEIDEN, tanto a nivel nacional como internacional, en especial con países de Latinoamérica.

Un hito importante fue la fusión de los grupos dedicados a formación (F+) y gestión del conocimiento (KEEP), que se produjo en diciembre de 2017, para aprovechar las sinergias y optimizar recursos entre las más de 25 entidades que forman parte del nuevo grupo conjunto de formación y gestión del conocimiento.

Adicionalmente, se ha establecido, junto con otras 11 plataformas, un Comité de Coordinación de Plataformas Tecnológicas del Ámbito Energético, con su propia página web <http://energyfromspain.com/>, y se ha realizado una primera «Jornada de Plataformas de la Energía» en octubre de 2017.

Información adicional sobre los proyectos y actividades de esta plataforma se puede encontrar en su página web (www.ceiden.com).



GOBIERNO
DE ESPAÑA

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

