

2018

La energía en España



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
CUARTA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

La Energía en España

2018



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
CUARTA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO



Aviso legal: los contenidos de esta publicación podrán ser reutilizados citando la fuente, y la fecha, en su caso, de la última actualización.

Edita



**MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO
SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA**

© Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Madrid 2020.

www.miteco.gob.es

Plaza de San Juan de la Cruz s/n

28071 Madrid.

ESPAÑA

NIPO: 665-20-006-3

Depósito Legal: M-19795-2020

ISSN: 2444-7110 (Impresa)

ISSN: 2444-7102 (En línea)

Maquetación: DiScript Preimpresión, S. L.

Impresión: Gráficas Muriel, S. A.

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado: <https://cpage.mpr.gob.es>

La versión digital de esta publicación y de las ediciones de años anteriores pueden encontrarse en el siguiente enlace: <https://energia.gob.es/balances/Balances>

INTRODUCCIÓN	9
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA	11
1.1. INTRODUCCIÓN	13
1.2. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)	13
1.2.1. Electricidad.....	16
1.2.2. Renovables y almacenamiento	17
1.2.3. Nuclear	17
1.2.4. Gas natural	18
1.2.5. Petróleo y petroquímica.....	18
1.2.6. Carbón.....	18
1.2.7. Transición energética y descarbonización	19
1.3. IRENA	19
1.4. G20	21
1.5. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)	23
1.6. CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA	24
1.6.1. Desarrollo de la COP 24 de Katowice (Polonia)	25
1.7. NORMATIVA DE LA UE EN MATERIA DE ENERGÍA	26
2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA	29
2.1. INTRODUCCIÓN	31
2.2. ENERGÍA PRIMARIA	32
2.2.1. Consumo de energía primaria.....	32
2.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad de energía primaria	34
2.2.3. Transformación de energía: el sector eléctrico.....	36
2.3. ENERGÍA FINAL	37
2.3.1. Consumo de energía final	37
2.3.2. Evolución de la intensidad de energía final	39
2.3.3. Análisis sectorial del consumo y de la intensidad de energía final	40
3. SECTOR ELÉCTRICO	63
3.1. INTRODUCCIÓN	65
3.2. PRINCIPALES MAGNITUDES	65

3.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA	70
3.4. MERCADO MAYORISTA	71
3.4.1. Descripción del mercado eléctrico de producción.....	71
3.4.2. Evolución del precio en el mercado mayorista	73
3.5. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	76
3.5.1. Mercado minorista: consideraciones generales	76
3.5.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países	77
3.5.3. Pobreza energética	84
3.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	85
3.6.1. Actividad de transporte de energía eléctrica	88
3.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica.....	89
3.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica	90
3.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES	100
3.7.1. Marco general.....	100
3.7.2. Extracoste.....	101
3.7.3. Año 2018	102
3.8. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018	104
3.8.1. Normativa de ámbito comunitario	104
3.8.2. Normativa de ámbito estatal.....	105
4. SECTOR NUCLEAR	107
4.1. INTRODUCCIÓN	109
4.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	109
4.3. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR	110
4.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS	110
4.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad	110
4.4.2. Residuos radiactivos de baja y media actividad.....	112
4.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES	113
4.5.1. Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera	113
4.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I.....	114
4.5.3. Desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio....	114

4.6. MISIONES INTERNACIONALES	114
4.7. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018	115
5. SECTOR CARBÓN	117
5.1. SITUACIÓN ACTUAL	119
5.1.1. Panorámica general del sector.....	119
5.1.2. Demanda interior.....	120
5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo.....	121
5.1.4. Comercio Exterior	121
5.2. LA POLÍTICA CARBONERA EN ESPAÑA Y EN LA UE	122
5.2.1. Decisión 2010/787/UE de 10 de diciembre.....	122
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.....	123
5.2.3. Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018	123
5.2.4. Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el período 2019-2027	126
5.2.5. Plataforma sobre las Regiones del Carbón en Transición	127
6. ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	129
6.1. INTRODUCCIÓN	131
6.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS	131
6.3. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	133
6.4. PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS	134
6.4.1. Petróleo	134
6.4.2. Gas natural	134
6.5. ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL	135
6.6. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018	135
Normativa estatal.....	135
7. SECTOR DEL GAS NATURAL	137
7.1. INTRODUCCIÓN	139
7.2. PRINCIPALES MAGNITUDES	139
7.2.1. Evolución de la demanda.....	139

7.2.2. Oferta de gas natural	140
7.3. MERCADO MAYORISTA	143
7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	146
7.4.1. Situación del mercado minorista.....	146
7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural.....	147
7.4.3. Evolución de los precios. Comparación con otros países	149
7.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL.....	152
7.5.1. Estructura empresarial	152
7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural.....	154
7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS.....	159
7.6.1. Estrategia de lucha contra la pobreza energética	160
7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista	160
7.7. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018	164
7.7.1. Normativa de ámbito comunitario	164
7.7.2. Normativa de ámbito estatal.....	164
8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS	167
8.1. INTRODUCCIÓN.....	169
8.2. PRINCIPALES MAGNITUDES.....	169
8.2.1. Evolución de la demanda de productos petrolíferos.....	169
8.2.2. Oferta de petróleo. Importaciones de crudo	171
8.2.3. Oferta de petróleo. Importaciones y exportaciones de productos petrolíferos	171
8.2.4. Balance de refinerías	172
8.3. EI SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS	173
8.3.1. Estructura empresarial del sector de hidrocarburos líquidos	173
8.3.2. Estructura empresarial del sector de los gases licuados del petróleo (G.L.P.)	174
8.3.3. Refinerías e infraestructuras	175
8.4. SEGURIDAD DE SUMINISTRO	177
8.5. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO	178
8.5.1. Productos petrolíferos.....	178

8.5.2. Gases licuados del petróleo	179
8.6. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS	181
8.6.1. Cotizaciones de crudos y derivados	181
8.6.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea.....	183
8.6.3. Precios de gases licuados del petróleo	187
8.7. NORMATIVA	190
9. ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	191
9.1. ENERGÍAS RENOVABLES	193
9.1.1. Introducción	193
9.1.2. Principales magnitudes.....	193
9.1.3. Energías renovables para la generación eléctrica	197
9.1.4. Energías renovables para usos térmicos.....	206
9.1.5. Energías renovables en el transporte	212
9.2. COGENERACIÓN	216
9.2.1. Principales magnitudes.....	216
9.2.2. Normativa aprobada en 2018.....	219
9.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA	220
9.3.1. Eficiencia energética	220
9.3.2. Eficiencia energética en edificios.....	222
10. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	231
10.1. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2018	234
10.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2018	237
10.3. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL	239
10.4. HECHOS RELEVANTES EN LA UNIÓN EUROPEA.....	241
10.4.1. Régimen de comercio de derechos de emisión (en adelante RCDE UE).....	241
10.4.2. Sectores difusos	246
10.4.3. Control de las emisiones contaminantes de los sectores industriales.....	247
10.5. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO NACIONAL	250
10.5.1. Emisiones de gases de efecto invernadero	250
10.5.2. Control de las emisiones industriales.....	258

11. LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO	261
11.1. INTRODUCCIÓN	263
11.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+i EN ENERGÍA	263
11.3. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION- SET-PLAN	267
11.4. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES	271
11.4.1. Agencia Española de Investigación	271
11.4.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)	277
11.5. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO	284
11.5.1. CIEMAT	284
11.5.2. CENER	286
11.5.3. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)	287
11.5.4. CEIDEN	288

INTRODUCCIÓN

El paquete «Energía Limpia para todos los Europeos», que fue lanzado por la Comisión Europea en el año 2016, persigue tres objetivos principales: anteponer la eficiencia energética, lograr el liderazgo mundial en materia de energías renovables y ofrecer un trato justo a los consumidores.

Durante el año 2018, se aprobaron algunas de las normas incluidas en esta iniciativa, como las relativas a la eficiencia energética, a las energías renovables y a la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. En 2019, culminó la revisión de este paquete normativo con la aprobación de diversas disposiciones sobre el mercado interior de la electricidad.

En el ámbito nacional, el Marco Estratégico de Energía y Clima es la herramienta que va a permitir desarrollar las políticas comunitarias en esta materia. Las piezas clave que componen este marco son: la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, y la Estrategia de Transición Justa.

El 22 de febrero de 2019 se inició un proceso de consulta pública sobre el borrador del PNIEC, que fue a su vez remitido a la Unión Europea. El PNIEC establece objetivos para esta nueva década en materia de energías renovables, de eficiencia energética, de emisiones de CO₂, del mercado interior de la energía, de la seguridad energética y de investigación, innovación y competitividad.

A su vez, en esta misma fecha, el Gobierno dio luz verde a la Estrategia de Transición Justa que, siguiendo las directrices de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y las recomendaciones del Acuerdo de París, tratará de maximizar las oportunidades de empleo de la transición hacia un modelo de desarrollo bajo en carbono.

Por último, el 19 de mayo de 2020, el Consejo de Ministros remitió a las Cortes el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que, entre otros aspectos, prevé que España alcance la neutralidad de emisiones no más tarde de 2050.

En lo referente al balance energético en 2018, el consumo de energía primaria se redujo un 0,3%, mientras que el consumo de energía final aumentó un 2,5%, en un contexto de crecimiento económico, con un incremento del PIB interanual del 2,4%.

La relativa estabilidad del consumo de energía primaria tiene su origen en la disminución del consumo de carbón, y, por otro lado, con el incremento de la contribución renovable, en particular, la generación hidráulica. Especialmente, la mayor presencia de la energía hidráulica en el consumo primario incrementa la

eficiencia del sistema de transformación, al reducirse las pérdidas asociadas a los combustibles fósiles. Este hecho explica la diferencia existente entre las variaciones interanuales de energía primaria y energía final.

Por fuentes de energía, en primaria destaca una disminución del 10,8% del consumo de carbón en España con respecto al año 2017, un leve incremento del consumo de productos petrolíferos del 0,4% y una bajada del 0,7% del gas natural. El consumo de las energías renovables aumentó un 8,8%, motivado fundamentalmente por el aumento de la contribución de la hidráulica, además del incremento del consumo de biocombustibles, efectos que compensaron la disminución de la producción solar fotovoltaica y térmica, al ser 2018 un año de baja radiación solar en España.

Con relación a la demanda de energía final por fuentes de energía, excluyendo los usos no energéticos, se ha producido un descenso del consumo final de carbón del 7,5% con respecto a 2017 y un ligero aumento del 2,1% de los productos petrolíferos, explicado en gran parte por el aumento del consumo para transporte. El gas natural, por su parte, se incrementó en un 5,8% con respecto a 2017, como consecuencia del aumento del consumo de gas en el sector industrial. Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, las empleadas para producir electricidad, también registraron un aumento del 7,8% en 2018, principalmente por el aumento del uso de los biocombustibles en transporte.

En cuanto al balance eléctrico, este se mantiene relativamente estable con relación a 2017 en términos de producción y consumo final. Sin embargo, el mix de generación eléctrica sufre variaciones, dado que 2017 había sido un año muy seco. Destaca un crecimiento de la producción bruta hidráulica del 74,67%, que es compensado fundamentalmente por una disminución de la producción a partir de combustibles fósiles: el carbón reduce su producción un 16,47% y el gas natural lo hace un 9,42%.

Esta publicación pretende recoger una síntesis de las principales magnitudes del sector energético en España en el año 2018 y un análisis de las mismas, además de incorporar los planes y programas de política energética y las modificaciones en materia regulatoria aprobadas durante este período.

La publicación se estructura en once capítulos. En el primero de ellos se expone la situación y perspectivas internacionales en los ámbitos de energía y clima en 2018. El segundo se centra en la estructura energética de España y en el análisis del consumo de energía primaria y de energía final, así como la intensidad y dependencia energéticas. Los siguientes capítulos analizan los principales sectores energéticos: eléctrico, nuclear, carbón, investigación y explotación de hidrocarburos, gas natural, productos petrolíferos, energías renovables y cogeneración. En cada caso se analizan las principales magnitudes, la estructura del sector, y los objetivos y las líneas de la política energética desarrollados en 2018. Finalmente, se incluyen dos capítulos transversales del sector energético: el primero, relativo a las emisiones, tanto de gases de efecto invernadero, como de otros contaminantes; y el segundo, sobre la investigación y desarrollo energéticos en España.

1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA

1.1. INTRODUCCIÓN

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 (OOII) durante 2018. Asimismo, se incluyen novedades como la 24ª Conferencia de las Partes, en adelante COP 24, sobre cambio climático, así como las principales propuestas legislativas de la UE en materia de energía durante ese año.

1.2. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)

La Agencia Internacional de la Energía centró su informe anual «**World Energy Outlook (WEO) 2018**» en la electricidad. Las tendencias más importantes en un mundo cada vez más interconectado son los flujos de materias primas energéticas y de información, las innovaciones tecnológicas y las emisiones de gases de efecto invernadero. Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) marcados por la Agenda 2030 que están relacionados con el contenido del WEO 2018 son: el acceso universal a la energía (ODS 7), la reducción de la contaminación del aire (ODS 3.9) y la mitigación del cambio climático (ODS 13).

Los tres mensajes más importantes del WEO 2018 son los siguientes:

1. Un refuerzo de la cooperación internacional y un aumento del 13% de las inversiones mundiales en materia de energía permitirían al planeta alcanzar la **sostenibilidad energética**.
2. Existe una creciente relevancia de las **políticas públicas** en la configuración del sistema energético mundial.
3. Está emergiendo un **nuevo sistema energético mundial**, basado en cinco aspectos clave:
 - Primero: solo gracias a un esfuerzo sostenido de la eficiencia energética, en 2040 habrá un aumento de la demanda mundial de energía primario sostenible asociado al aumento demográfico.
 - Segundo: electrificación creciente e irrupción de las renovables en el mix de generación, fundamentalmente las energías eólica y solar fotovoltaica. Además, las economías en desarrollo o emergentes han acumulado el 85% de la electrificación incremental desde el comienzo del siglo XXI. Esto requiere vigilar la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia y adaptar la regulación para que se garantice la reserva de capacidad.

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

- Tercero: aplicaciones energéticas de las tecnologías de la información y de las comunicaciones (TIC), como la gestión de la demanda, la digitalización y la coordinación de la generación renovable con sistemas de baterías son ejemplos de aplicaciones de las nuevas tecnologías a los sistemas eléctricos.
- Cuarto: la demanda y las inversiones energéticas mundiales se están desplazando hacia Asia, que ya comprende el 50% del incremento de la demanda de gas natural, el 80% de la de petróleo, el 100% de la de carbón, el 60% de la generación eléctrica eólica y solar fotovoltaica y casi la totalidad de la generación eléctrica a partir de energía nuclear.
- Quinto: la revolución de los hidrocarburos no convencionales (*shale gas, tight oil*) continúa la transformación de la industria energética mundial. Los EE.UU. producirán un 20% del petróleo y un 25% del gas del mundo en 2025, habiendo sido en 2018 ya el primer productor de gas natural y de petróleo del mundo, con un tercio no convencional.

La incorporación masiva de energías renovables a los sistemas eléctricos distribuidos permite un acceso a la energía a bajo coste que incrementa las emisiones de CO₂ pero no de una forma significativa. Asimismo, el acceso universal a una energía limpia reducirá un 70% las muertes prematuras relacionadas con la inhalación gases para la preparación de alimentos. Es decir, el WEO 2018 plantea que **es posible alcanzar un sistema energético mundial compatible con la consecución de los ODS relacionados con la energía.**

El WEO analiza tres principales escenarios energéticos mundiales hasta 2040 desde tres planos: rentabilidad económica, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro:

- El escenario objetivo, *Sustainable Development Scenario (SDS)*, comienza con una visión del futuro en 2040 en el que se han alcanzado los objetivos energéticos de la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas (NN.UU.) para, a continuación, trazar retrospectivamente, hasta 2017 (año base del WEO 2018), qué políticas habría que implementar para su consecución.
- El escenario base o central, *New Policies Scenario (NPS)*, presenta el resultado de las políticas energéticas en vigor y las anunciadas. En este escenario se prevé que pueda haber una escasez de suministro y una nueva escalada de precios del crudo y del gas natural ante una ralentización inminente de la oferta de combustibles fósiles, según el flujo actual de nuevos proyectos de exploración y producción.
- El escenario cero, *Current Policies Scenario (CPS)*, refleja el panorama si no se implementasen ni tan siquiera las reformas energéticas anunciadas. Incluso en este escenario crece la proporción de renovables

en el *mix* eléctrico y en el uso directo. Asimismo, por primera vez se incluye la dimensión hídrica en este escenario, ilustrando de qué modo las restricciones de agua pueden afectar a las elecciones de combustible y tecnologías y detallando la energía necesaria para ofrecer un acceso universal al agua limpia y al saneamiento.

El 70% de las inversiones energéticas mundiales hasta 2040 se realizarán, bien por entidades estatales, bien afectadas por mecanismos de incentivos o de gestión del riesgo asociado a precios variables. Por consiguiente, las políticas energéticas constituyen el instrumento decisivo para determinar el panorama energético mundial.

La principal conclusión del WEO 2018 es que las políticas vigentes y anunciadas no son suficientes para lograr un pico de emisiones, que siguen creciendo. Tras tres años sin aumento de emisiones, en 2017 las emisiones mundiales de CO₂ crecieron un 1,6%; los datos parciales apuntan a que esta tendencia se mantendrá en 2018. En el escenario NPS, las emisiones mundiales de CO₂ pasan de 32,6 Gt en 2017 a 35,9 Gt en 2040. Solamente en el escenario de desarrollo sostenible las emisiones en 2025 se reducirían a 29,5 Gt y caerían a 17,6 Gt en 2040. Hay que tener en cuenta que la AIE considera a la eficiencia energética como el primer combustible (*first fuel*) y la principal palanca para la reducción de las emisiones a nivel global. Estas conclusiones refuerzan la necesidad de acciones multilaterales en un mundo energético interdependiente.

Los hidrocarburos siguen respondiendo a una parte fundamental de la demanda energética en 2040, incluso en el escenario objetivo (SDS), pero no todas las fuentes de petróleo y gas tienen el mismo impacto medioambiental. La producción, el procesamiento y el transporte de petróleo y de gas para los consumidores suponen en torno al 15% de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético, incluyendo el dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄).

En cuanto a la intensidad de emisiones, la gama es muy amplia: pasar del petróleo de emisiones más elevadas al petróleo de emisiones más bajas reduciría las emisiones en un 25% y hacer lo mismo con el gas natural las reduciría en un 30%. Asimismo, muchas empresas están poniendo en marcha medidas como la reducción de emisiones de metano, usarlo para respaldar la recuperación terciaria de petróleo, o convertir los hidrocarburos en hidrógeno, con la captura, utilización y almacenamiento de CO₂ (CCUS por sus siglas en inglés). Muchos países, liderados por Japón, están contemplando seriamente la posibilidad de expandir el papel del hidrógeno de cero emisiones en el sistema energético. De hecho, el país nipón pretende convertirse en la primera economía mundial basada en el hidrógeno.

De forma sectorial, es necesario destacar la situación de los siguientes sectores energéticos en el mundo, debido a su relevancia:

1.2.1. Electricidad

El sector eléctrico está experimentando una transformación radical, la mayor desde su creación hace más de un siglo. La proporción de la electricidad en el consumo final mundial llegó en 2018 al 19% y se espera que siga en alza por el auge de las renovables debido a la reducción de los costes tecnológicos y a las políticas de apoyo.

En las economías más avanzadas, el crecimiento de la demanda eléctrica es modesto, pero las necesidades de inversión siguen siendo ingentes, debido al cambio del *mix* de generación, la modernización de las infraestructuras y el aumento de la necesidad del mallado de las redes, tras el cambio de paradigma, ya que se ha pasado de grandes centrales eléctricas conectadas a un reducido número de puntos de conexión de la red de transporte eléctrico a, ya en la actualidad, un elevado número de plantas y centrales eléctricas medianas y pequeñas, generalmente conectadas a la red de distribución eléctrica, en lo que se denomina generación distribuida. De los treinta países miembros de la AIE, dieciocho han descendido su consumo eléctrico entre 2010 y 2018.

Por otra parte, la duplicación de la demanda de electricidad en las economías en desarrollo concede más protagonismo a una electricidad más limpia, disponible y asequible para todos como estrategia para el desarrollo económico y la reducción de emisiones. Como apunte, el 20% de los kilovatios-hora del aumento de demanda mundial procede exclusivamente de los motores eléctricos de China, y se espera que los sistemas de refrigeración tengan un impulso al menos igual de notable. Asimismo, está el riesgo de seguir generando sobrecapacidad, que ya es de 350 GW si sumamos Asia-Pacífico, considerando también a China y a la India, y Oriente Medio, con costes adicionales al sistema que los consumidores difícilmente pueden permitirse.

En el escenario objetivo (SDS), la proporción de la electricidad en el consumo de energía final asciende un tercio, ya que casi la mitad de la flota de vehículos se electrificaría para 2040 y la electricidad pasaría a tener un peso muy considerable en los sectores residencial e industrial. Sin embargo, hay varios sectores del sistema energético cuya electrificación será, salvo cambios tecnológicos disruptivos, muy compleja, como el transporte rodado de mercancías a larga distancia, el transporte marítimo, el transporte aéreo, y las industrias electrointensivas, como son la siderurgia, la metalurgia, el cemento o el papel. Además, a pesar de los grandes beneficios de la electrificación, como la mejora de la calidad del aire, existe el riesgo de que las emisiones de CO₂ se desplacen desde los sectores de uso final hacia la generación eléctrica.

En 2018 siguió cayendo el número de personas sin acceso a la electricidad, después de que en 2017 hubiera bajado dicho número de los mil millones. El escenario base (NPS) registra algunos avances en materia de acceso, con la India al frente. A pesar de estos esfuerzos, se prevé que más de 700 millones de personas,

fundamentalmente en asentamientos rurales del África subsahariana, seguirán sin electricidad en 2040, así como un lento avance en la reducción de la dependencia del uso de biomasa sólida tradicional como combustible para cocinar alimentos.

1.2.2. Renovables y almacenamiento

El aumento de las energías solar fotovoltaica y eólica concede una importancia sin precedentes a la operación de los sistemas eléctricos de manera flexible, con el fin de mantener la seguridad de suministro. El coste del almacenamiento en baterías sigue descendiendo con celeridad y compiten cada vez más con centrales de punta de ciclo combinado, a base de gas natural, para gestionar fluctuaciones a corto plazo en la oferta y la demanda. No obstante, las centrales eléctricas convencionales siguen siendo la principal fuente de flexibilidad del sistema, apoyadas por las nuevas interconexiones. El objetivo de la Unión Europea (UE) de lograr una —Unión Energética— ilustra el papel que la integración regional puede desempeñar a la hora de facilitar la integración de las renovables.

La creciente competitividad de la energía solar fotovoltaica impulsa su capacidad instalada superando la de la energía eólica antes de 2025, la de la energía hidroeléctrica en torno a 2030 y la del carbón antes de 2040. Las inversiones en energía solar fotovoltaica distribuida por parte de hogares y empresas desempeñan un papel de apoyo importante. De hecho, en el escenario base (NPS), las energías renovables y el carbón cambian de lugar en el *mix* eléctrico: la proporción de generación a partir de las renovables asciende desde el 25% actual hasta cerca de un 40% entre 2018 y 2040, mientras que el carbón sigue el camino opuesto.

1.2.3. Nuclear

La energía nuclear sigue siendo la segunda fuente más grande de generación de electricidad de bajas emisiones de CO₂, solo después de la energía hidroeléctrica. Su proporción a nivel mundial permanece en torno al 10%, pero con cambios considerables en el panorama internacional, ya que China, que en 2018 es el tercer país con mayor energía eléctrica de origen nuclear, sobrepasará en generación de energía nuclear a EE.UU. y a la UE antes de 2030.

Es muy destacable el hecho de que, según datos de 2018, dos tercios del parque nuclear actual en las economías avanzadas tienen más de treinta años. Las decisiones para extender o clausurar esta capacidad tendrán repercusiones notables en la seguridad energética, las emisiones y el destino de recursos financieros, ya sea para extender su vida útil, para construir nuevas centrales o para clausurar las actuales, así como los costes asociados al tratamiento de los residuos nucleares.

1.2.4. Gas natural

El gas natural superará al carbón en 2030 para convertirse en el segundo combustible más importante del *mix* energético mundial, sobre todo gracias al auge de su uso en la industria. El comercio de gas natural licuado (GNL) aumentará más del doble como respuesta a la demanda creciente de las economías emergentes, lideradas por China, el gigante asiático. Rusia seguirá siendo el mayor exportador de gas del mundo al abrir rutas nuevas hacia los mercados asiáticos y el mercado gasístico de la UE seguirá con la situación de monopsonio actual: un gran comprador para tres grandes productores, que son Rusia, Argelia y Noruega. No obstante, los consumidores europeos cada vez tendrán una oferta más diversa debido a la mayor integración del mercado energético europeo y al creciente número de países exportadores de GNL, habiendo sido Catar en 2018 de nuevo, el mayor exportador mundial, pero seguido de cerca por Australia.

1.2.5. Petróleo y petroquímica

El uso del petróleo para el transporte rodado de personas alcanzará su punto máximo a mediados de la década de 2020, mientras que la industria petroquímica, el transporte rodado de mercancías, el transporte aéreo y el transporte marítimo mantendrán la demanda total de petróleo en una tendencia ascendente. Asimismo, el crecimiento global de la demanda de petróleo hasta 106 millones de barriles diarios de petróleo (mbdp) procederá en su totalidad de los países emergentes y en desarrollo, según el escenario base (NPS).

Las mejoras en eficiencia de combustibles en la flota de vehículos convencionales evitan una demanda potencial tres veces mayor a los 3 mbdp desplazados por los 300 millones de vehículos eléctricos que poblarán las carreteras en 2040.

La industria petroquímica es la mayor fuente de crecimiento del uso del crudo. De hecho, aunque se dupliquen las tasas de reciclaje mundial de plásticos, obtenidos a partir del sector petroquímico, esto contribuiría a recortar solo 1,5 mbdp del aumento previsto de más de 5 mbdp.

1.2.6. Carbón

El uso de carbón ya repuntó en 2017 tras dos años en declive y ha vuelto a aumentar en 2018. Una vez concluida la ola de proyectos de centrales de carbón que están actualmente en fase de construcción, el ritmo de nuevos proyectos que se ponen en marcha disminuirá drásticamente después de 2020. No obstante, aún no se puede excluir el carbón del *mix* de generación eléctrica mundial, sobre todo en Asia, donde la

edad promedio de las centrales es inferior a quince años, mientras que está cerca de los cuarenta en las economías avanzadas. En concreto, habrá paulatinos descensos en China, Europa y Norteamérica, que se contrarrestarán por aumentos en la India y en el Sudeste Asiático.

China, que sigue suponiendo la mitad del consumo mundial de carbón, aunque reducirá su parque de generación en el futuro, sigue inaugurando nuevas centrales. Sin embargo, estas son supercríticas, con niveles de emisiones de gases de efecto invernadero muy similares a los de las centrales de ciclo combinado, que funcionan con gas natural. El principal problema de emisiones provendrá de las nuevas centrales de la India, de algunos países de la Asociación de Naciones del Sudeste Asiático (ASEAN por sus siglas en inglés), de Pakistán y de Bangladés.

1.2.7. Transición energética y descarbonización

Las transiciones energéticas rápidas y de mínimo coste requieren una aceleración de las inversiones en tecnologías energéticas más limpias, más inteligentes y más eficientes. Al mismo tiempo, los responsables políticos deben asegurarse también de que todos los elementos clave del suministro de energía, incluidas las redes eléctricas, sigan siendo tan fiables, robustos y resilientes como lo son en la actualidad. Los cambios en curso en el sector eléctrico exigen una vigilancia constante para asegurarse de que los diseños de mercado sean los más idóneos, sobre todo a medida que se van descarbonizando. Según datos de 2018, de los 2 billones de euros requeridos anualmente en inversiones mundiales de suministro energético, más del 70% proviene de entidades estatales o paraestatales. Por consiguiente, las políticas gubernamentales seguirán desempeñando un papel crucial para determinar el ritmo de las mejoras en eficiencia energética y de la innovación tecnológica, que marcarán la senda de la transición energética y la descarbonización.

1.3. IRENA

Desde su creación, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha puesto su énfasis en el estudio, por países y regiones, de las energías renovables como catalizador de la electrificación de la economía y la transición energética global. Su análisis se recoge en numerosos estudios y publicaciones anuales, que son accesibles a través de su página web.

Durante 2018, IRENA ha profundizado en el análisis de las implicaciones de la transición energética, incluyendo la medición de la huella en términos de PIB, empleo y bienestar, así como las implicaciones socioeconómicas de los impuestos al carbono. También ha continuado con el estudio de los costes, subsidios e inversiones necesarias para la transición. Su análisis macroeconómico incluye los daños climáticos y sus

consecuencias, e incide en la necesidad del empleo holístico y las políticas de transición justa al analizar las implicaciones de la transición en la economía en su conjunto y en el sector energético en particular. Las principales conclusiones son las siguientes:

- Las **tecnologías de energía renovable** están dominando el mercado global de capacidad de nueva generación. La electrificación del transporte muestra signos tempranos de aceleración disruptiva y tecnologías como las baterías están experimentando reducciones rápidas de costes.
- Se pueden seguir integrando altos porcentajes de **energía renovable variable** (VRE) en los sistemas energéticos, que contribuyen a las soluciones para descarbonizar y a cubrir la demanda de refrigeración y transporte.
- La **electricidad** se convertirá progresivamente en el portador central de energía, creciendo a partir de un 20% de participación en el consumo final a casi 50% en 2050, y la energía renovable sería capaz de proporcionar la mayor parte de la demanda mundial de energía (86%) de forma económica. Como resultado el consumo bruto de electricidad sería más del doble.
- La transición a formas de **transporte y calor cada vez más electrificadas**, cuando se combinan con aumentos en la generación de energía renovable, puede lograr alrededor del 60% de las reducciones de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía, lo que sería necesario para el cumplimiento del Acuerdo de París. Cuando estas medidas se combinan con el uso directo de energía renovable, la parte de las reducciones de emisiones de estas fuentes combinadas alcanza el 75% del total requerido.
- A pesar de estos desarrollos positivos, el despliegue de soluciones renovables en el consumo de **energía por sectores**, particularmente en edificios e industria, todavía están muy por debajo de los niveles necesarios, y el progreso en eficiencia energética está rezagado.
- La **inversión en infraestructuras** debe centrarse en emisiones bajas en carbono, sostenibles y soluciones a largo plazo que abarcan la electrificación y la descentralización. Se necesita inversión en sistemas inteligentes de energía, redes eléctricas, infraestructura de recarga, almacenamiento, hidrógeno y calefacción y refrigeración urbana en las ciudades.
- Las prácticas de **economía circular** pueden generar reducciones agresivas y fácilmente realizables, tanto en demanda de energía como en emisiones. Esto se consigue reutilizando, reciclando y reduciendo el uso de agua, metales, recursos, residuos y materias primas. Los cambios de estilo de vida también pueden facilitar reducciones de emisiones más profundas, aunque son difíciles de implementar y pronosticar con precisión.

- La **eficiencia energética** debe ampliarse sustancialmente; la tasa de mejora de la intensidad energética aumentaría a 3,2% por año, por encima de los promedios históricos recientes de alrededor del 2,0% por año.
- Las emisiones deberán reducirse aún más y **la bioenergía** jugará un papel importante en sectores que son difíciles de electrificar, como el transporte marítimo, la aviación y ciertas industrias de procesos. El consumo de biocombustibles debe ampliarse de manera sostenible para satisfacer esta demanda.
- La transición hacia un sistema energético global descarbonizado requerirá aumentar las **inversiones en el sector energético**, en total 110.000 millones USD que representan en promedio el 2% del PIB total mundial por año hasta 2050.
- Los **tipos de inversiones** cambiarán, alejándose del sector de combustibles fósiles hacia la eficiencia energética, las energías renovables y las infraestructuras. Se estima que las inversiones adicionales que se requieren son 40% más bajas de las que se preveía en años anteriores, debido en gran medida a la rápida caída de los costes de las energías renovables, así como el surgimiento de soluciones de electrificación que se están volviendo más baratas y más eficientes.
- Los **subsidios del sector energético** podrían aumentar a más de 850 mil millones de USD anuales para 2050, aunque los tipos de subsidios cambiarían drásticamente, alejándose de los combustibles fósiles hacia la energía renovable y las tecnologías necesarias para descarbonizar los sectores de transporte e industria. En total, los ahorros de los subsidios evitados y la reducción de los daños en la salud y el medio ambiente son entre tres y siete veces mayores que los costes del sistema de energía adicional. IRENA estima que, por cada dólar gastado, el retorno sería de entre 3 y 7 dólares.

1.4. G20

Argentina asumió en 2018 la **Presidencia del G20** tras Alemania en un escenario global complejo y dinámico, del cual el sector energético no está exento. Durante la Presidencia argentina del G20, es el Grupo de Trabajo de Transiciones Energéticas (**ESWG**, por sus siglas en inglés), antiguo Grupo de Trabajo sobre Sostenibilidad, el que plasma el enfoque del camino a seguir hacia sistemas de energía más flexibles, transparentes y limpios. Argentina adoptó el término «transiciones», en plural, para enfatizar que cada miembro del G20 debía seguir su propio camino hacia un futuro energético más limpio. Esta visión reflejaba el hecho de que cada miembro del G20, de acuerdo con su etapa de desarrollo, tiene un sistema energético único y diverso como punto de partida, con diferentes recursos energéticos, dinámicas de demanda, tecnologías, existencias de capital, geografías y culturas.

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

El ESWG quedó establecido como foro de cooperación energética que funciona en el marco del Canal de Sherpas, y estuvo presidido por el Ministerio de Energía y Minería de la República Argentina. Durante 2018 celebró dos reuniones: la primera tuvo lugar el 22 y 23 de febrero en Buenos Aires, y la segunda el 13 y 14 de junio en San Carlos de Bariloche. Esta última fue seguida por la Reunión de Ministros de Energía del G20, que tuvo lugar el 15 de junio.

La prioridad del ESWG era la transición hacia sistemas energéticos más flexibles, transparentes y limpios. Con este objetivo principal, en el marco de las reuniones, promovía el fortalecimiento de la eficiencia energética y las energías renovables y abordaba la reducción de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles que fomentaban el consumo derrochador. Además, sometió a consideración un «Plan de acción voluntario de acceso a una energía asequible para América Latina y el Caribe», y propuso intensificar las iniciativas preexistentes sobre transparencia de la información energética y digitalización de los mercados energéticos.

Los principales resultados del ESWG y los debates de los máximos responsables del sector durante la reunión ministerial permitieron consensuar un documento final de conclusiones y líneas de acción para el futuro. Este Comunicado, de fecha del 18 de junio de 2018, incluía tres apartados, incorporando propuestas de acción a nivel del G20:

1. En relación a las **transiciones energéticas hacia un sistema más limpio, flexible y transparente**, reconocía a estas transiciones como un elemento esencial de las estrategias de desarrollo a largo plazo, que debían combinar el crecimiento económico con la disminución de las emisiones de efecto invernadero. Para ello hizo hincapié en el fortalecimiento de las energías renovables y la eficiencia energética, la reducción de los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles, la transparencia de la información energética y la digitalización de los mercados energéticos.
2. Reconoció la **seguridad energética** como uno de los principios rectores para la transformación de los sistemas subrayando la importancia de aquellas políticas que facilitasen mercados abiertos, flexibles, transparentes, competitivos y fiables para productos y tecnologías energéticas.
3. Finalmente reafirmó los compromisos para promover el **acceso universal a la energía**, con especial énfasis en la necesidad de erradicar la pobreza energética y garantizar la igualdad de género en toda la cadena de valor, tomando nota del «Plan de acción voluntario de acceso a una energía asequible para América Latina y el Caribe» presentado por la Presidencia argentina.

En noviembre, con motivo de la Cumbre del G20 que se celebró en Buenos Aires, los Jefes de Estado y de Gobierno aprobaron una Declaración, en la que, en línea con el Comunicado de Ministros, alentaron las transiciones energéticas que combinan el crecimiento con la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

dero hacia sistemas más limpios, más flexibles y transparentes, reconocieron las oportunidades de innovación, crecimiento y creación de empleo a través de una mayor inversión en fuentes de energía más limpias y sostenibles, y promovieron el acceso universal a la energía mediante la erradicación de la pobreza energética.

1.5. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)

La región mediterránea se enfrenta a importantes desafíos energéticos: una población en aumento de más de 500 millones de habitantes con una creciente demanda energética; un calentamiento un 20% más rápido que el promedio global; una industrialización intensiva y el crecimiento del turismo ejercen presión sobre los recursos energéticos disponibles.

En vista de esta situación, en la Conferencia de Alto Nivel de Roma de la UpM, que tuvo lugar en noviembre de 2014, se propuso la creación de tres Plataformas Energéticas: Gas, Mercado Eléctrico Regional (REM), y Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE), con el objetivo de organizar y respaldar el diálogo entre miembros de la UpM, instituciones financieras, expertos, organizaciones regionales, la industria y otras partes interesadas. El proceso fue refrendado en la reunión de altos funcionarios (*Senior Officials Meeting*) de la UpM que tuvo lugar en marzo de 2015. Sobre esta base, durante los años 2015 y 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 2ª Reunión Ministerial de Energía de la UpM, celebrada el 1 de diciembre de 2016 en Roma.

Con su trabajo, las Plataformas contribuyen al logro del ODS 7, es decir, a garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos. En concreto:

- **Plataforma de Gas:** tiene como objetivo establecer un diálogo regional estructurado que permita el desarrollo progresivo de un mercado de gas en la región euromediterránea para promover la seguridad, la transparencia y la predictibilidad de la oferta y de la demanda, proporcionando la base del desarrollo a largo plazo y seguro de las abundantes reservas de gas de la región. El Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) dirige la Secretaría de la Plataforma de Gas de la UpM, en estrecha coordinación con la Copresidencia de la UpM.

En 2018, se estableció el papel de un marco institucional y regulatorio adecuado para promover condiciones favorables y fomentar inversiones para facilitar el desarrollo gradual de los intercambios de gas. Por otra parte, se presentaron dos estudios en dos reuniones diferentes en 2018: el primero versaba sobre la evaluación consultiva de la oferta y la demanda de gas existente y futura en la región euromediterránea, organizado por la empresa argelina Sonatrach; el segundo se presentó en una reunión del grupo

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

de trabajo del Gas Natural Licuado (GNL) con un informe final circulado entre los miembros de la UpM, organizado por la OME y la Federación de Energía de Marruecos.

- **Plataforma de Mercado Eléctrico Regional (REM):** tiene como objetivo la integración progresiva de los sistemas de energía y los mercados energéticos en la región euromediterránea y, en particular, la mejora de los intercambios e interconexiones de electricidad, a fin de lograr un suministro de electricidad seguro, asequible y sostenible en beneficio de los ciudadanos y las economías en la región euromediterránea. La UpM vela por la Secretaría de la Plataforma, en estrecha coordinación con la Copresidencia de la UpM. MEDREG (reguladores de energía mediterráneos) y Med-TSO (operadores de sistemas y de transporte eléctrico mediterráneos) son contribuyentes clave para el trabajo de la Plataforma. En 2018 se lanzaron varias publicaciones, sobre la regulación energética en el mediterráneo, y un observatorio sobre el mercado eléctrico, así como entregables del programa de trabajo, principalmente acerca de los intercambios transfronterizos de energía eléctrica. Asimismo, Med-TSO clausuró el Proyecto Mediterráneo con resultados de metodología de análisis coste-beneficio (CBA) y evaluación de casos de estudio de interconexiones, y lanzó el Proyecto Mediterráneo II, centrado en la integración de red y los mercados.
- **Plataforma de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE):** tiene como objetivo promover el despliegue progresivo de las energías renovables y las medidas de eficiencia energética, con el fin de fomentar el desarrollo socioeconómico y una transición energética sostenible, contribuyendo a garantizar que todos los ciudadanos y las empresas de la región tengan acceso a servicios energéticos seguros, asequibles, fiables y modernos. También trabaja para apoyar la mitigación y la adaptación al cambio climático en la región euromediterránea. La UpM vela por la Secretaría de la Plataforma, en estrecha coordinación con la Copresidencia. El Centro Regional de Energías Renovables y Eficiencia Energética (RCREEE) y la Asociación Mediterránea de Agencias Nacionales para la Gestión de la Energía (MEDENER) son contribuyentes clave para el trabajo de la Plataforma.

En 2018 se lanzaron varias publicaciones, destacando una centrada en encontrar una solución para los precios de la energía y la eficiencia energética. También se puede destacar el Seminario conjunto entre la UpM y el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD), que contaba con una consulta pública quinquenal de la estrategia energética 2018-2023.

1.6. CAMBIO CLIMÁTICO Y ENERGÍA

En la Conferencia sobre el Clima (COP por sus siglas en inglés) celebrada en París en diciembre de 2015, 195 países firmaron el primer acuerdo vinculante mundial sobre el clima. El objetivo central del Acuerdo de París era por un lado mantener el aumento de la temperatura mundial en este siglo muy por debajo de los 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales, y por otro avanzar en los esfuerzos puestos en marcha para limitar aún más el aumento de la temperatura a 1,5 grados centígrados.

Aunque el Acuerdo de París exige a todas las Partes que hagan todo lo que esté en su mano para paliar los efectos del cambio climático por medio de contribuciones determinadas a nivel nacional (**NDC** por sus siglas en inglés), algunos países se han mantenido al margen del Acuerdo. Además del anuncio de retirada de EE.UU., hay otra serie de países, algunos con tasas de emisiones significativas, que aún no lo han ratificado, como Rusia, Irán y Turquía.

En el caso de España, 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 depositó el instrumento de ratificación el 11 de febrero de 2017.

Por su parte, 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.

1.6.1. Desarrollo de la COP 24 de Katowice (Polonia)

Entre el 3 y el 14 de diciembre de 2018 se celebró en Katowice, Polonia, la Conferencia sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas (COP24). El hito más relevante de la COP24 fue la aprobación del libro de reglas que regirán la puesta en marcha de las medidas concretas del Acuerdo de París. Estas reglas regulan aspectos primordiales para el cumplimiento del Acuerdo de París como son:

- *Directrices sobre mitigación:*

El documento aprobado en la COP24 establece reglas comunes para asegurar que los compromisos presentados por los países cumplen con lo establecido en el Acuerdo de París. Para ello deberán remitir junto con los compromisos de mitigación información complementaria como por ejemplo los sectores incluidos o los gases sobre los que se van a aplicar medidas de mitigación.

- *Informe bianual de transparencia:*

El marco de reglas recoge a su vez un sistema de seguimiento de las medidas de mitigación, adaptación y financiación puestas en marcha por los países estableciendo unas directrices comunes sobre cómo deben hacerlo.

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

El informe bianual de transparencia debe incluir:

- El inventario de las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero (GEI);
- Los progresos realizados en materia de mitigación en base a lo que establecen las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC) remitidas por cada país;
- Información sobre las vulnerabilidades y los impactos del cambio climático en cada país;
- Información sobre el apoyo prestado a países desarrollados en materia de lucha contra el cambio climático. A su vez, los países emergentes y en desarrollo deben remitir información sobre el apoyo recibido y las necesidades de financiación que tengan.

- *Balance Global:*

Se ha establecido a su vez un mecanismo para la revisión global de los compromisos de lucha contra el cambio climático que permitirá evaluar cada cinco años la posición de cada uno de los países con respecto a sus objetivos marcados por el Acuerdo de París.

- *Financiación Climática:*

El acuerdo establece un libro de reglas donde fija las obligaciones de información que los países desarrollados deben proporcionar sobre los mecanismos de financiación en los países en desarrollo. Esta información debe ser tanto cuantitativa como cualitativa y debe remitirse bianualmente a partir de 2020.

Además de la aprobación del libro de reglas, la COP24 también permitió avanzar en el uso del Fondo de Adaptación como mecanismo para la consecución de los objetivos del Acuerdo de París. Dos cuestiones sobre las que no se consiguió alcanzar acuerdo en la COP24 y que quedan pendientes para las siguientes Cumbres fueron:

1. El avance hacia la creación de un mercado de carbono a nivel Global;
2. La incorporación de objetivos más ambiciosos de reducción de emisiones de GEI.

1.7. NORMATIVA DE LA UE EN MATERIA DE ENERGÍA

Durante 2018 el Consejo y el Parlamento Europeo aprobaron las siguientes propuestas legislativas en materia de energía que formaban parte del paquete «Energía Limpia para todos los Europeos», presentado por la Comisión Europea en noviembre de 2016:

- **Directiva (UE) 2018/844** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018 por la que se modifican la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.
- **Reglamento (UE) 2018/1999** del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima – El Reglamento establece un mecanismo de gobernanza para cumplir los objetivos generales y los objetivos específicos de la Unión de la Energía y los compromisos de la Unión a largo plazo en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, en particular, en lo que respecta a los objetivos específicos de la Unión para 2030 en materia de energía y clima. Se aplica a las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: seguridad energética; mercado interior de la energía; eficiencia energética; descarbonización; e investigación, innovación y competitividad.
- **Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables** – Esta Directiva establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Fija un objetivo vinculante para la Unión en relación con la cuota general de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión en 2030. Establece también normas sobre las ayudas financieras a la electricidad procedente de fuentes renovables, el autoconsumo de dicha electricidad, y el uso de energías renovables en los sectores de calefacción y refrigeración y del transporte, la cooperación regional entre Estados miembros y entre Estados miembros y terceros países, las garantías de origen, los procedimientos administrativos y la información y la formación, y define criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa.

Asimismo, durante 2018 ha continuado la negociación del resto de propuestas legislativas que formaban parte del paquete «Energía Limpia para todos los Europeos», y sobre las que se ha alcanzado un principio de acuerdo entre Consejo y Parlamento Europeo con vistas a su aprobación definitiva durante 2019. Estas propuestas son:

- **Propuesta de Directiva sobre reglas para el mercado interior electricidad** - La Directiva regula el régimen general de actividades, así como el alcance, requisitos, condiciones de los diferentes sujetos, los aspectos de protección del consumidor y mercado minorista, o la regulación de las Autoridades Nacionales Reguladoras, entre otros aspectos destacados.
- **Propuesta de Reglamento sobre reglas para el mercado interior electricidad** - El Reglamento se centra en los diferentes aspectos del mercado mayorista, incluyendo los mecanismos de capacidad y el

umbral de emisiones de CO₂ establecido para acceder a ellos, la prioridad de despacho de renovables y cogeneración, y todas las reglas y procedimientos de diseño.

- **Propuesta de Reglamento de la Agencia para la Cooperación de Reguladores de Energía (ACER)** - Esta propuesta completa el diseño de la Agencia con nuevas funciones y competencias en el contexto del nuevo diseño de mercado eléctrico de la UE, así como los aspectos de su organización y proceso de toma de decisiones como entidad.
- **Propuesta de Reglamento de preparación ante situaciones de riesgos del sector eléctrico** - Contiene el marco para la prevención, preparación y gestión de situaciones de crisis en el sector eléctrico incluyendo la necesidad de que los Estados Miembros designen una autoridad competente para la implementación del reglamento.

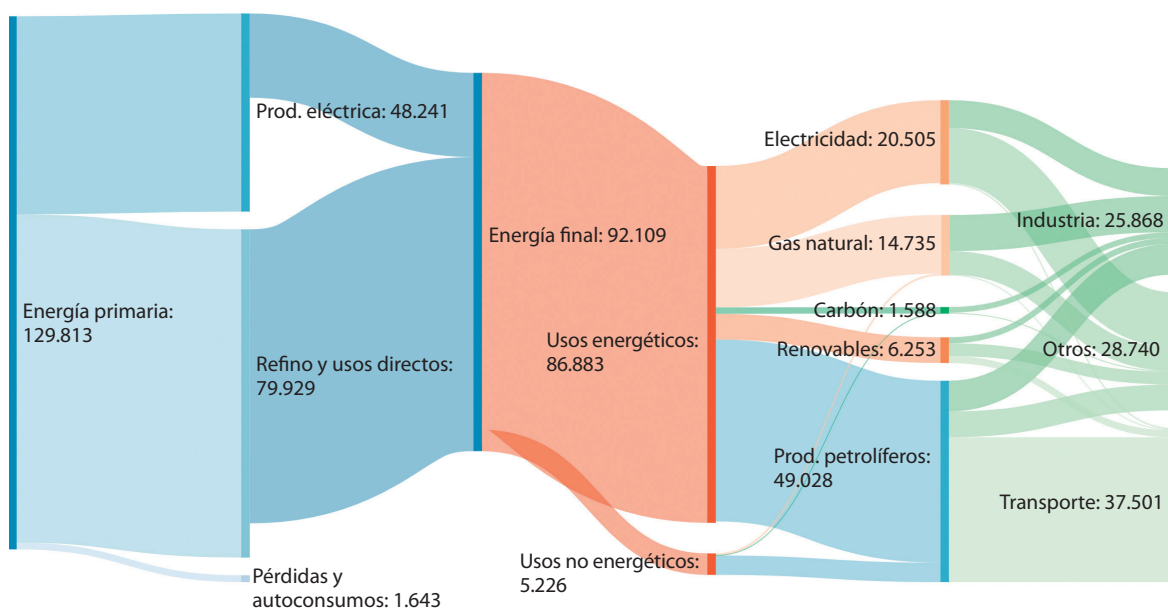
2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA ESPAÑOLA

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 desde las fuentes primarias de energías, a la izquierda de la figura hasta los consumos sectoriales finales, representados en la parte derecha.

En la figura 2.1 se presenta un diagrama Sankey simplificado de la estructura energética española para 2018. En él puede apreciarse la energía primaria consumida, 129.813 ktep. Esta energía se bifurca en los procesos de transformación, que incluye el sistema de generación eléctrica y el de refinado, hasta alcanzar un consumo de energía final de 92.109 ktep, de los cuales 86.883 ktep corresponden a usos energéticos y 5.226 ktep, a usos no energéticos (por ejemplo, los productos petrolíferos usados como materia prima en la industria química). A su derecha, puede observarse la desagregación del consumo de energía final por producto energético y por sector. «Otros» engloba residencial y servicios, así como agricultura y pesca.

FIGURA 2.1. DIAGRAMA SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA. CIFRAS EN KTEP.



FUENTE: MITECO.

Nota: Renovables incluye energías renovables y residuos.

2. Estructura energética española

2.2. ENERGÍA PRIMARIA

2.2.1. Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España durante 2018 alcanzó los 129.813 ktep (tabla 2.1 y figuras 2.2 y 2.3), un número muy similar al registrado el año anterior (disminución del 0,3%). Esta relativa estabilidad tiene su explicación en dos hechos que tienen efectos contrapuestos. Por una parte, en el aumento del consumo de energía final en España en 2018, que provoca un aumento de las fuentes energéticas primarias utilizadas para satisfacer esta demanda. Pero, por otra parte, en 2018 se ha registrado un aumento de la energía hidráulica en el mix eléctrico, ya que 2017 fue un año muy seco. Esta energía eléctrica hidráulica ha sustituido en 2018 una gran cantidad de energía eléctrica generada a partir de combustibles, lo que implica una mayor eficiencia del sistema productivo al evitar las pérdidas derivadas de la transformación de los combustibles fósiles. Este hecho provoca una caída de la energía primaria a igualdad de consumo eléctrico que compensa el primer efecto, de manera que la energía primaria disminuye ligeramente con respecto a 2017.

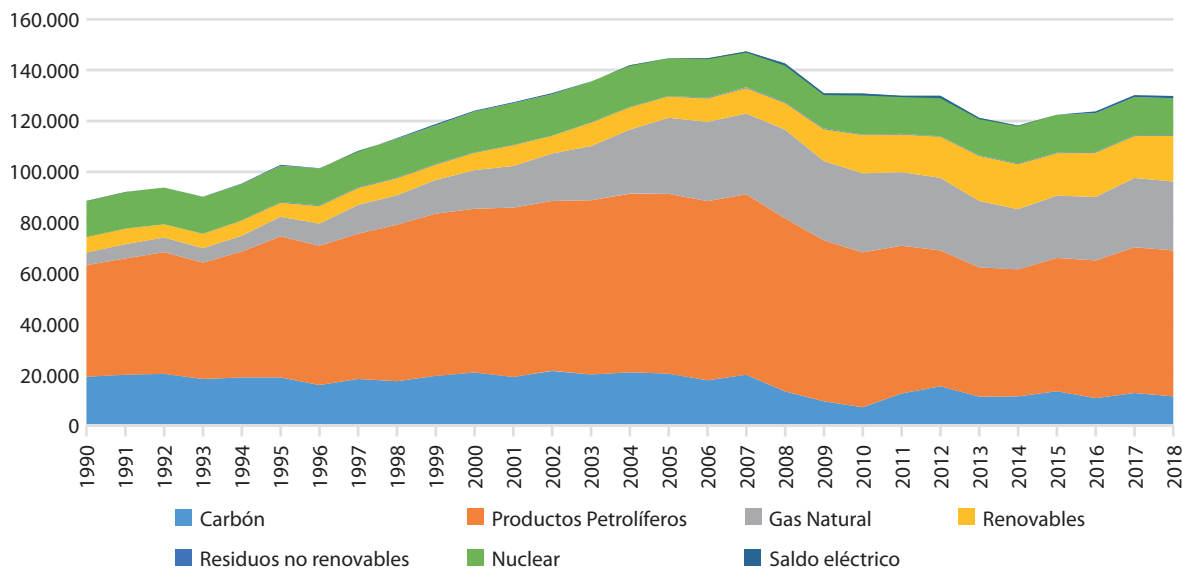
TABLA 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA

	E. Primaria Total (ktep)		Carbón		Productos Petrolíferos		Gas Natural		Renovables		Residuos no renovables		Nuclear		Saldo eléctrico	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
1990	88.455		19.289	21,8%	43.950	49,7%	4.970	5,6%	6.222	7,0%	61	0,1%	13.999	15,8%	-36	0,0%
1991	91.891		20.064	21,8%	45.755	49,8%	5.600	6,1%	6.134	6,7%	61	0,1%	14.337	15,6%	-58	-0,1%
1992	93.747		20.448	21,8%	47.827	51,0%	5.855	6,2%	5.109	5,5%	64	0,1%	14.389	15,3%	55	0,1%
1993	90.143		18.400	20,4%	45.763	50,8%	5.743	6,4%	5.594	6,2%	72	0,1%	14.461	16,0%	109	0,1%
1994	95.306		18.968	19,9%	49.562	52,0%	6.297	6,6%	5.957	6,3%	94	0,1%	14.268	15,0%	160	0,2%
1995	102.690		19.004	18,5%	55.553	54,1%	7.722	7,5%	5.506	5,4%	214	0,2%	14.305	13,9%	386	0,4%
1996	101.342		16.062	15,8%	54.797	54,1%	8.642	8,5%	6.984	6,9%	236	0,2%	14.531	14,3%	91	0,1%
1997	107.818		18.385	17,1%	57.226	53,1%	11.308	10,5%	6.646	6,2%	253	0,2%	14.264	13,2%	-264	-0,2%
1998	113.216		17.502	15,5%	61.562	54,4%	11.609	10,3%	6.784	6,0%	250	0,2%	15.217	13,4%	293	0,3%
1999	118.690		19.615	16,5%	63.828	53,8%	13.289	11,2%	6.029	5,1%	256	0,2%	15.181	12,8%	492	0,4%
2000	124.024		20.940	16,9%	64.431	52,0%	15.219	12,3%	6.816	5,5%	190	0,2%	16.046	12,9%	382	0,3%
2001	127.283		19.172	15,1%	66.684	52,4%	16.400	12,9%	8.157	6,4%	139	0,1%	16.434	12,9%	297	0,2%
2002	130.900		21.602	16,5%	66.841	51,1%	18.751	14,3%	6.895	5,3%	97	0,1%	16.255	12,4%	458	0,4%
2003	135.461		20.133	14,9%	68.595	50,6%	21.353	15,8%	9.198	6,8%	114	0,1%	15.961	11,8%	109	0,1%
2004	141.601		21.053	14,9%	70.291	49,6%	25.172	17,8%	8.815	6,2%	122	0,1%	16.407	11,6%	-260	-0,2%
2005	144.478		20.517	14,2%	70.800	49,0%	29.844	20,7%	8.401	5,8%	189	0,1%	14.842	10,3%	-115	-0,1%
2006	144.278		17.911	12,4%	70.488	48,9%	31.233	21,6%	9.166	6,4%	252	0,2%	15.510	10,7%	-282	-0,2%
2007	146.891		20.040	13,6%	71.026	48,4%	31.784	21,6%	10.012	6,8%	309	0,2%	14.214	9,7%	-494	-0,3%
2008	141.677		13.507	9,5%	68.110	48,1%	34.910	24,6%	10.560	7,5%	328	0,2%	15.212	10,7%	-949	-0,7%
2009	130.154		9.665	7,4%	63.276	48,6%	31.225	24,0%	12.582	9,7%	319	0,2%	13.783	10,6%	-697	-0,5%
2010	129.990		7.281	5,6%	60.922	46,9%	31.129	23,9%	15.065	11,6%	174	0,1%	16.135	12,4%	-717	-0,6%
2011	129.365		12.716	9,8%	58.145	44,9%	28.936	22,4%	14.851	11,5%	195	0,2%	15.045	11,6%	-524	-0,4%
2012	128.939		15.519	12,0%	53.481	41,5%	28.574	22,2%	16.161	12,5%	176	0,1%	15.991	12,4%	-963	-0,7%
2013	120.624		11.448	9,5%	50.855	42,2%	26.163	21,7%	17.755	14,7%	200	0,2%	14.785	12,3%	-580	-0,5%
2014	117.824		11.568	9,8%	49.957	42,4%	23.666	20,1%	17.790	15,1%	204	0,2%	14.931	12,7%	-293	-0,2%
2015	122.385		13.583	11,1%	52.478	42,9%	24.538	20,0%	16.642	13,6%	252	0,2%	14.903	12,2%	-11	0,0%
2016	123.705		10.836	8,8%	54.180	43,8%	25.040	20,2%	17.481	14,1%	235	0,2%	15.273	12,3%	659	0,5%
2017	130.142		12.908	9,9%	57.300	44,0%	27.266	21,0%	16.488	12,7%	260	0,2%	15.131	11,6%	788	0,6%
2018	129.813		11.516	8,9%	57.512	44,3%	27.082	20,9%	17.944	13,8%	325	0,3%	14.479	11,2%	955	0,7%

Nota. Saldo eléctrico: Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

FUENTE: MITECO.

FIGURA 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (KTEP)



FUENTE: MITECO.

Por fuentes de energía, destaca una gran disminución del consumo de carbón en España con respecto al año 2017, del 10,8%. La principal causa es el decrecimiento del uso de carbón tanto en usos finales como en generación eléctrica. De manera general, la contribución de los combustibles fósiles en el mix eléctrico disminuyó en 2018, debido al aumento de la producción hidráulica.

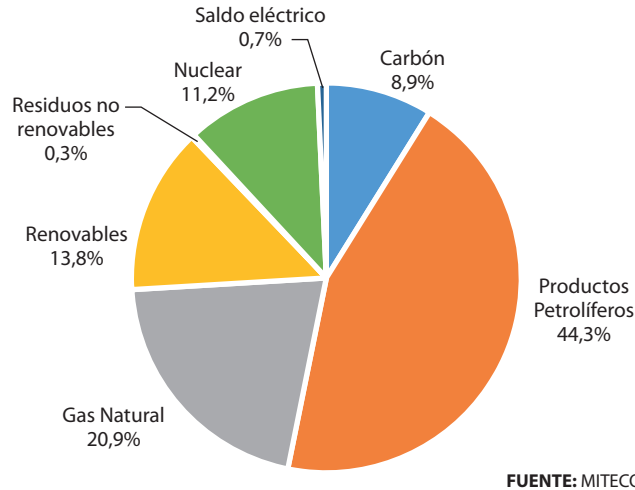
Los productos petrolíferos aumentaron su consumo en primaria levemente, un 0,4%, ya que se incrementó su uso tanto en industria como en transporte, a pesar de que disminuyó su utilización en generación eléctrica. El consumo total primario de productos petrolíferos fue de 57.512 ktep.

El gas natural registró una bajada del 0,7%, hasta alcanzar un consumo de 27.082 ktep. A pesar del incremento del consumo de gas natural en energía final, se registró una disminución del 9,4% en la contribución del gas natural al mix eléctrico.

Las energías renovables aumentaron su nivel de consumo hasta los 17.944 ktep, un 8,8% más que en 2017. La principal causa, como ya se ha comentado, es el aumento de la contribución de la hidráulica. Además, se produjo un incremento del consumo de biocombustibles.

Estos dos hechos compensaron la disminución de la producción solar fotovoltaica y térmica que tuvo lugar en 2018, con bajadas del 7,5% y del 14,6% respectivamente, al ser 2018 un año de baja radiación solar en España. El consumo energético primario de energía solar total fue de 2.913 ktep, mientras que en 2017 fue de 3.351 ktep.

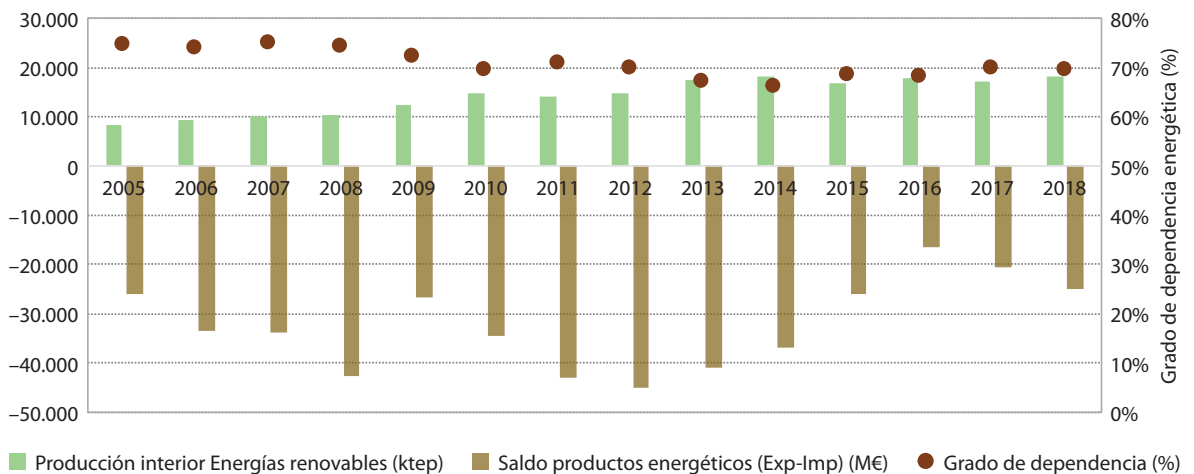
FIGURA 2.3. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA 2018



2.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad de energía primaria

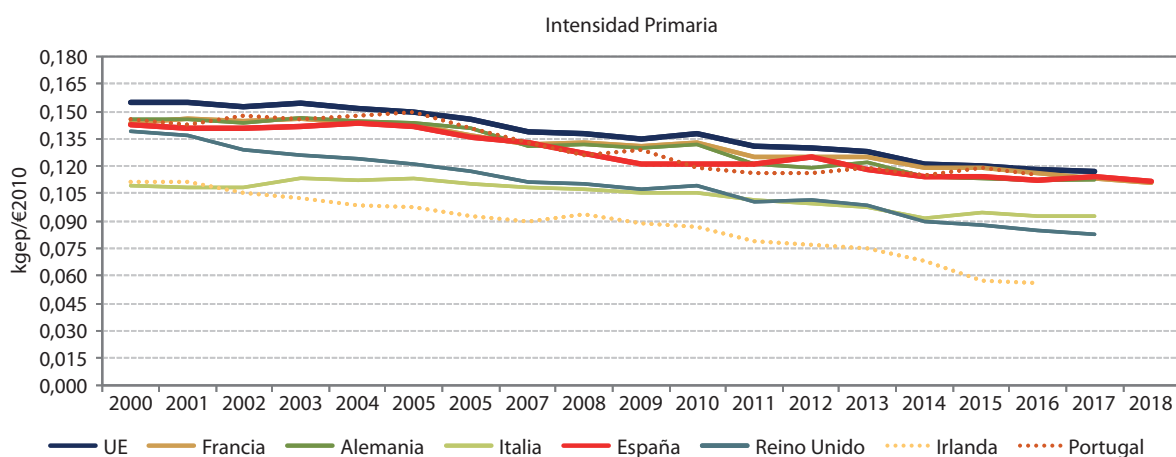
La penetración progresiva de las energías renovables en el sistema energético, junto a los avances en eficiencia energética, ha contribuido a mejorar el **grado de autoabastecimiento** nacional, Figura 2.4, minimizando con ello el impacto sobre el saldo del comercio exterior de la aún elevada dependencia energética (73,8%). El déficit energético asociado a las importaciones energéticas ha supuesto en 2018 el 74,3% del saldo total del comercio exterior, así como el 2,2% del PIB, lo que justifica la necesidad de continuar reforzando las políticas de diversificación energética.

FIGURA 2.4. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍAS RENOVABLES VS DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y SALDO COMERCIAL DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS, 2005-2018



La **intensidad de energía primaria**, definida como el cociente entre la energía primaria y el PIB, evoluciona en España por debajo de sus homólogos europeos, Figura 2.5, con los que mantiene cierto paralelismo, especialmente desde 2004, momento a partir del que cambia la tendencia a la baja, lo que se relaciona con el efecto de políticas intensivas de apoyo a la eficiencia energética y a las energías renovables.

FIGURA 2.5. INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



FUENTE: CE/ IDAE.

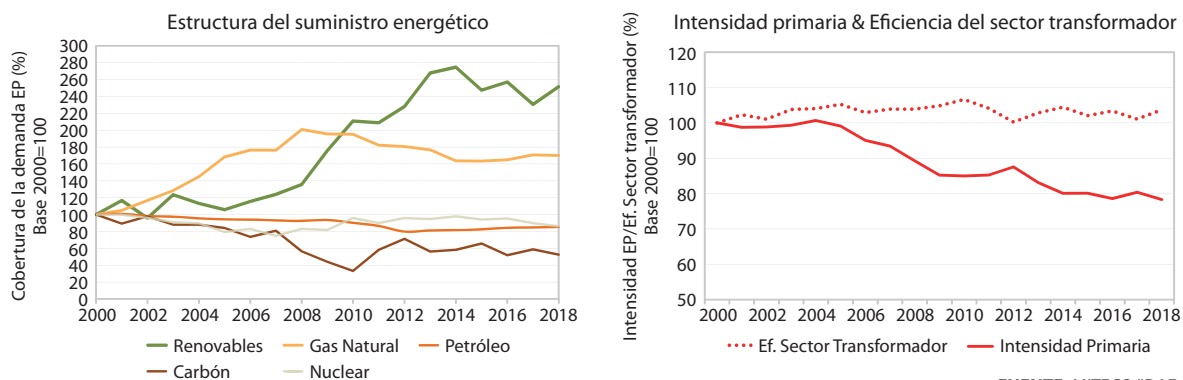
Este progreso se ralentiza en el período de crisis iniciado en 2008, al igual que en otros países del entorno comunitario, destacando el protagonismo de los efectos estructurales y de actividad. Así, desde 2008 se tiene una mejora media anual de la intensidad del 1,3%, por debajo de la mejora (-3,0%/año) del período 2004-2008.

La evolución posterior ha estado marcada por la confluencia de factores tales como la mejora de eficiencia inducida por actuaciones emprendidas en el marco de los planes de eficiencia energética, los cambios estructurales provocados por la crisis y la evolución de la estructura de suministro energético hacia una mayor diversificación. La penetración progresiva de las energías renovables, y en menor medida del gas natural, incide positivamente en el rendimiento del sector transformador de la energía, Figura 2.6.

A partir de 2014, con la recuperación económica parece recuperarse la tendencia anterior a la baja, salvo repuntes coyunturales, causados principalmente por oscilaciones climatológicas. En este contexto, en 2018 la intensidad ha mejorado un 2,5% como resultado del crecimiento del Producto Interior Bruto (PIB) del 2,4% unido a la disminución del 0,3% de la demanda de energía primaria, estrechamente vinculada al ascenso de la producción hidráulica. La mayor hidráulica ha supuesto un incremento notable en la aportación renovable sobre la generación eléctrica, reemplazando a las centrales que utilizan combustibles fósiles, lo que optimiza el rendimiento del sistema transformador, disminuyendo en consecuencia la demanda e intensidad de energía primaria.

2. Estructura energética española

FIGURA 2.6. MIX ENERGÉTICO VS INTENSIDAD PRIMARIA



FUENTE: MITECO/IDAE.

2.2.3. Transformación de energía: el sector eléctrico

Aunque en el capítulo 3, relativo al sector eléctrico, se hace un análisis más profundo de la normativa, estado y magnitudes de dicho sector, se analizan en este epígrafe las cifras más relevantes relativas al balance eléctrico, que afectan de manera importante al consumo de energía primaria y final en nuestro país.

Producción de electricidad

La producción bruta de electricidad ha disminuido ligeramente en 2018 un 0,46%, pasando de 275.726 GWh en 2017, a 274.452 GWh en 2018.

Destaca, en primer lugar, el gran aumento de la generación hidráulica, que se elevó un 74,7% hasta una producción de 36.803 GWh en 2018, con respecto a los 21.070 GWh de 2017.

Este importante incremento de la hidráulica provocó una reducción casi equivalente de la generación de combustibles fósiles en 2018, pasando de los 133.002 GWh en 2017, hasta los 118.149 GWh en 2018, una reducción del 11,17%.

La energía nuclear, por su parte, redujo su producción un 3,92%, desde los 58.039 GWh hasta los 55.766 GWh.

La energía eólica aumentó su contribución al mix eléctrico en un 3,6%, hasta un valor de 50.896 GWh, debido al incremento de potencia instalada. Por su parte, 2018 fue un año de muy baja radiación solar en España, lo que provocó que tanto la energía solar fotovoltaica (7.877 GWh en 2018) como la energía solar térmica (4.867 GWh en 2018) redujeran su aportación al mix eléctrico: un 7,48% de reducción en el caso de la fotovoltaica y un 17,27% en el caso de la solar térmica.

Consumo de electricidad

El consumo final de electricidad ha registrado, al igual que la producción bruta de electricidad, una ligera disminución, pasando de los 246.657 GWh en 2017 a los 246.313 GWh en 2018, lo que supone una reducción del 0,14%, cortando así la senda alcista de los últimos años.

2.3. ENERGÍA FINAL

2.3.1. Consumo de energía final

El consumo de energía final en 2018 aumentó un 2,5% con respecto a 2017, hasta un total de 92.109 ktep. De este total, 86.883 ktep (+2,3% respecto a 2017) correspondieron a usos energéticos, y 5.226 ktep (+6,1% respecto a 2017) correspondieron a usos no energéticos, cuyo consumo se elevó considerablemente respecto al año anterior.

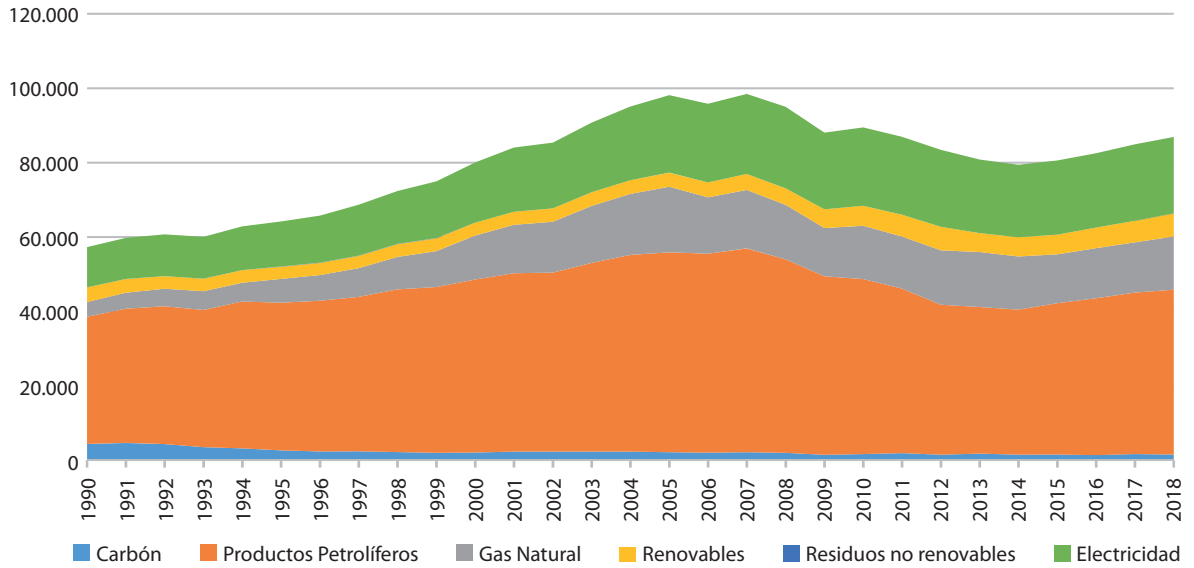
TABLA 2.32. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS

	E. Final Total (ktep)		Carbón		Productos Petrolíferos		Gas Natural		Renovables y residuos		Electricidad	
	ktep		ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
1990	57.287		4.369	7,6%	34.204	59,7%	3.951	6,9%	3.946	6,9%	10.817	18,9%
1991	59.769		4.647	7,8%	36.051	60,3%	4.306	7,2%	3.704	6,2%	11.061	18,5%
1992	60.708		4.316	7,1%	37.065	61,1%	4.705	7,7%	3.379	5,6%	11.244	18,5%
1993	60.036		3.514	5,9%	36.878	61,4%	5.011	8,3%	3.396	5,7%	11.237	18,7%
1994	62.865		3.183	5,1%	39.481	62,8%	5.015	8,0%	3.410	5,4%	11.777	18,7%
1995	64.181		2.650	4,1%	39.656	61,8%	6.425	10,0%	3.334	5,2%	12.116	18,9%
1996	65.751		2.361	3,6%	40.489	61,6%	6.893	10,5%	3.353	5,1%	12.655	19,2%
1997	68.664		2.396	3,5%	41.478	60,4%	7.743	11,3%	3.372	4,9%	13.674	19,9%
1998	72.334		2.188	3,0%	43.729	60,5%	8.703	12,0%	3.511	4,9%	14.202	19,6%
1999	74.952		1.958	2,6%	44.590	59,5%	9.633	12,9%	3.530	4,7%	15.241	20,3%
2000	80.039		2.045	2,6%	46.499	58,1%	11.819	14,8%	3.471	4,3%	16.205	20,2%
2001	84.047		2.310	2,7%	47.961	57,1%	13.009	15,5%	3.488	4,1%	17.279	20,6%
2002	85.369		2.307	2,7%	48.100	56,3%	13.697	16,0%	3.595	4,2%	17.671	20,7%
2003	90.746		2.292	2,5%	50.737	55,9%	15.322	16,9%	3.659	4,0%	18.736	20,6%
2004	95.076		2.316	2,4%	52.866	55,6%	16.372	17,2%	3.689	3,9%	19.834	20,9%
2005	98.126		2.158	2,2%	53.694	54,7%	17.653	18,0%	3.793	3,9%	20.827	21,2%
2006	95.825		1.997	2,1%	53.500	55,8%	15.158	15,8%	4.007	4,2%	21.163	22,1%
2007	98.481		2.155	2,2%	54.772	55,6%	15.706	15,9%	4.284	4,4%	21.564	21,9%
2008	94.984		1.977	2,1%	51.977	54,7%	14.679	15,5%	4.417	4,7%	21.934	23,1%
2009	88.046		1.434	1,6%	47.975	54,5%	13.003	14,8%	5.017	5,7%	20.617	23,4%
2010	89.444		1.637	1,8%	47.028	52,6%	14.347	16,0%	5.384	6,0%	21.049	23,5%
2011	86.916		1.904	2,2%	44.239	50,9%	14.001	16,1%	5.834	6,7%	20.938	24,1%
2012	83.401		1.495	1,8%	40.290	48,3%	14.634	17,5%	6.323	7,6%	20.658	24,8%
2013	80.811		1.770	2,2%	39.398	48,8%	14.786	18,3%	5.073	6,3%	19.784	24,5%
2014	79.407		1.488	1,9%	38.984	49,1%	14.295	18,0%	5.130	6,5%	19.510	24,6%
2015	80.588		1.503	1,9%	40.677	50,5%	13.139	16,3%	5.317	6,6%	19.952	24,8%
2016	82.520		1.384	1,7%	42.148	51,1%	13.445	16,3%	5.550	6,7%	19.993	24,2%
2017	84.899		1.662	2,0%	43.387	51,1%	13.486	15,9%	5.806	6,8%	20.559	24,2%
2018	86.883		1.538	1,8%	44.315	51,0%	14.271	16,4%	6.254	7,2%	20.504	23,6%

FUENTE: MITECO.

2. Estructura energética española

FIGURA 2.7. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS (KTEP)

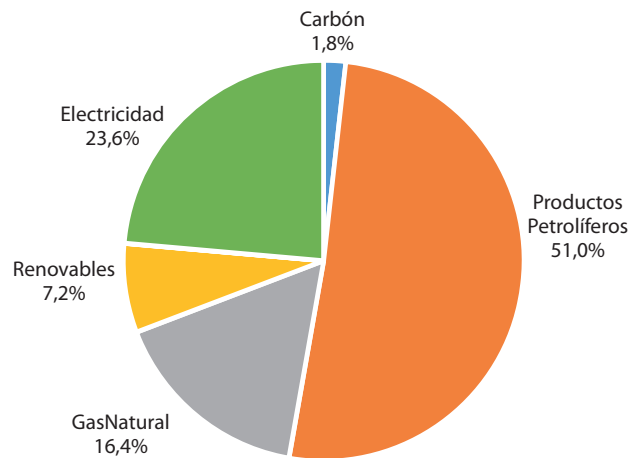


FUENTE: MITECO.

Por fuentes de energía, excluyendo los usos no energéticos, se ha producido un descenso del consumo final de carbón, hasta los 1.538 ktep, lo que supuso una reducción del 7,5% con respecto a 2017.

Los productos petrolíferos aumentaron ligeramente, un 2,1%, hasta un valor de 44.315 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 14.271 ktep, un 5,8% de incremento con respecto a 2017, consecuencia principalmente del aumento del consumo de gas en el sector industrial.

FIGURA 2.8. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2018. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS



FUENTE: MITECO.

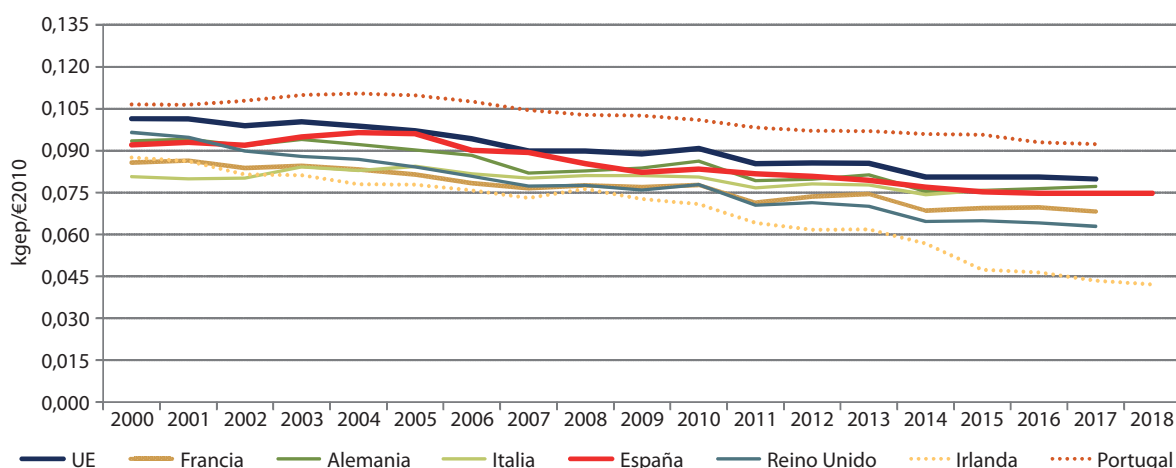
Las energías renovables para uso final, sin contar por tanto la empleada para producir electricidad, también registraron un aumento del 7,8% en 2018, principalmente por el aumento del uso de biocombustibles en transporte.

2.3.2. Evolución de la intensidad de energía final

La **intensidad de energía final**, definida como el cociente entre la energía final (con usos no energéticos excluidos) y el PIB, sigue en España un perfil similar al de la energía primaria, situándose por debajo del indicador correspondiente a la media de la UE, Figura 2.9. Igualmente, presenta un punto de inflexión en 2004, iniciándose un cambio de tendencia bajo el impulso de los primeros planes de ahorro y eficiencia energética, lo que supone un mayor acercamiento al indicador europeo.

Esta tendencia a la mejora ha continuado a pesar de la irrupción de la crisis, aunque a un ritmo más moderado (-0,7%/año) frente al avance (-3%/año) del período 2004-2008. Esta ralentización responde al menor nivel de actividad registrado en numerosos sectores económicos, que ha afectado al rendimiento de equipos y procesos al operar éstos por debajo del óptimo de sus capacidades productivas. Más recientemente, en un contexto marcado por la revitalización de la actividad económica, la demanda de energía final ha experimentado un aumento continuado desde 2014, si bien por debajo del registrado en el PIB, manteniéndose la pauta descendente de la intensidad final.

FIGURA 2.9. INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



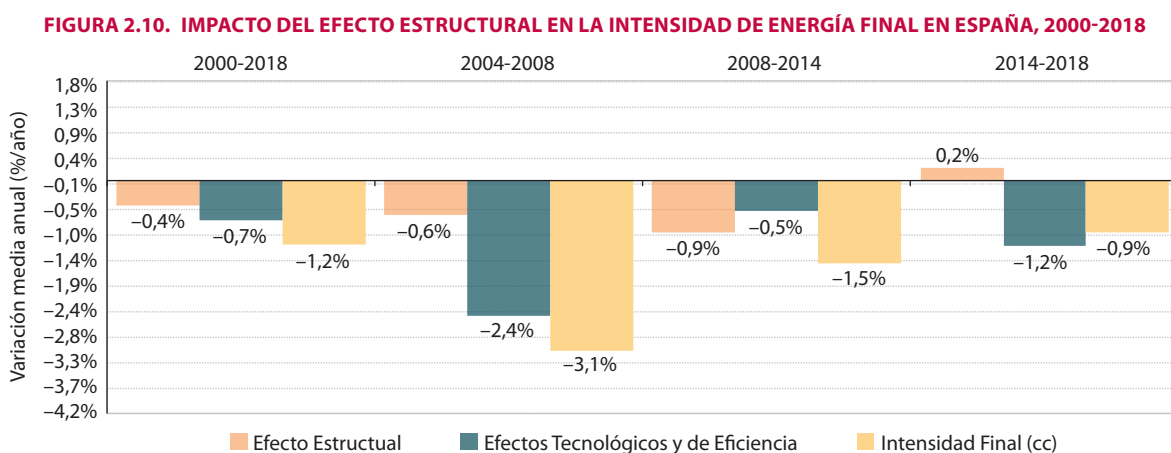
FUENTE: ENR/IDAE. NOTA: USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS.

En 2018 la intensidad de energía final, con usos no energéticos excluidos, se mantiene prácticamente estabilizada con un leve decremento del 0,02%, resultado del incremento a tasas de orden similar de magnitud del

2. Estructura energética española

PIB (+2,4%) y de la demanda (+2,3%) inducida por la actividad pujante de los sectores productivos. Esta mejora contrasta con la alcanzada por la intensidad primaria, lo que se explica por la mayor hidráulicidad registrada en 2018, con efectos positivos sobre el sistema transformador de la energía y demanda de energía primaria.

Un análisis basado en la descomposición de la variación de la intensidad de energía final según distintos efectos, Figura 2.10, permite destacar la recuperación de la importancia de los factores ligados a la tecnología y políticas de eficiencia en la mejora registrada desde 2014, frente al período inmediatamente anterior marcado por la crisis. La ralentización en la mejora entre 2008 y 2014 responde al menor nivel de actividad de los diferentes sectores, con impacto negativo en el rendimiento de equipos y procesos, como ya se ha mencionado.



FUENTE: IDAE.

Nota: Intensidades con Corrección Climática. Usos no energéticos excluidos.

A partir de 2014 el mayor dinamismo de la economía ha posibilitado unos niveles de producción más elevados y con ello un mejor aprovechamiento de las capacidades productivas, lo que conlleva una mayor relevancia del efecto tecnológico. Por el contrario, la influencia del efecto estructural en su conjunto ha sido desfavorable, lo que parece apuntar al sector transporte, en concreto al aumento de actividad vinculada al transporte de mercancías por carretera dado el carácter intensivo de este modo de transporte.

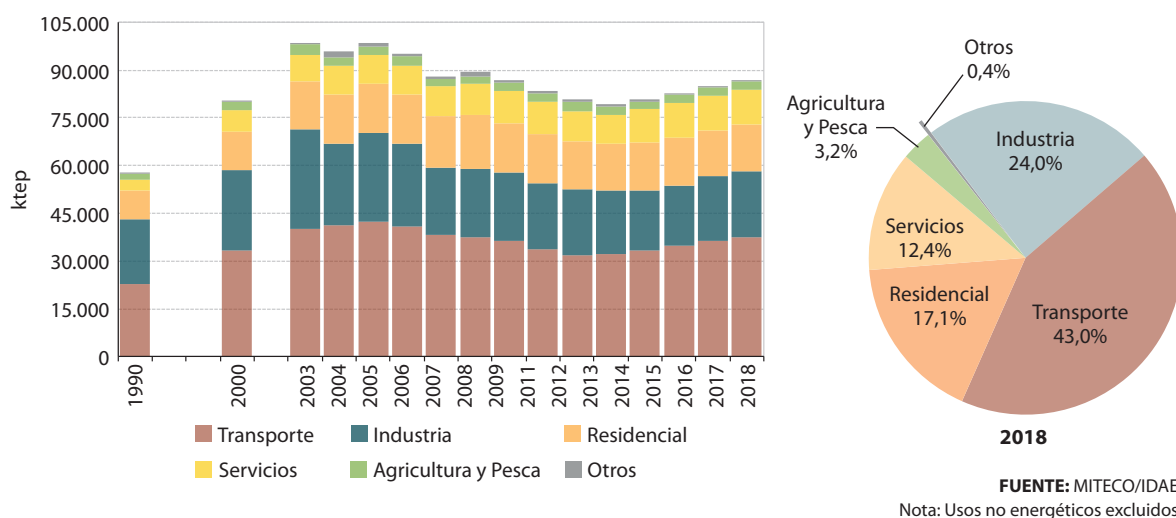
2.3.3. Análisis sectorial del consumo y de la intensidad de energía final

La demanda de energía final presenta un patrón de evolución similar al de la energía primaria, Figura 2.11. En 2018 el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, ha aumentado un 2,3%, continuando el cambio de tendencia iniciado en 2014 tras siete años consecutivos marcados por la reducción de la deman-

da. Este incremento de consumo se debe principalmente a la demanda de los productos petrolíferos (+2,1%) y del gas natural (+5,8%) cuya aportación conjunta equivale al 67,5% de la demanda de energía final.

La estructura de la demanda de energía final por fuentes se corresponde con la sectorización de la demanda, destacando el transporte con el 43% de la demanda. Los impactos de este sector sobre el medio ambiente y la dependencia energética justifican la necesidad de potenciar las medidas de eficiencia dirigidas al transporte. Prueba de ello son los numerosos programas de ayudas con los que se trata de incentivar la adquisición de vehículos eficientes y la movilidad sostenible.

FIGURA 2.11. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES, 1990-2018



INDUSTRIA

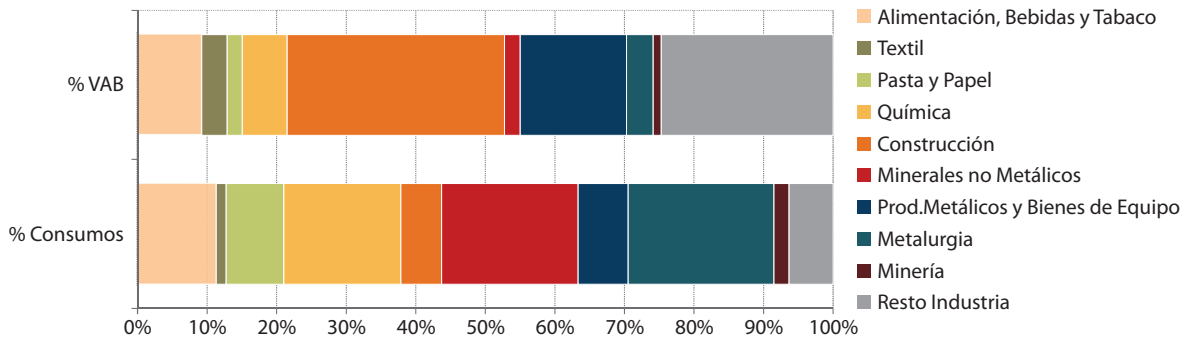
La demanda energética de la industria española en 2018 se ha incrementado un 2,6%, alcanzando el 24% del consumo total de energía final. El 77% de esta demanda se localiza en cinco ramas de la industria manufacturera— metalurgia, minerales no metálicos, química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel—, Figura 2.12, cuya contribución conjunta al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria es el 23,6%, tres veces por debajo al peso de su consumo.

El contraste entre la participación en términos de demanda y VAB es especialmente acusado en las industrias de los minerales no metálicos y de la metalurgia, donde la contribución al VAB es menor a la de las demandas energéticas asociadas, del orden de 8,8 y 4,9 veces, respectivamente. Esta circunstancia junto con la estructura sectorial de la industria manufacturera española, caracterizada por una menor participación de las ramas menos intensivas en energía como la alimentación, los bienes de equipo y la industria

2. Estructura energética española

textil en el VAB de la industria manufacturera, Figura 2.13, a diferencia de otros países europeos, contribuye al valor más elevado de la intensidad energética manufacturera en España, Figura 2.14.

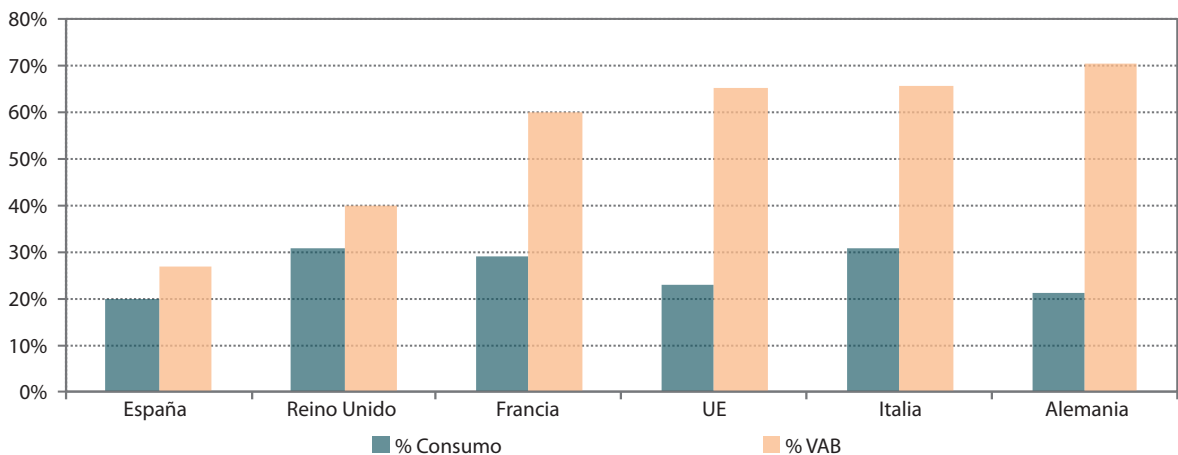
FIGURA 2.12. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIAL SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2018



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

La especialización de la industria hacia ramas menos intensivas como las mencionadas produce un efecto atenuador en la intensidad energética, lo que contribuye a un menor valor observado de la misma especialmente en Alemania e Italia, donde el peso de estas ramas sobre el VAB de la industria es superior.

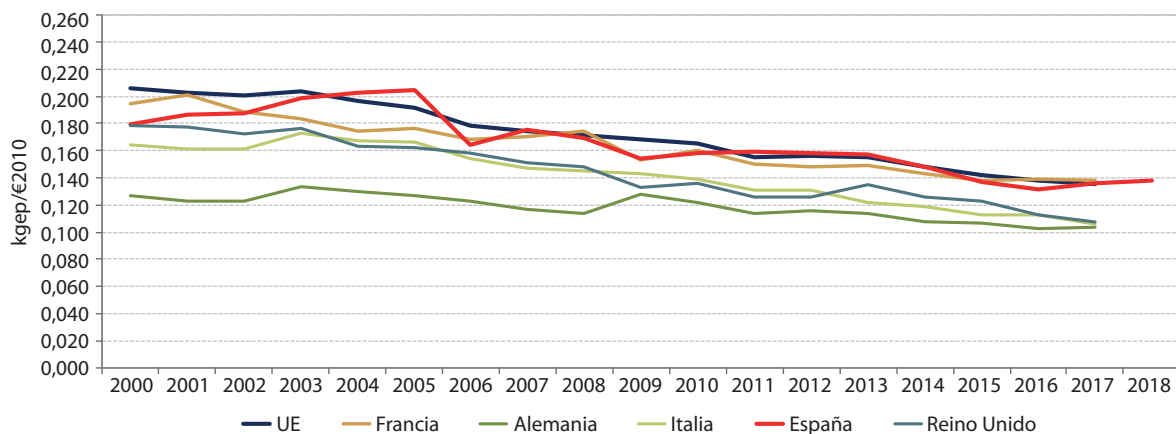
FIGURA 2.13. REPRESENTATIVIDAD DE LAS INDUSTRIAS MENOS INTENSIVAS DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA



FUENTE: CE/IDAE/INE.
Nota: Comparativa de las industrias de la alimentación, bebidas y tabaco, textil y bienes de equipo en 2017.

La intensidad energética de la industria manufacturera en España muestra una tendencia a la baja desde 2005. Esta tendencia se ha mantenido en el contexto de la crisis iniciado en 2008, así como en la posterior recuperación económica a partir de 2014. En 2018 se ha registrado un ligero repunte del 1,6%, como consecuencia del incremento de la demanda energética (+2,2%) por encima del de el VAB (0,7%).

FIGURA 2.14. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



FUENTE: INE/CE/MITECO/IDAE.

Este crecimiento del VAB de la industria manufacturera a una tasa inferior a la del año presente responde a una desaceleración de la actividad asociada al deterioro del sector exterior y, de manera específica, a la ralentización de la producción de automóviles, ante la incertidumbre generada por la nueva legislación en materia de emisiones y el comportamiento de los principales mercados de exportación. Este menor dinamismo se evidencia igualmente a partir del análisis de otros indicadores de actividad económica como el Índice de Producción Industrial (IPI), que en 2018 presenta una tasa de incremento del 1,5% frente al 3,1% del año anterior.

Esta moderación de la actividad, expresada en términos de IPIs, no comporta una disminución generalizada de la demanda energética en las distintas ramas de la industria manufacturera, tal y como se desprende del análisis pormenorizado de las distintas ramas de la industria manufacturera, Figura 2.15.

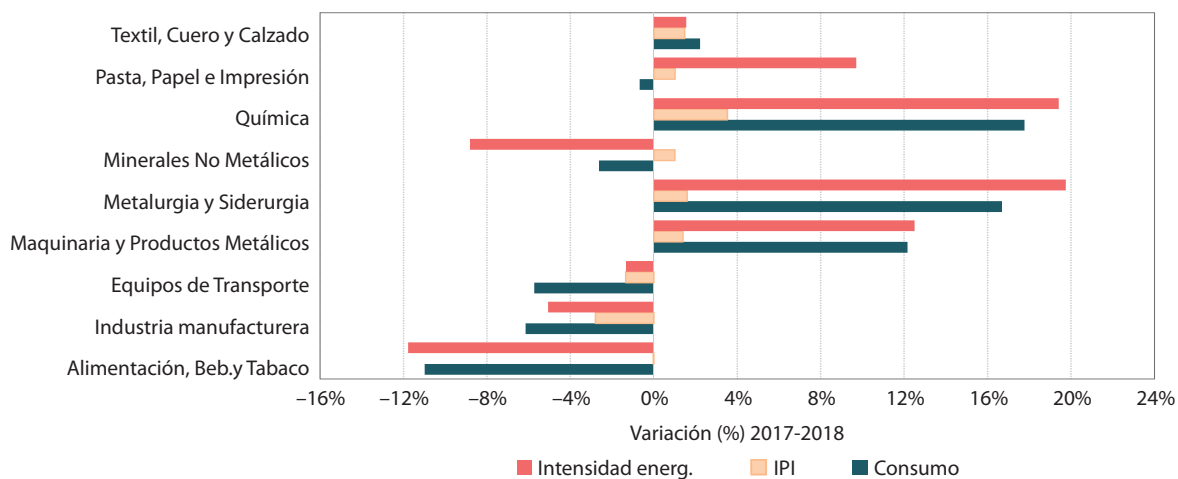
Este es el caso de las industrias química, maquinaria y minerales no metálicos, en las que el incremento de la demanda supera al de su actividad productiva, con el consiguiente empeoramiento de sus intensidades en 2018. Estas ramas suponen en conjunto el 44,4% del consumo energético de la industria manufacturera, lo que, sin duda, ha tenido un efecto negativo sobre la intensidad energética de ésta.

La intensidad energética de la industria en su conjunto¹, Figura 2.16, evoluciona por debajo de la media europea, con una tendencia general decreciente, interrumpida en el período de crisis. A partir del 2014, con la revitalización de la economía, la intensidad parece apuntar a una recuperación, no exenta de un comportamiento aún algo errático. En 2018 se ha registrado un ligero retroceso del 1,9% como resultado del crecimiento de la demanda energética (+2,6%) por encima del correspondiente al VAB (+0,7%) del conjunto del sector.

¹ Industria manufacturera, construcción y ramas energéticas.

2. Estructura energética española

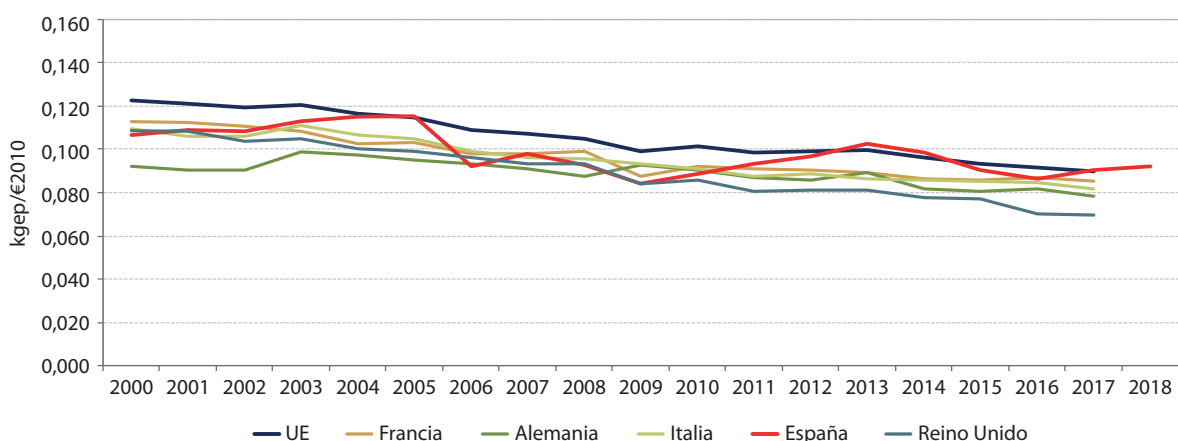
FIGURA 2.15. VARIACIÓN ANUAL (%) DE LAS PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICO - ECONÓMICAS DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA



FUENTE: MITECO/IDAE/INE.

No obstante lo anterior, cabe destacar el papel del sector de la construcción en esta tendencia a la mejora de la industria global. Desde 2014 este sector muestra un mayor dinamismo, consolidándose en 2018 su trayectoria de recuperación, con un incremento del VAB del 5,6%, sustentado principalmente en la edificación privada. Este sector representa el 26,1% del VAB de toda la industria, cifra más de cuatro veces superior a su participación en la demanda energética, lo que contribuye a atenuar el efecto de la industria manufacturera, más intensiva en energía, sobre la intensidad energética final del sector industrial.

FIGURA 2.16. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018

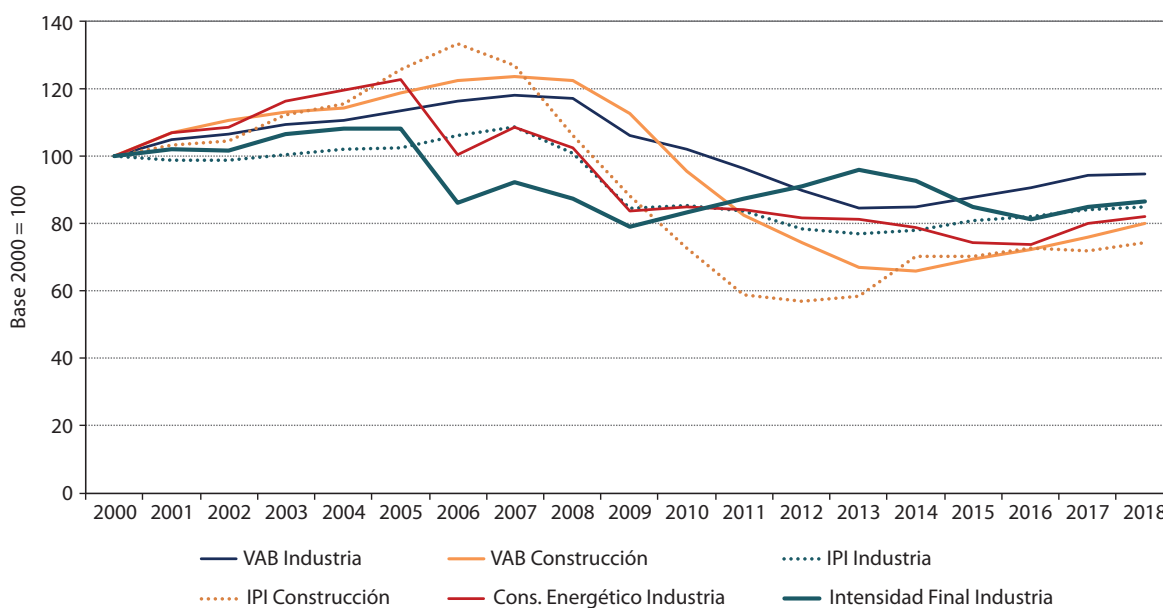


FUENTE: INE/CE/MITECO/IDAE.

El sector de la construcción tiene un efecto de arrastre sobre la demanda de productos industriales por lo que su evolución repercute sobre la demanda e intensidad energética de las principales ramas de la indus-

tria manufacturera. Esto permite entender el empeoramiento observado en el período de la crisis en las intensidades energéticas de la industria global, Figura 2.17, y manufacturera, como respuesta al desplome de la actividad constructora y su consiguiente pérdida de valor añadido en esos años.

FIGURA 2.17. PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTENSIDAD INDUSTRIAL EN ESPAÑA 2000-2018



FUENTE: INE/MITECO/IDAE.

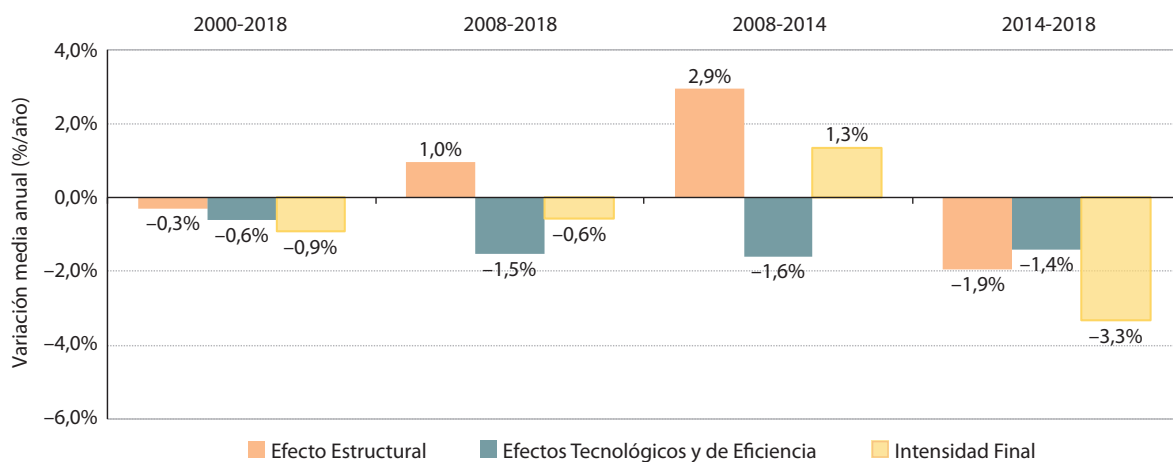
A diferencia de otros sectores, el nivel de producción de la construcción es aún inferior al del año 2018. Sin embargo, el dinamismo mostrado recientemente tiene un impacto positivo sobre la mejora de la intensidad energética, como se puede observar a partir del análisis del efecto estructural de la intensidad energética de la industria en distintos períodos, Figura 2.18.

El incremento de la intensidad energética registrado en el período 2008-2014 obedece al efecto estructural negativo causado en buena parte por la contracción de la actividad constructora. Esta situación se revierte en el período posterior coincidiendo con la reactivación de la economía y la mejora de comportamiento del sector de la construcción a partir de 2014.

La intensidad energética de la industria se encuentra muy determinada por el carácter térmico de la demanda de los distintos procesos industriales, satisfecha mayoritariamente por combustibles fósiles, Figura 2.19, con predominio del gas natural, si bien la electricidad ha ido ganando protagonismo. El gas natural y los productos petrolíferos han sido los impulsores del aumento observado en la demanda de la industria en 2018, experimentando incrementos respectivos del 9,9% y 3,4%, inducidos principalmente por las actividades asociadas a los minerales no metálicos y a la industria química.

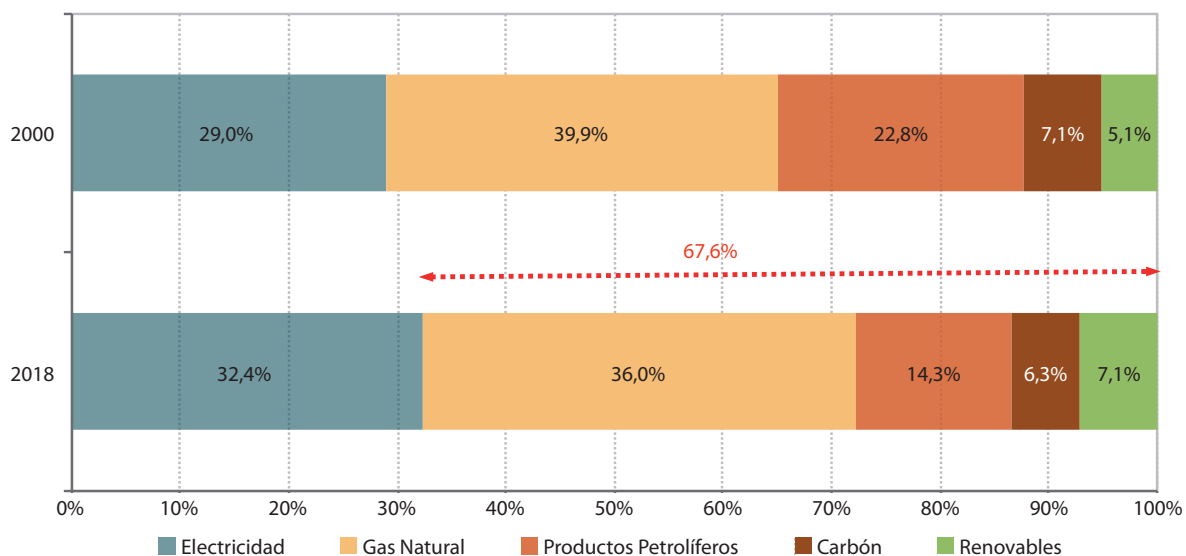
2. Estructura energética española

FIGURA 2.18. IMPACTO DEL EFECTO ESTRUCTURAL SOBRE LA INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA, 2000-2018



FUENTE: INE/MITECO/IDAE.

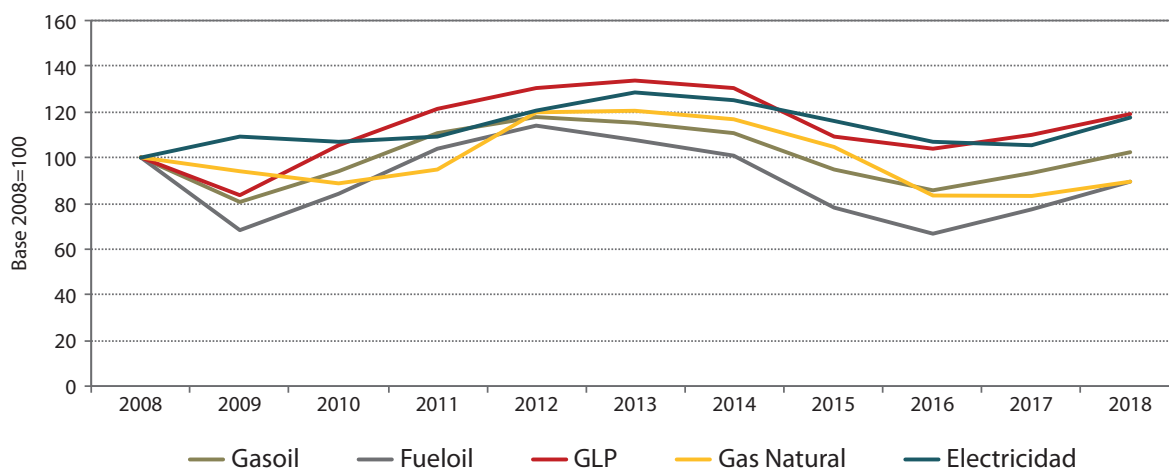
FIGURA 2.19. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2018



FUENTE: MITECO/IDAE.

La estructura de la demanda energética de la industria ha ido evolucionando, cobrando mayor peso el gas natural, la electricidad y las energías renovables, en detrimento de los productos petrolíferos. Esta tendencia se ha reforzado en el período de la crisis. La caída de la actividad industrial causada por la coyuntura económica junto a la evolución alcista de los precios energéticos, Figura 2.20, ha llevado a la disminución del consumo energético de la industria, especialmente en el caso de los productos petrolíferos. La menor demanda de estos productos ha sido reforzada por su sustitución por el gas natural, dada su mayor eficiencia, así como diferencial de precios.

FIGURA 2.20. PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES EN ESPAÑA, 2008-2018



FUENTE: AIE/EUROSTAT.
Nota: Impuestos incluidos.

TRANSPORTE

El sector transporte mantiene su posición dominante en el reparto sectorial de la demanda de energía final de España, con una participación del 43% en 2018, año en el que su consumo se ha incrementado en un 2,7%, continuando así el cambio de tendencia iniciado en 2014. Este mayor consumo obedece principalmente a la demanda de productos petrolíferos (+1,6%) donde se concentra el 94% del consumo de este sector.

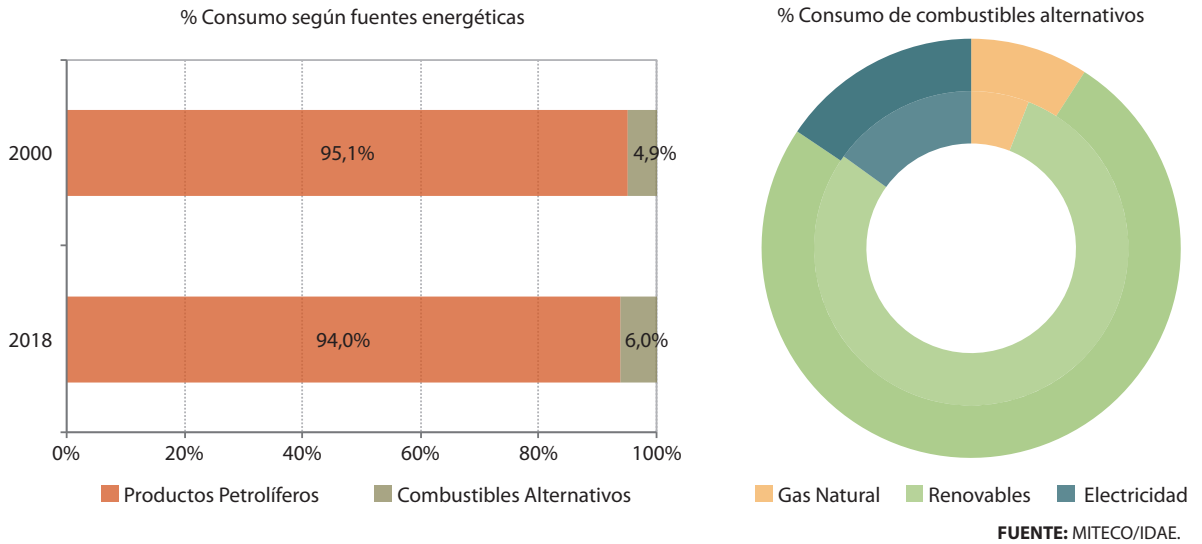
Igualmente, ha crecido la demanda asociada a los restantes productos energéticos, destacando los biocarburantes (+30,3%). Estos combustibles alternativos junto al gas natural y a la electricidad comienzan a ganar visibilidad, Figura 2.21, en la propulsión de los diferentes medios de transporte, alcanzando en la actualidad el 6% de la demanda.

En los próximos años se prevé un mayor dinamismo de estos carburantes bajo el impulso de la Directiva 2014/94/UE relativa a la implantación de una infraestructura para propulsores alternativos y del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC, 2021-2030, en el marco del cual se espera potenciar la electrificación del transporte y el uso de biocarburantes avanzados.

El incremento de la demanda energética del transporte en 2018 responde a la mayor movilidad, tanto a nivel de pasajeros (+3,2%) como de mercancías (+3,6%), inducida por la reactivación de la economía, Figura 2.22. Este aumento de actividad se produce en todos los modos y medios de transporte, destacando el transporte por carretera en ambos casos, liderado por los turismos en el transporte de pasajeros y los camiones en el de mercancías.

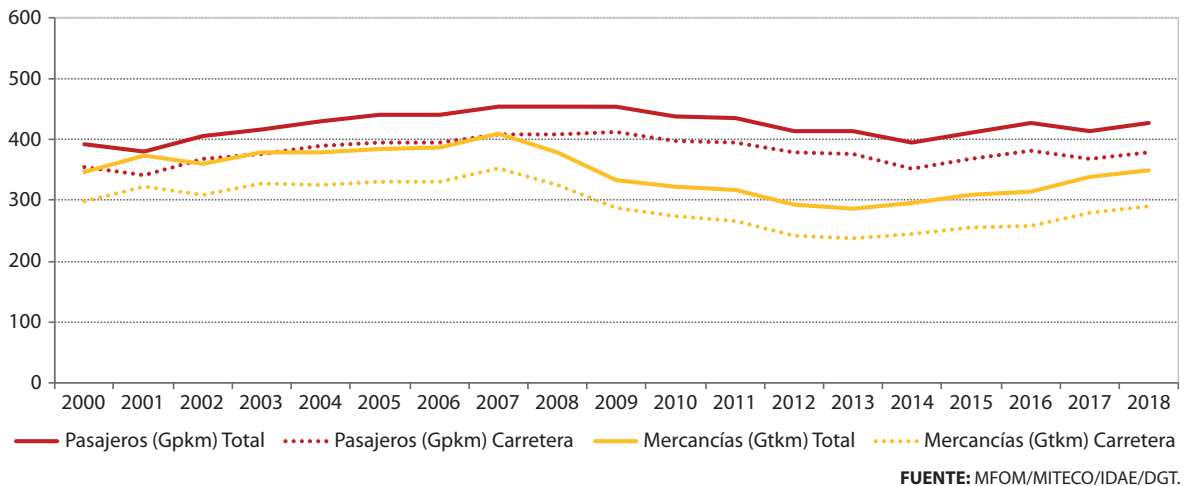
2. Estructura energética española

FIGURA 2.21. DEMANDA ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2018



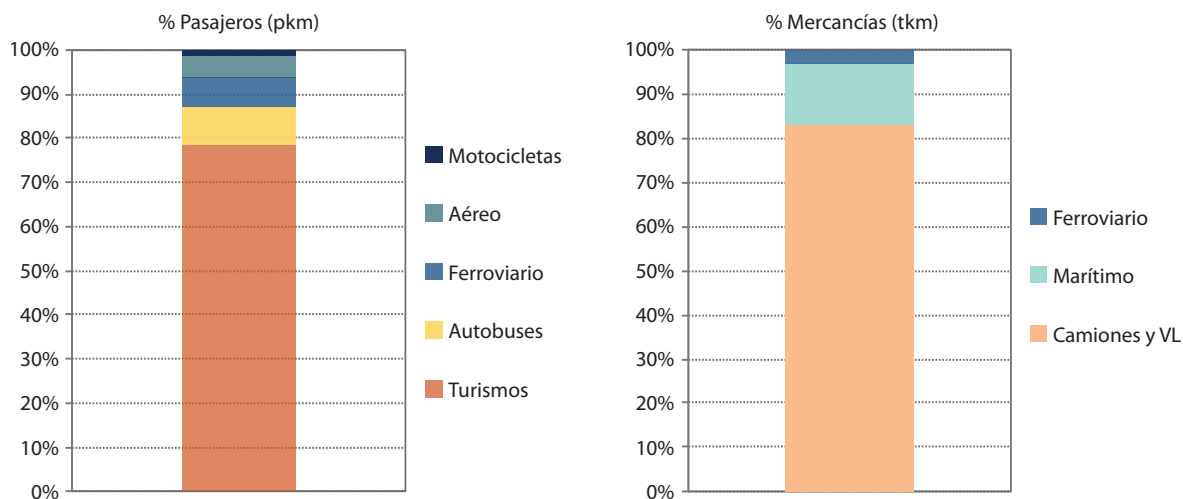
Estos dos tipos de vehículos presentan cuotas respectivas del 78,6% y 83,1% en el transporte de pasajeros y mercancías, Figura 2.23, evidenciándose así la aún reducida participación del transporte público o ferroviario, medios más eficientes de transporte, lo que explica el carácter intensivo del transporte y su consiguiente impacto en la dependencia energética.

FIGURA 2.22. TRÁFICO DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2000-2018



La mayor actividad asociada al transporte por carretera hace que este modo de transporte sea el más relevante en cuanto a la intensidad y la demanda energética del sector, con cerca del 80% del consumo del mismo, Figura 2.24.

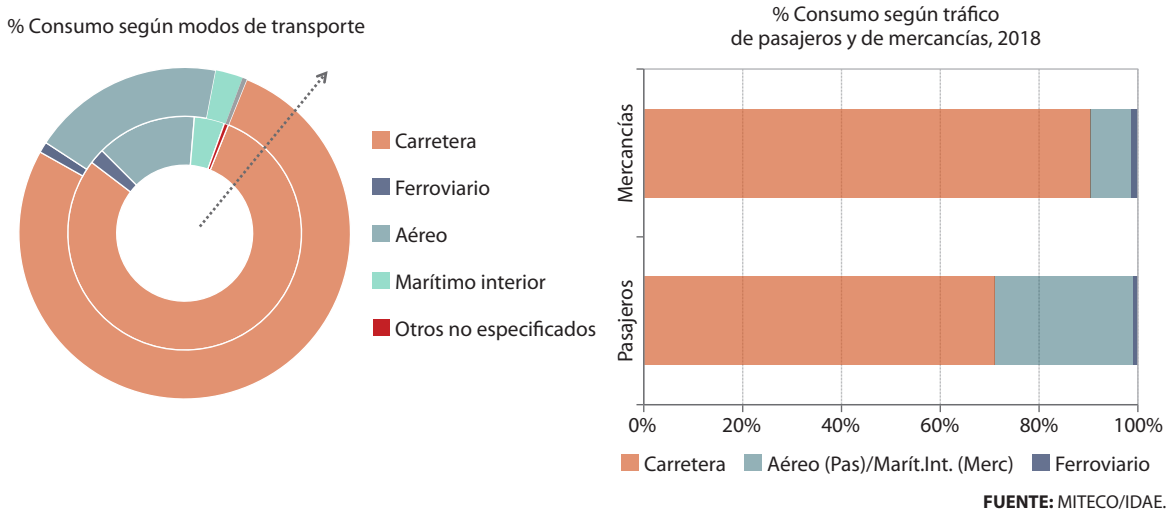
FIGURA 2.23. TRÁFICO DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS (%) SEGÚN MEDIOS DE TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2018



FUENTE: MFOM/DGT.

La estrecha vinculación entre el desarrollo de la economía y la logística explica el declive sufrido por el transporte de mercancías en los años más duros de la crisis, especialmente en lo que se refiere al transporte interior de mercancías, muy dependiente de la demanda interna, y realizado mayoritariamente por carretera. Esto unido a la ralentización del transporte de viajeros, igualmente afectado por la coyuntura económica, ha contribuido de manera decisiva a la caída de la demanda energética del transporte por carretera y total entre los años 2008 y 2014, produciéndose a posteriori un cambio de orientación propiciado por la reactivación de la economía.

FIGURA 2.24. DEMANDA ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE Y TIPO DE ACTIVIDAD EN ESPAÑA, 2000-2018

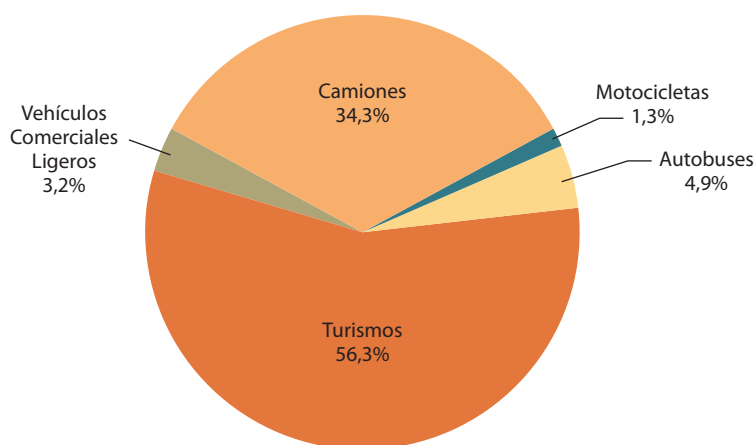


FUENTE: MITECO/IDAE.

2. Estructura energética española

Dentro del transporte por carretera, destacan el vehículo privado donde se absorbe más de la mitad del consumo del transporte por carretera, Figura 2.25, lo que equivale al 42,9% del consumo del transporte. A continuación, le siguen los camiones y vehículos ligeros, cuya actividad se vincula al transporte de mercancías y suponen el 37,1% del consumo del transporte por carretera.

FIGURA 2.25. CONSUMO ENERGÉTICO DEL TRANSPORTE POR CARRETERA EN ESPAÑA SEGÚN TIPOS DE VEHÍCULOS, 2018



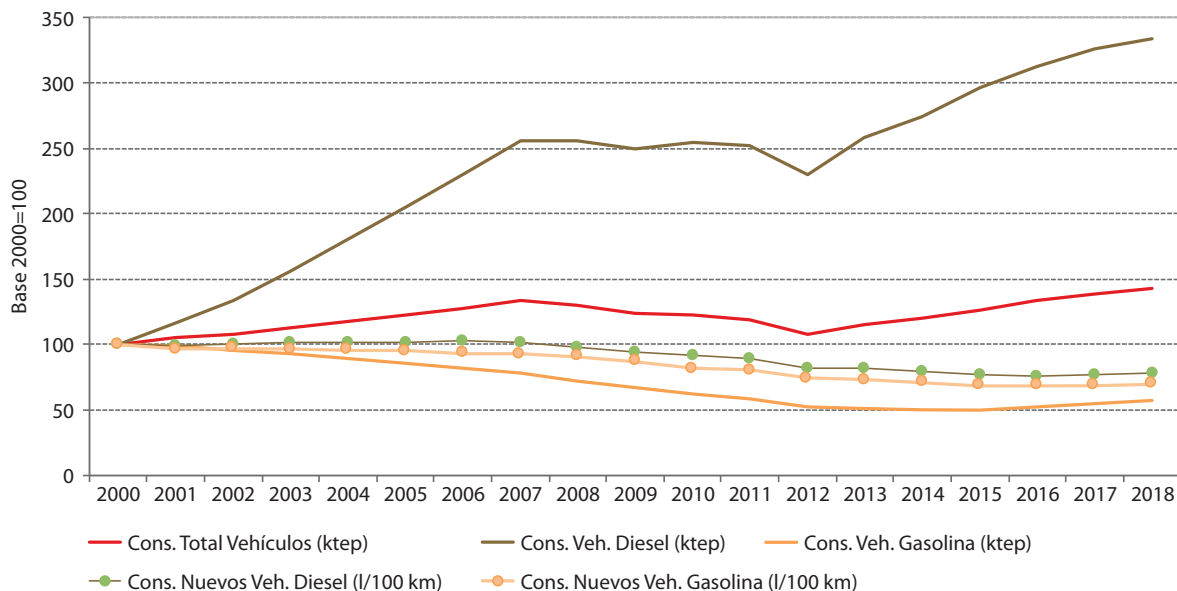
FUENTE: IDAE/DGT.

El incremento del parque de vehículos privados ha ido acompañado de la dieselización del mismo, alcanzando el 56,3% del parque en 2018. Esto, unido a los mayores recorridos de este tipo de vehículos y a factores tecnológicos, explica el crecimiento diferencial del consumo del gasóleo frente al de la gasolina en el parque automovilístico, Figura 2.26, condicionando la evolución de la demanda energética del transporte por carretera.

Más recientemente este diferencial entre los vehículos diésel y de gasolina comienza a atenuarse como resultado del incremento 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 la mayor sensibilización ciudadana respecto a la calidad del aire y a la movilidad sostenible. A esto se suman las mejoras tecnológicas asociadas a estos vehículos, cuyos progresos, en términos relativos, 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 ayudas a la adquisición de vehículos más eficientes, contribuye a la renovación y mejora de la eficiencia energética del parque automovilístico, contrarrestando los efectos asociados a la antigüedad, uso y movilidad del vehículo privado sobre la demanda energética del transporte.

FIGURA 2.26. DIESELIZACIÓN DEL PARQUE DE TURISMOS EN ESPAÑA, 2000-2018

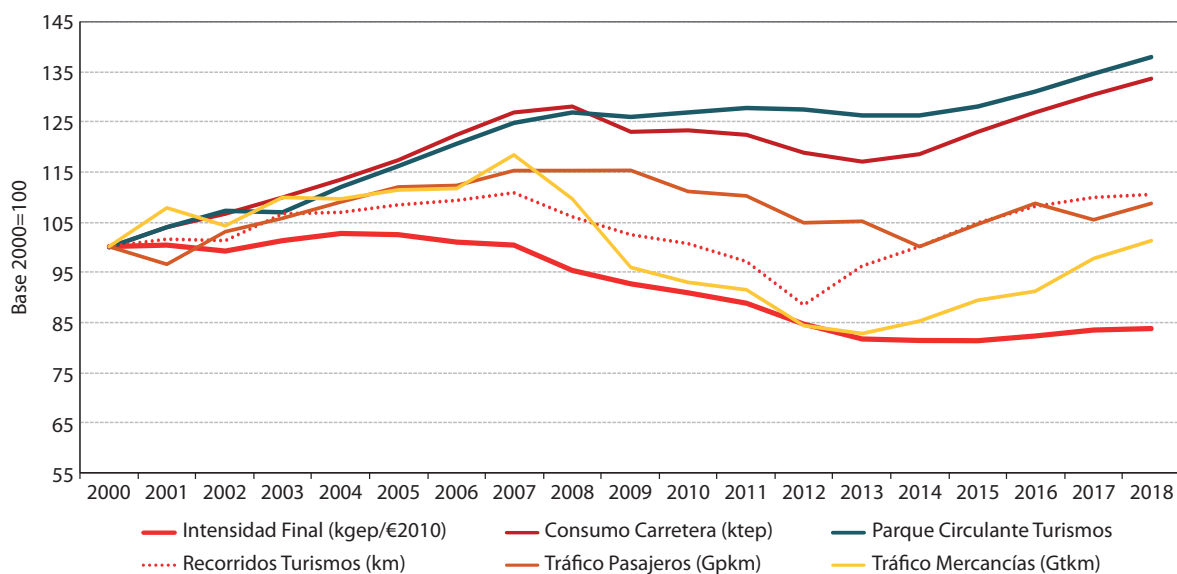


FUENTE: IDAE/DGT.

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

Todos los factores indicados -nivel de motorización, antigüedad del parque automovilístico y movilidad asociada al transporte de mercancías y al vehículo privado -influyen en la demanda e intensidad del transporte, Figura 2.27, como ya se ha mencionado con anterioridad.

FIGURA 2.27. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2000-2018

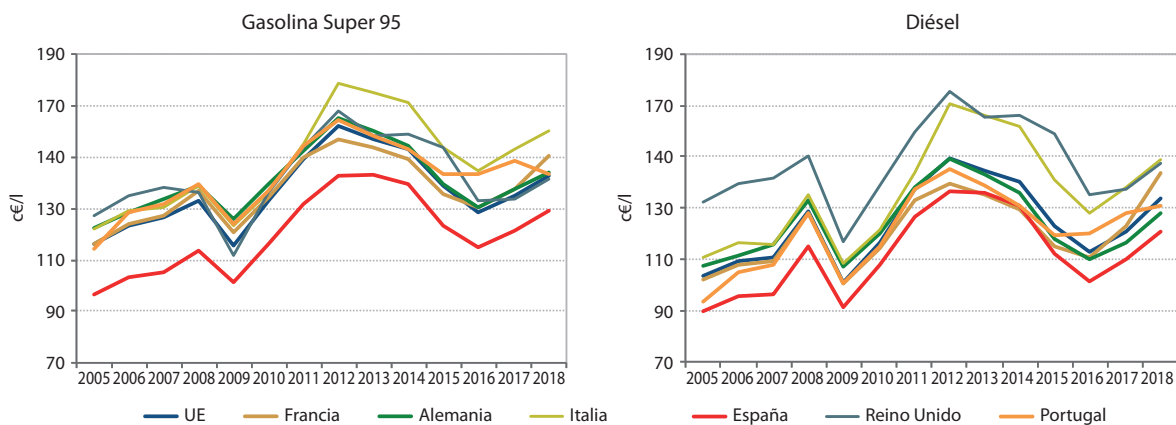


FUENTE: DGT/MFOM/MITECO/IDAE.

2. Estructura energética española

Un factor adicional con impacto en el consumo del transporte por carretera es el diferencial del precio de los carburantes respecto a países vecinos como Portugal y Francia. El menor nivel de precios en España, Figura 2.28, 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 computa en la estadística nacional. 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, lo que a su vez supone cierto incremento en la valoración de la intensidad del transporte.

FIGURA 2.28. PRECIOS DE CARBURANTES EN ESPAÑA Y LA UE, 2005-2018



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

Considerando todo lo anterior la intensidad energética del transporte en España resulta ser un 20% superior a la de la media europea. Este indicador mantiene en España una tendencia descendente desde 2004, Figura 2.29, favorecida por las actuaciones implementadas en el marco de las políticas de ahorro y eficiencia energética, a las que posteriormente se han sumado los efectos estructurales y de actividad inducidos por la crisis económica.

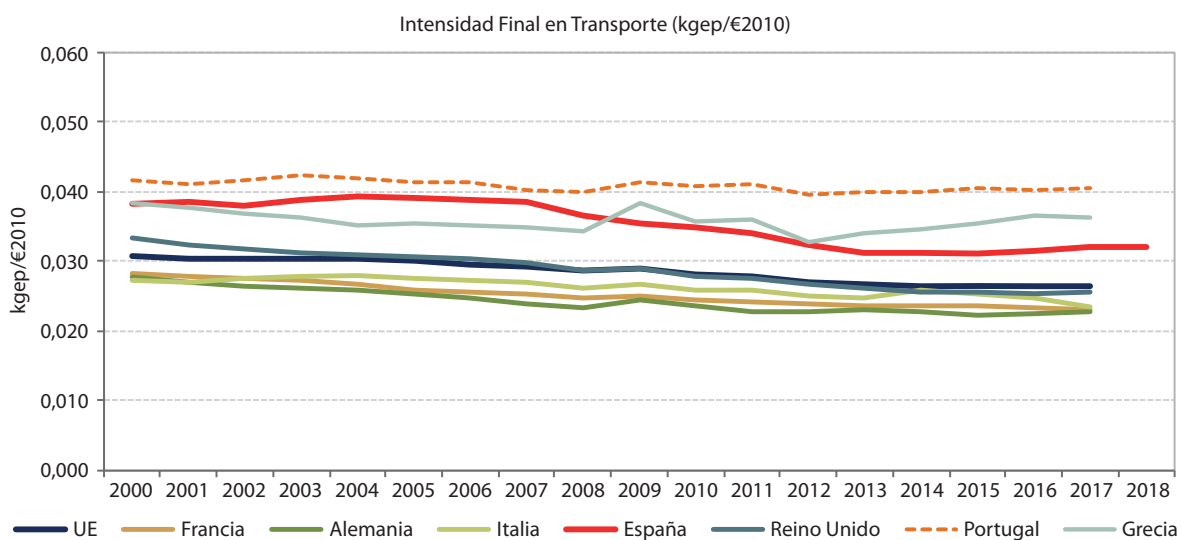
Con la recuperación de la economía a partir de 2014 se constata cierto empeoramiento en la intensidad energética, del orden del 0,4% en 2018. Esto se explica en parte por el aumento de la demanda energética asociada a la recuperación de la movilidad y tráfico de mercancías.

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 33,1% de la demanda energética total. Estos

sectores han ido cobrando un protagonismo creciente en términos energéticos, como se desprende de la evolución de su participación conjunta en la demanda, Figura 2.11, situándose desde 2007 por encima de la del sector industrial, con el que actualmente mantiene una distancia de nueve puntos porcentuales.

FIGURA 2.29. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



FUENTE: CE/IDAE.

En 2018, el consumo del sector «Usos Diversos» ha subido un 1,6%, en respuesta a la demanda de electricidad (+1,1%) y de productos petrolíferos (+4,6%), que en suma cubren el 68,4% de las necesidades energéticas de este sector. Los edificios residenciales y de servicios marcan la evolución de este sector, con el 89,3% del consumo total del mismo.

En 2018 los edificios concentran el 29,5% de la demanda de energía final total en España, ligeramente por debajo del conjunto de edificios de la UE (39%), incrementándose su representatividad hasta el 62,7% en lo que se refiere al consumo eléctrico, superando el peso medio (57,8%) de este combustible en la UE. La importancia de los edificios en la demanda energética justifica la necesidad de un análisis diferenciado atendiendo a los sectores a los que pertenecen —residencial y servicios—.

Residencial

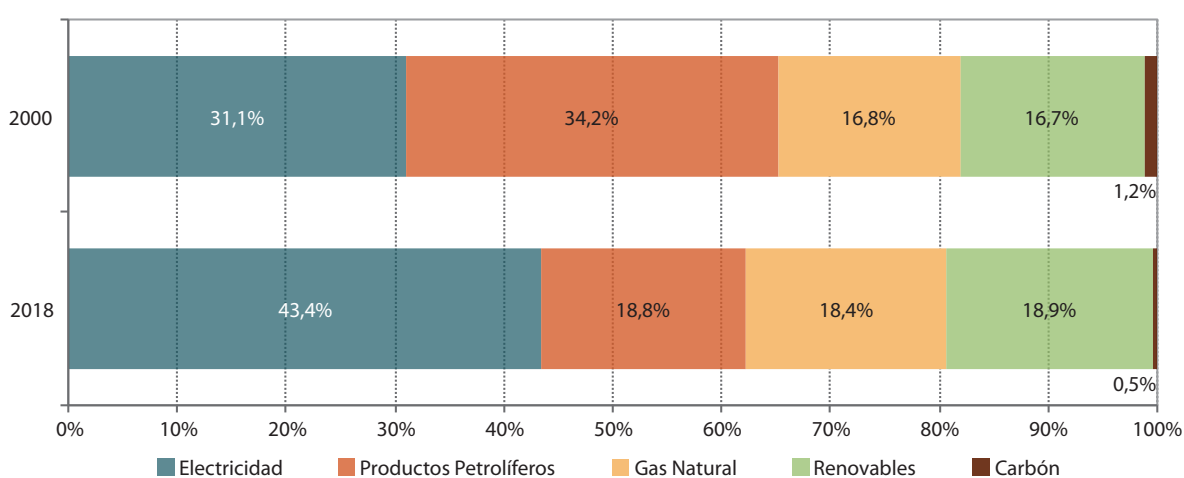
El consumo energético del sector residencial ha aumentado un 2,6% en 2018, alcanzando el 17,1% de la demanda total. Este incremento se asocia a las demandas de electricidad (+5,1%) y de productos petrolíferos (+4,4%), que en conjunto suponen el 62,2% del consumo de los hogares. Igualmente, aunque en

2. Estructura energética española

menor cuantía, la demanda térmica imputable a las energías renovables (+0,7%) ha contribuido al aumento observado.

Estos recursos al igual que la electricidad, Figura 2.30, han experimentado un significativo avance en la cobertura de la demanda energética de los hogares, en detrimento de los productos petrolíferos, a los que superan en la actualidad. En contraste con lo anterior, la demanda de gas natural se ha contraído en un 2,4%.

FIGURA 2.30. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2018



FUENTE: MITECO/IDAE.

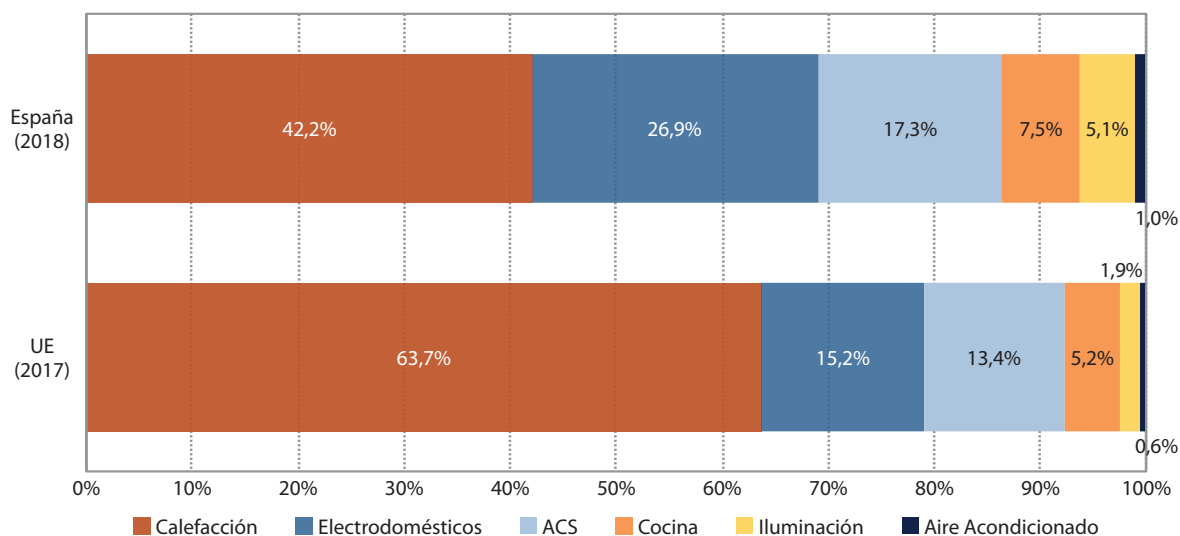
El 56,6% de la demanda energética de los hogares es de tipo térmico, cubriéndose con combustibles, tanto de origen fósil como renovable. La estructura del consumo por fuentes energéticas de los hogares responde a la prevalencia de los usos térmicos como la calefacción, ACS y cocina, Figura 2.31, cuyas demandas se satisfacen principalmente con combustibles de origen fósil (56%) y en menor medida renovable (28,3%). La calefacción es el uso más intensivo de los hogares españoles y, por tanto, más determinante de la demanda e intensidad energética del sector residencial.

En un siguiente orden de magnitud se sitúan los equipos electrodomésticos, cuya importancia relativa en la demanda ha ganado peso en línea con la penetración de los mismos en los hogares españoles, en convergencia con la media europea. Más de la mitad del consumo asociado a estos equipos corresponde a los frigoríficos, lavadoras y televisores. Los electrodomésticos junto a la iluminación absorben más del 70% del consumo eléctrico.

Por último, aunque no menos importante cabe destacar el consumo debido al equipamiento de aire acondicionado a pesar de su escasa participación en la demanda total anual, del orden del 1%, valor superior al de la media europea. El carácter estacional de este uso cobra un protagonismo creciente dados los episo-

dios de olas de calor registrados en los últimos veranos. Estos episodios, cada vez más frecuentes, posiblemente como consecuencia del cambio climático, inducen un mayor uso de la climatización lo que lleva a ocasionar puntas de demanda difíciles de gestionar.

FIGURA 2.31. 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).

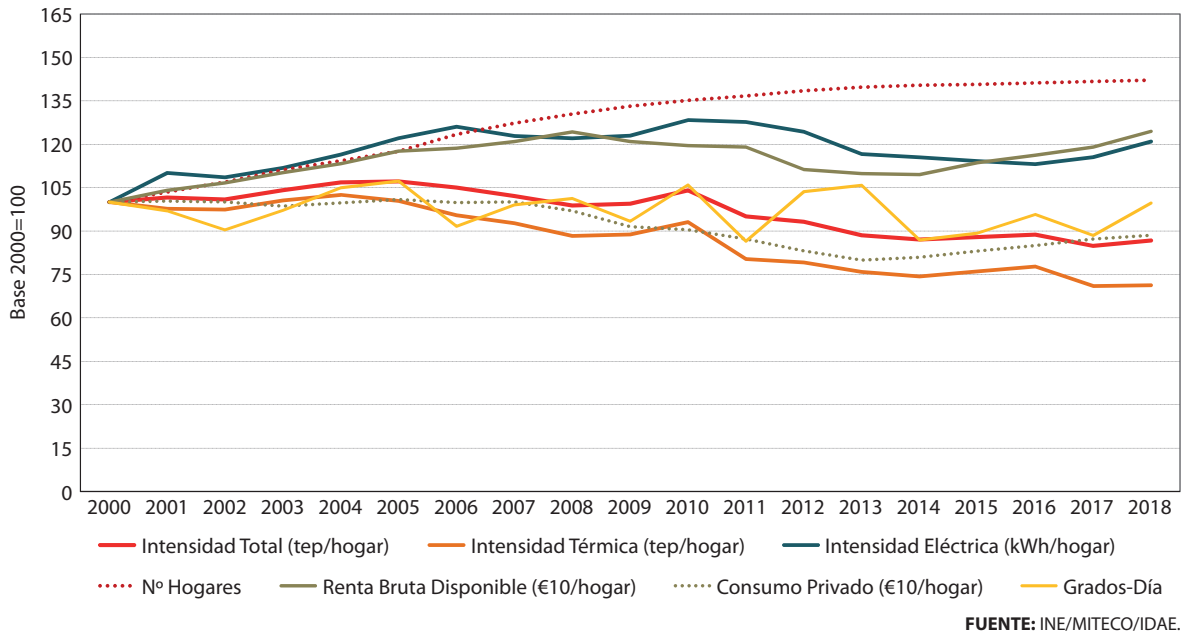
Por tanto, más allá de la representatividad del equipamiento del aire acondicionado, su problemática aconseja tenerlo en cuenta en la planificación y gestión de la producción e infraestructuras de electricidad.

Desde 2005 la demanda energética media de los hogares tiende a seguir una pauta descendente, Figura 2.32, que se ha visto reforzada a partir del cambio de coyuntura económica iniciado en 2008, con efectos negativos sobre el poder adquisitivo y capacidad de gasto de los hogares. Esto, unido a los continuos avances tecnológicos y legislativos en edificación y equipamiento de los hogares, así como al acusado incremento de los precios energéticos desde 2008, Figura 2.33, ha contribuido a la progresiva reducción del consumo energético por hogar.

Esta tendencia a la baja se atenúa ligeramente a partir de 2014, momento en el que comienza la recuperación económica y con ello la mejora de la situación de los hogares impulsada por la creación de empleo y aumento de los ingresos medios. En este contexto, el comportamiento expansivo de la renta de los hogares y la disponibilidad de financiación crediticia facilitan las decisiones de consumo e inversión de las familias, lo que explica la desaceleración en la contención de la demanda energética de los hogares, interrumpida con ciertas oscilaciones en las que intervienen igualmente variaciones climatológicas.

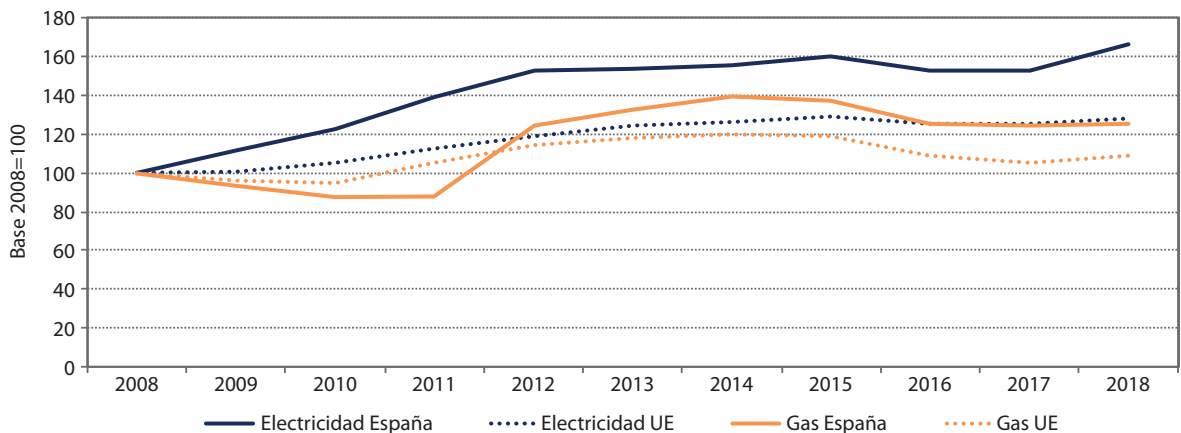
2. Estructura energética española

FIGURA 2.32. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA, 2000-2018



El mayor consumo energético del 2018 responde principalmente a la demanda eléctrica, incrementada en un 5,1%, por encima de la demanda térmica (+0,7%) que se ha mantenido prácticamente estabilizada. Esta dinámica, igualmente registrada en 2017, se produce a pesar del crecimiento sostenido de los precios de la electricidad para los consumidores domésticos a una tasa media anual del 5,2%, por encima de la media europea (+2,5%/año). Estos precios evolucionan en 2018 por encima de los precios del gas natural, que parecen estabilizados desde el año 2016.

FIGURA 2.33. PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS HOGARES EN ESPAÑA Y LA UE, 2008-2018



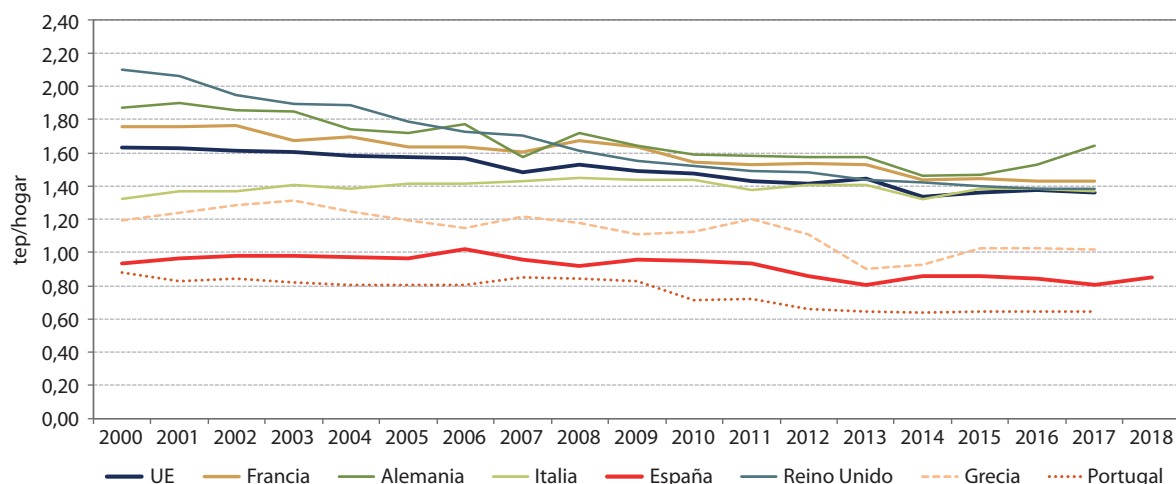
Nota: precios, impuestos incluidos, referidos a un hogar medio de consumo eléctrico entre 2.500 y 5.000 kWh/año y consumo de gas entre 20 GJ y 200 GJ/año.

En esta situación, la intensidad eléctrica del sector residencial ha aumentado un 4,7%, por encima del 2,2% de la intensidad energética global. Este aumento de la intensidad eléctrica se explica posiblemente por la adquisición de equipamiento electrodoméstico y dispositivos electrónicos propiciada por el crecimiento de la renta disponible y favorables condiciones de acceso de las familias a la financiación bancaria. De hecho, más del 70% del aumento de la demanda eléctrica de los hogares en 2018 se asocia al uso de estos aparatos. Por tanto, la adquisición de equipamiento contrarresta el efecto positivo asociado a las mejoras en eficiencia del equipamiento eléctrico.

La comparativa de la evolución de la intensidad energética global del sector residencial a nivel de la UE, Figura 2.34, muestra un paralelismo entre el indicador nacional y su homólogo europeo. Ambos indicadores presentan una tendencia descendente impulsada por políticas de eficiencia implementadas en los países de la UE y mejoras tecnológicas, cuyos efectos se refuerzan en el contexto marcado por la recesión económica y el crecimiento de los precios energéticos, de impacto negativo sobre las pautas de consumo. Más recientemente, a partir de 2014 con el cambio más favorable de la coyuntura económica se observa una estabilización con ciertos repuntes en ambos casos.

A lo largo de todo el período analizado, el indicador nacional evoluciona por debajo de la media UE a una distancia del 40%. Esta diferencia obedece a la climatología más favorable de España, lo que implica una menor necesidad de calefacción, el 42,2% de la demanda de los hogares, veinte puntos porcentuales por debajo de la UE, Figura 2.31. La diferencia en el peso relativo de la calefacción condiciona los distintos niveles observados de intensidad energética en los países de la UE, siendo éstos inferiores en los países del sur de Europa, donde los inviernos son más cálidos.

FIGURA 2.34. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



FUENTE: CE/IDAE/INE.
Nota: Intensidad con corrección climática.

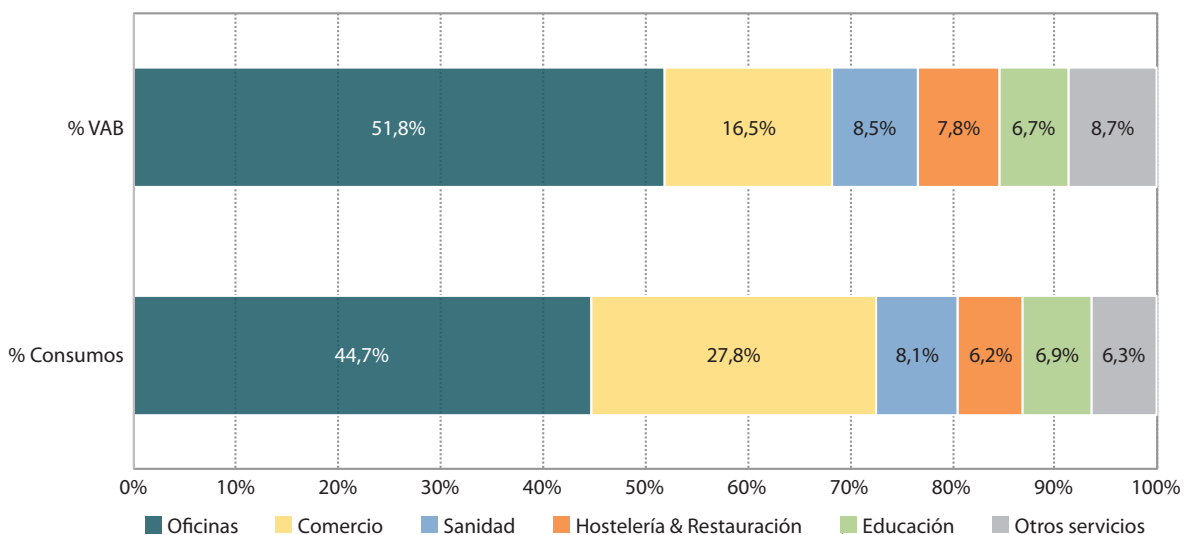
2. Estructura energética española

Servicios

El sector servicios integra un amplio y heterogéneo conjunto de actividades desarrolladas en el ámbito de las oficinas, el comercio, hostelería/restauración, sanidad y educación. El sector en su conjunto representa el 68% del PIB y el 12,4% de la demanda de energía final.

El análisis diferenciado según ramas de actividad, Figura 2.35, destaca la importancia de las oficinas y el comercio con el 72,5% de la demanda energética y el 68,2% del Valor Añadido Bruto (VAB) del sector. Esto explica la importancia decisiva de estas ramas en la evolución de la intensidad energética del sector.

FIGURA 2.35. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2018



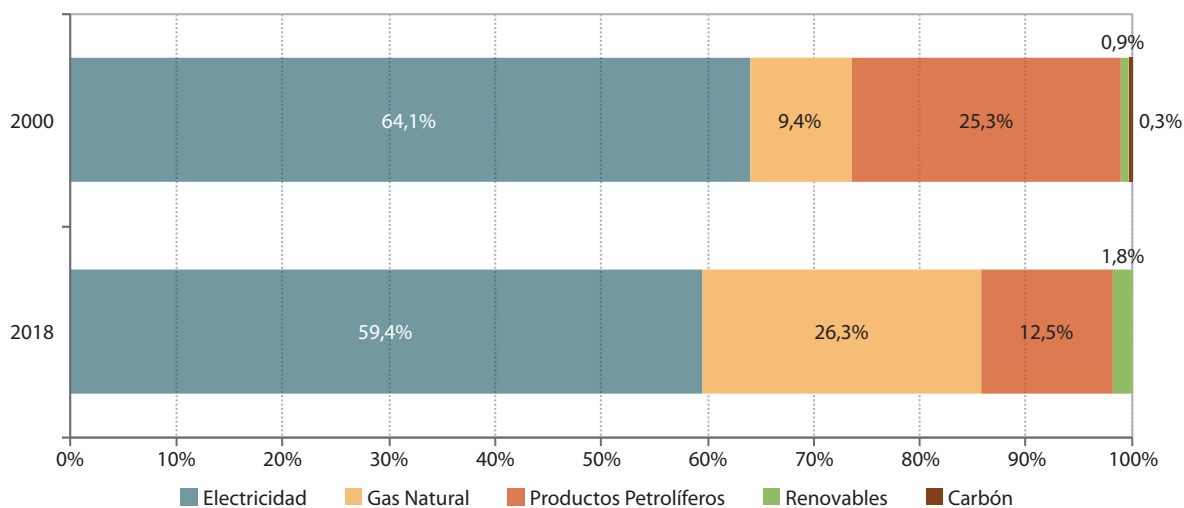
FUENTE: INE/MITECO/IDAE.

Nota: Sanidad incluye servicios sociales. Otros servicios incluyen actividades asociativas, recreativas, culturales y actividades diversas de servicios personales.

En 2018 el consumo energético de este sector apenas ha variado, con un ligero decremento del 0,4%, que parece haber sido inducido principalmente por el comercio y educación. Esta caída de la demanda se debe principalmente al gas natural (-1,3%) y a la electricidad (-1,1%), dada la relevancia de estos dos productos con el 85,7% de la cobertura de las necesidades energéticas del sector, Figura 2.36. El incremento de consumo de las restantes fuentes energéticas, productos petrolíferos (+4,6%) y energías renovables (+1,5%), ha sido insuficiente para contrarrestar el efecto de reducción de las dos primeras fuentes.

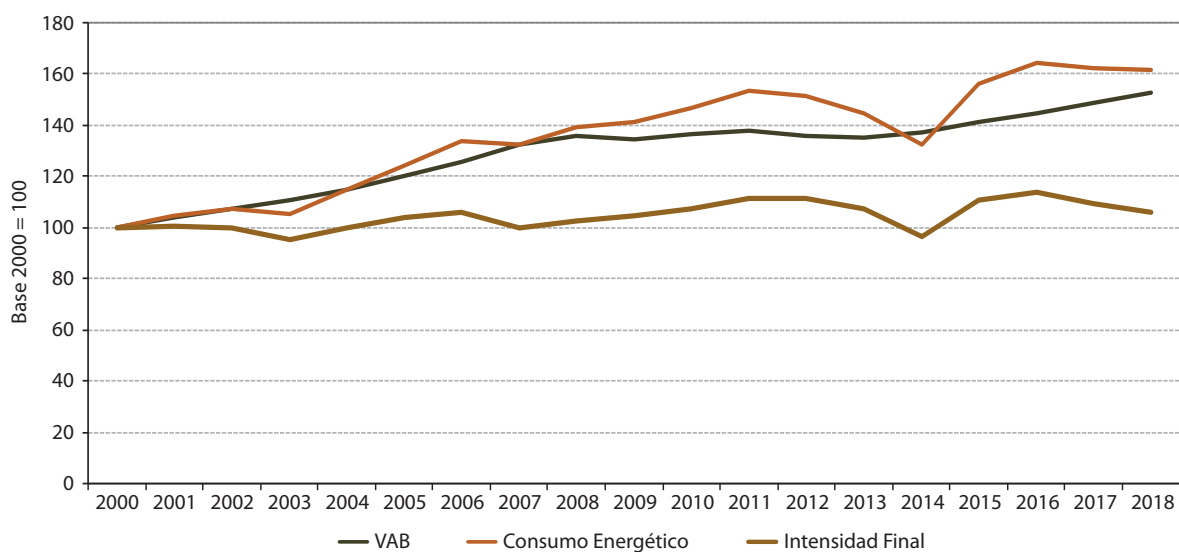
En términos económicos, la evolución en 2018 ha sido positiva para todas las ramas de actividad, en especial las vinculadas a las oficinas y al comercio. Todo ello en conjunto conduce a un incremento del 2,7% del Valor Añadido Bruto (VAB). En este contexto, la intensidad energética del sector ha mejorado un 3%, Figura 2.37.

FIGURA 2.36. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2018



FUENTE: MITECO/IDAE.

FIGURA 2.37. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA, 2000-2018

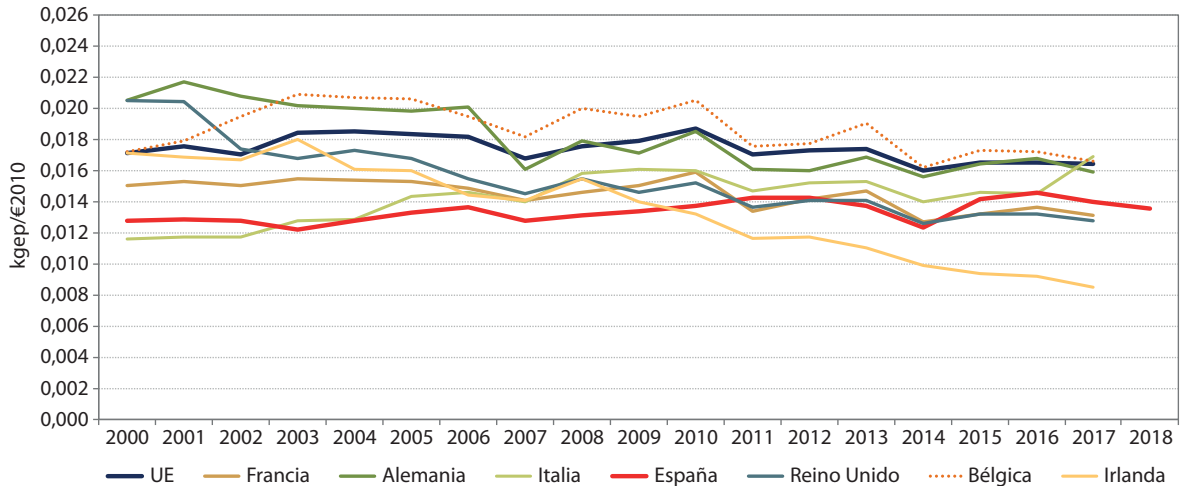


FUENTE: INE/MITECO/IDAE.

La intensidad energética del sector servicios en España ha seguido una pauta ascendente, manteniéndose por debajo de la media europea, Figura 2.38, con la cual tiende a converger. Desde 2011 se observa un cambio de tendencia en el indicador en España, interrumpida en 2015 y 2016, como resultado de la recuperación de la actividad económica del sector, acompañada de un aumento de la demanda energética a un ritmo superior al del VAB en esos años. Desde entonces, la intensidad energética tiende a recuperar la senda anterior descendente iniciada en 2011.

2. Estructura energética española

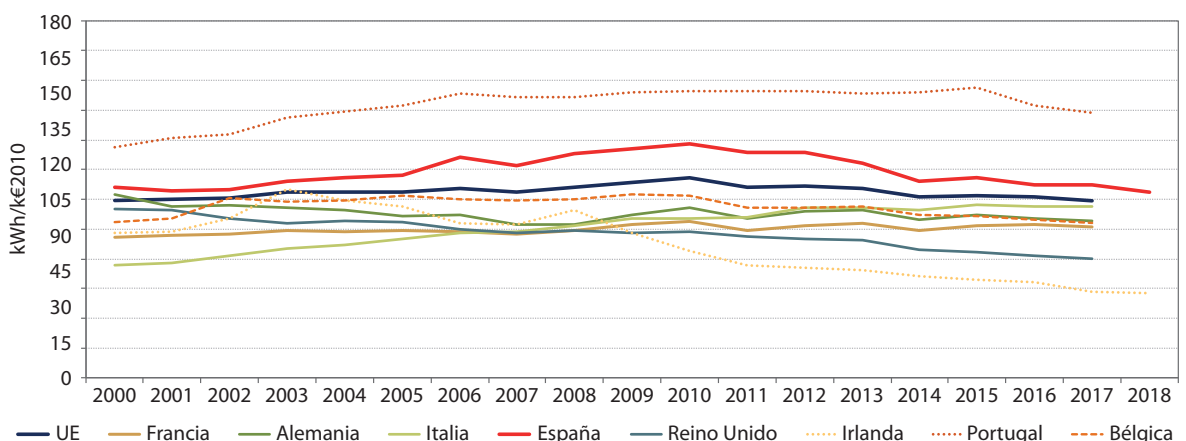
FIGURA 2.38. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



FUENTE: CE/IDAE.

En contraste con lo anterior, la intensidad eléctrica del sector servicios en España evoluciona por encima del valor medio de la UE, Figura 2.39, manteniendo un incremento progresivo respecto al indicador europeo hasta 2010. Con posterioridad se produce un punto de inflexión en la trayectoria del indicador nacional, disminuyendo a una tasa media anual del 2,7%, por encima del indicador europeo (-1,7%/año) lo que supone un mayor acercamiento entre ambos indicadores. En 2018 la intensidad eléctrica ha disminuido un 3,7% como resultado de la caída de la demanda eléctrica del sector unida al crecimiento de su VAB.

FIGURA 2.39. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2018



FUENTE: CE/IDAE.

Este cambio de comportamiento, entre otras causas, se explica inicialmente por el efecto combinado del incremento de los precios de la electricidad y de la crisis, que llevan a moderar la demanda eléctrica. A esto

se suman las mejoras de eficiencia en el equipamiento eléctrico (iluminación, climatización, equipamiento ofimático y tecnologías TIC) utilizado especialmente por los sectores más consumidores como las oficinas, el comercio y la hostelería.

El valor superior de la intensidad eléctrica en España respecto a la media europea responde al mayor peso de la electricidad (59,4%) en la cobertura de las necesidades energéticas de este sector frente al 46,7% del conjunto de la UE. En concreto, el menor consumo eléctrico de los países del centro de Europa se explica en gran medida por el mayor uso de la cogeneración y redes de distrito.

3. SECTOR ELÉCTRICO

3.1. INTRODUCCIÓN

La norma básica nacional del sector eléctrico es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que se publicó en el BOE el 27 de diciembre de 2013.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste.

Para lograr tal fin se basa en los siguientes principios generales, la mayor parte de los cuales proceden de la normativa europea, entre los que cabe destacar:

- El reconocimiento de la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica sin perjuicio de las limitaciones para las actividades que tengan carácter de monopolio natural.
- El suministro de energía eléctrica constituye un servicio de interés económico general.
- Corresponde al Gobierno y a las Administraciones Públicas la regulación y el control de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica.
- La existencia de un operador del mercado y de un operador del sistema que tendrán las funciones que expresamente se le atribuyan.
- La sostenibilidad económica y financiera como uno de los pilares en que se fundamenta la ley.

A continuación, se describirán sucintamente estas actividades, sus particularidades y principales magnitudes en el año 2018, así como los principales desarrollos normativos en ese año.

3.2. PRINCIPALES MAGNITUDES

En este apartado se muestran los principales datos referentes al sector eléctrico español para el año 2018, así como su evolución en los últimos años. Si se desea obtener mayor detalle de las magnitudes correspondientes a generación renovable, rogamos consulten el capítulo 9.

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica se sitúa a finales de 2018 en 103.737 MW, un valor casi idéntico a la del año 2017, con una reducción de tan solo un 0,12 %. La potencia instalada

3. Sector eléctrico

disminuye por tercer año consecutivo, desde 2015. En el año 2019 se espera que este valor aumente como resultado de la instalación de la generación renovable adjudicataria de las subastas del año 2017, principalmente nueva generación eólica y fotovoltaica.

Los ciclos combinados continuaron siendo los generadores de electricidad con mayor potencia instalada (25,34%), seguidos de las instalaciones eólicas (22,56%), las hidráulicas (19,36%), las de carbón (9,67%), las nucleares (6,9%), las cogeneraciones (5,53 %) y las fotovoltaicas (4,59%).

TABLA 3.1 POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE

Potencia eléctrica instalada a 31.12.2018. Sistema eléctrico nacional (MW)	2018	%
Total	103.737	100,00%
Nuclear	7.117	6,86%
Hidráulica	20.080	19,36%
Pura (sin bombeo)	14.053	13,55%
Plantas Mixtas	2.690	2,59%
Bombeo puro	3.337	3,22%
Solar fotovoltaica	4.764	4,59%
Solar térmica	2.304	2,22%
Marea, olas y oceánica	5	0,00%
Eólica	23.405	22,56%
*Combustibles fósiles	46.009	44,35%
carbón	10.030	9,67%
fuel/gas	2.490	2,40%
ciclo combinado	26.284	25,34%
** Otras renovables	865	0,83%
Cogeneración	5.687	5,48%
Residuos no renovables	491	0,47%
Residuos renovables	162	0,16%
Otras	54,10	0,05%

* Fuente: REE, «el sistema eléctrico español 2018».

** Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

FIGURA 3. 1. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW)

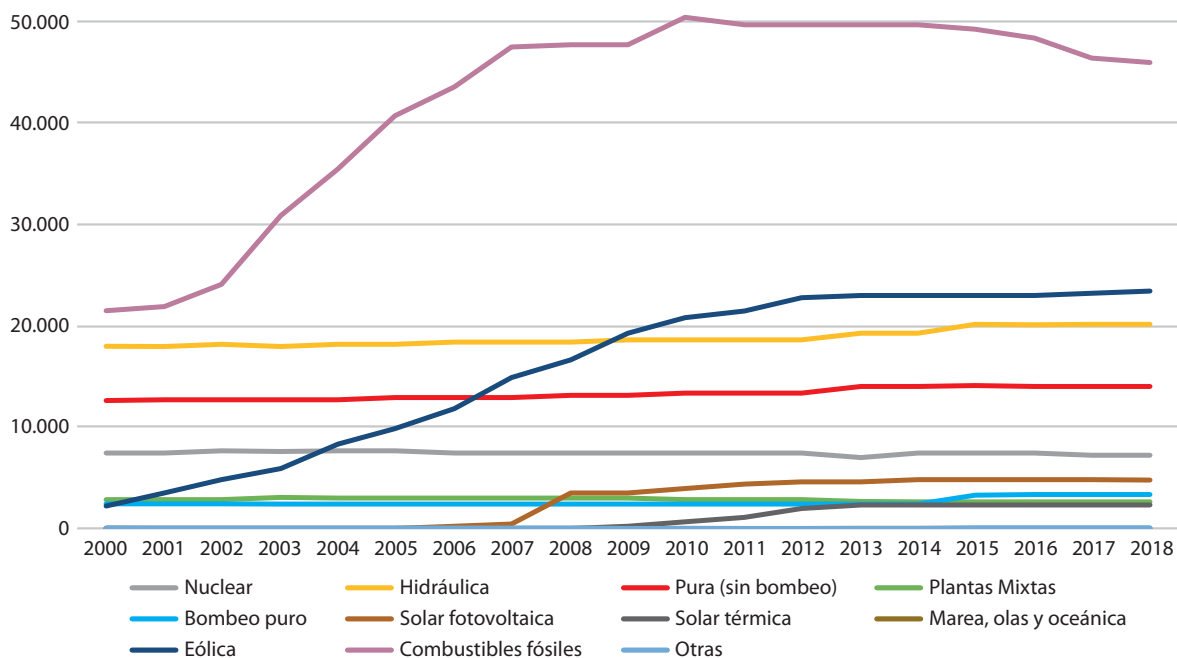
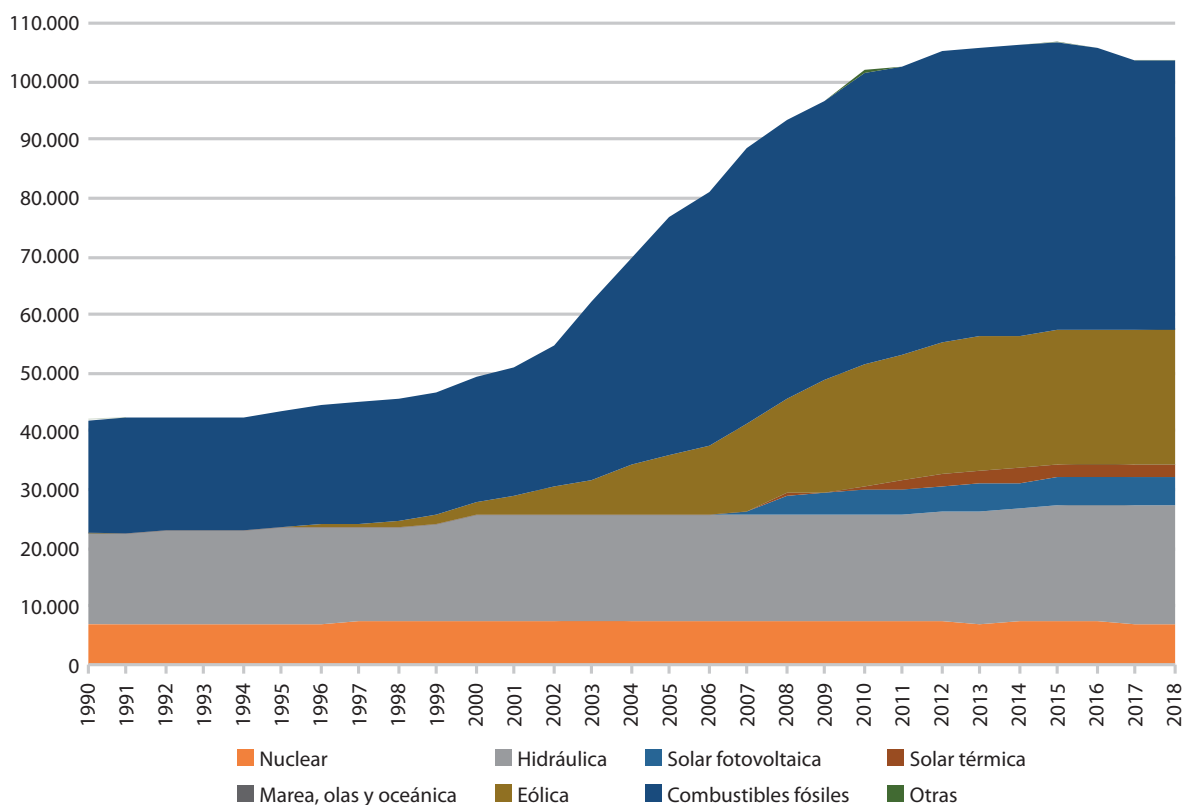


FIGURA 3. 2 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA ACUMULADO. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW)



3. Sector eléctrico

En lo referente al mix de generación, los datos se muestran a continuación.

TABLA 3.2 PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL

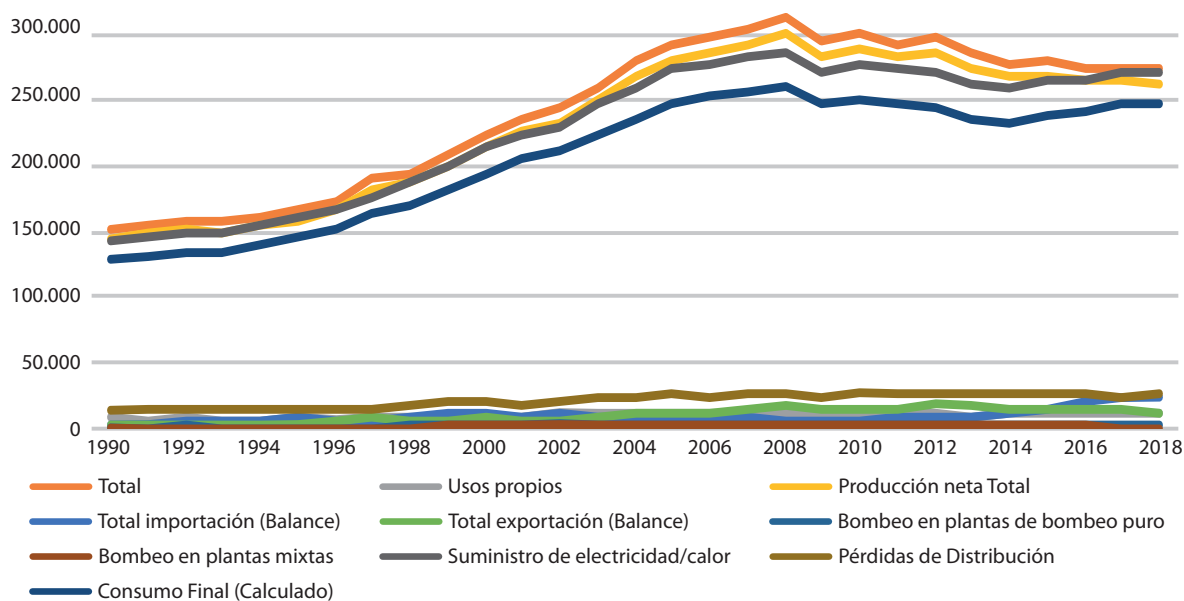
Producción bruta total (GWh)	2017	2018	%
Total	275.726	274.452	-0,46%
Usos propios	10.808	10.625	-1,69%
Producción neta Total	264.918	263.827	-0,41%
Total importación (Balance)	23.762	24.018	1,08%
Total exportación (Balance)	14.593	12.916	-11,49%
Bombeo en plantas de bombeo puro	2.442	2.051	-16,01%
Bombeo en plantas mixtas	1.165	1.148	-1,46%
Suministro de electricidad/calor	270.480	271.730	0,46%
Pérdidas de Distribución	23.823	25.417	6,69%
Consumo Final (Calculado)	246.657	246.313	-0,14%

FUENTE: REE y MITECO.

En generación neta de energía eléctrica se alcanzaron los 263.827 GWh en 2018, una cifra un 0,41% inferior a la de 2017. Es destacable la reducción en el volumen de exportaciones y la reducción en el valor de bombeo en plantas de bombeo puro, así como el aumento de pérdidas en distribución de la energía.

La evolución de la producción bruta total dese 1990 se muestra a continuación:

FIGURA 3.3. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWH)



Considerando las distintas tecnologías de generación existentes, el desglose del mix de generación es:

TABLA 3.3. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL

Desglose de la Producción bruta total (GWh)	2017	2018		%
Total	275.726	274.452	100,00%	-0,46%
Nuclear	58.039	55.766	20,32%	-3,92%
Hidráulica	21.070	36.803	13,41%	74,67%
Por bombeo	2.748	2.469	0,90%	-10,15%
Solar fotovoltaica	8.514	7.877	2,87%	-7,48%
Solar térmica	5.883	4.867	1,77%	-17,27%
Eólica	49.127	50.896	18,54%	3,60%
Combustibles fósiles	133.002	118.149	43,05%	-11,17%
Carbón	46.349	38.716	14,11%	-16,47%
Fuel	15.766	14.498	5,28%	-8,04%
Gas Natural	64.037	58.004	21,13%	-9,42%
Biocombustible y residuos	6.850	6.931	2,53%	1,18%
Otras fuentes (recuperación de calor)	91	94	0,03%	3,30%

FUENTE: REE y MITECO.

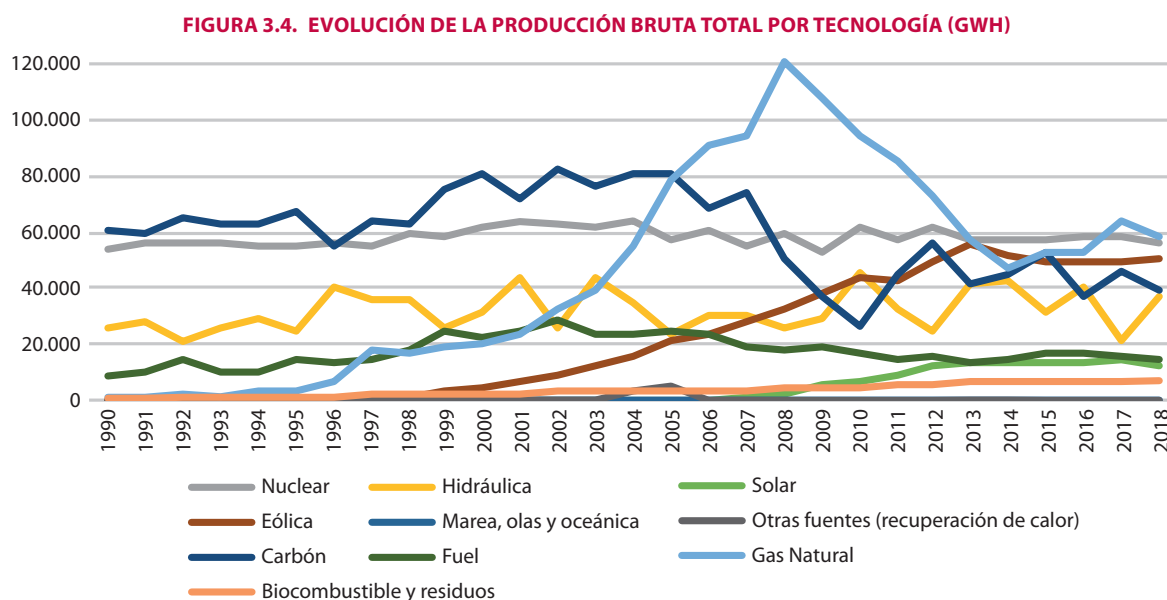
En cuanto al balance de generación por tipo de energía, las variaciones más significativas respecto al año anterior las registra la generación hidráulica que ha aumentado casi un 75% (debido a la extrema sequía que tuvo lugar en 2017), la reducción de la producción de las instalaciones solares, un 11,48% inferior y la reducción de la producción de las instalaciones con combustibles fósiles, especialmente las centrales de carbón que acusaron una reducción del 16,47%.

Al contrario que en el 2017, las energías renovables han recuperado su cuota en la estructura de la generación eléctrica, como consecuencia de la mayor producción hidráulica. Como contrapartida, las energías no renovables redujeron su participación.

La energía eólica, con un 18,54% fue la tercera fuente de generación, tras los ciclos combinados, con un 21,13% y la nuclear, con un 20,32%.

3. Sector eléctrico

De forma gráfica se puede apreciar la evolución de la generación con las distintas tecnologías:



3.3. GENERACIÓN ELÉCTRICA

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de la actividad de producción de energía eléctrica.

No obstante, la puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de producción requiere de las siguientes autorizaciones administrativas:

- Autorización administrativa previa que se tramitará con el anteproyecto de la instalación como documento técnico y, en su caso, conjuntamente con la evaluación de impacto ambiental, y otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.

La autorización administrativa de instalaciones de generación no podrá ser otorgada si su titular no ha obtenido previamente los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte o distribución correspondientes.

- Autorización administrativa de construcción, que permite al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.

c) Autorización de explotación, que permite, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

Además, la ley 24/2013, de 26 de diciembre, declara de utilidad pública las instalaciones eléctricas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, a los efectos de expropiación forzosa de los bienes y derechos necesarios para su establecimiento y de la imposición y ejercicio de la servidumbre de paso.

Para el reconocimiento en concreto de la utilidad pública de las instalaciones aludidas en el artículo anterior, será necesario que la empresa interesada lo solicite.

La tramitación ambiental se regirá por lo establecido en la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de Evaluación Ambiental.

La AGE es competente, entre otras, de las instalaciones de transporte primario y las instalaciones de generación de más de 50 MW, así como sobre las instalaciones que excedan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma, y sobre las instalaciones de producción ubicadas en el mar territorial. La normativa que regula la tramitación para la obtención de las autorizaciones administrativas de dichas instalaciones es el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

Durante 2018 en la DGPEM se han autorizado casi 2 GW de generación renovable entre eólica y fotovoltaica. Se ha autorizado asimismo el cierre de la Central térmica de carbón de Anllares, de 350 MW de potencia.

El borrador del PNIEC contempla cerca de 55GW de nueva generación renovable hasta 2030, a lo que se sumarán las líneas y subestaciones que habrá que tramitar y construir para poder integrar este contingente.

3.4. MERCADO MAYORISTA

3.4.1. 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 (dentro del cual se distingue entre el mercado intradiario continuo XBID y el mercado intradiario por subastas) cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español (OMIE).

3. Sector eléctrico

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 los relativos a los servicios de ajuste del sistema que, según la normativa actual, son:

- Solución de restricciones técnicas: Servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema, mediante la limitación y modificación, en su caso, de los programas de producción de las unidades de generación y de consumo de bombeo que resuelven las restricciones técnicas identificadas con el menor coste para el sistema, y el posterior reequilibrio de generación y demanda para compensar las modificaciones de programa incorporadas para resolver las restricciones técnicas identificadas.
- Servicios de balance gestionados por mecanismos de mercado:
 - Regulación secundaria: Servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control «España» y las desviaciones de la frecuencia del sistema. Su horizonte temporal de actuación alcanza desde los 20 segundos hasta los 15 minutos. Este servicio es retribuido mediante mecanismos de mercado por dos conceptos: disponibilidad (banda de regulación) y utilización (energía). La energía de regulación secundaria se corresponde con el producto estándar europeo de reserva automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés).
 - Regulación terciaria: Servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La reserva de regulación terciaria se define como la variación máxima de potencia que puede efectuar una unidad de producción en un tiempo máximo de 15 minutos, y que puede ser mantenida, al menos, durante 2 horas. La energía de regulación terciaria se corresponde con el producto estándar europeo de reserva manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés).
 - Gestión de desvíos: El mecanismo de gestión de desvíos es un servicio de carácter potestativo gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo que pudieran identificarse con posterioridad al cierre de cada sesión del mercado intradiario y hasta el inicio del horizonte de efectividad de la siguiente sesión. La energía de gestión de desvíos se corresponde con el producto estándar europeo de energía de balance procedente de reservas de sustitución (RR, por sus siglas en inglés).

Conforme a lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una directriz sobre el balance eléctrico, y al objeto de contribuir al desarrollo del mercado interior de la electricidad, la gestión de los mercados de balance, actualmente circunscrita al ámbito nacional, pasará a gestionarse mediante plataformas europeas de balance para cada uno de los servicios en los próximos años, conforme al calendario previsto en dicho Reglamento.

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.

3.4.2. Evolución del precio en el mercado mayorista

Durante el año 2018 la energía final en el mercado eléctrico creció un 0,4% respecto al año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en 2018, ha ascendido a 183 TWh¹, lo que supone una reducción del 4,7% respecto al año 2017, con un precio medio aritmético del mercado diario de 57,29 €/ MWh, un 9,7% mayor que el año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario por subastas en el sistema eléctrico español en el mismo período se ha situado en 33,4 TWh, lo que representa un incremento del 5,7% respecto al año 2017, con un precio medio aritmético de 58,03€/MWh.

Las ventas de energía en el mercado intradiario continuo se situaron en 1,0 TWh. El precio medio ponderado en España ha oscilado entre los 58,37 €/MWh de junio y los 74,34 €/MWh de septiembre.

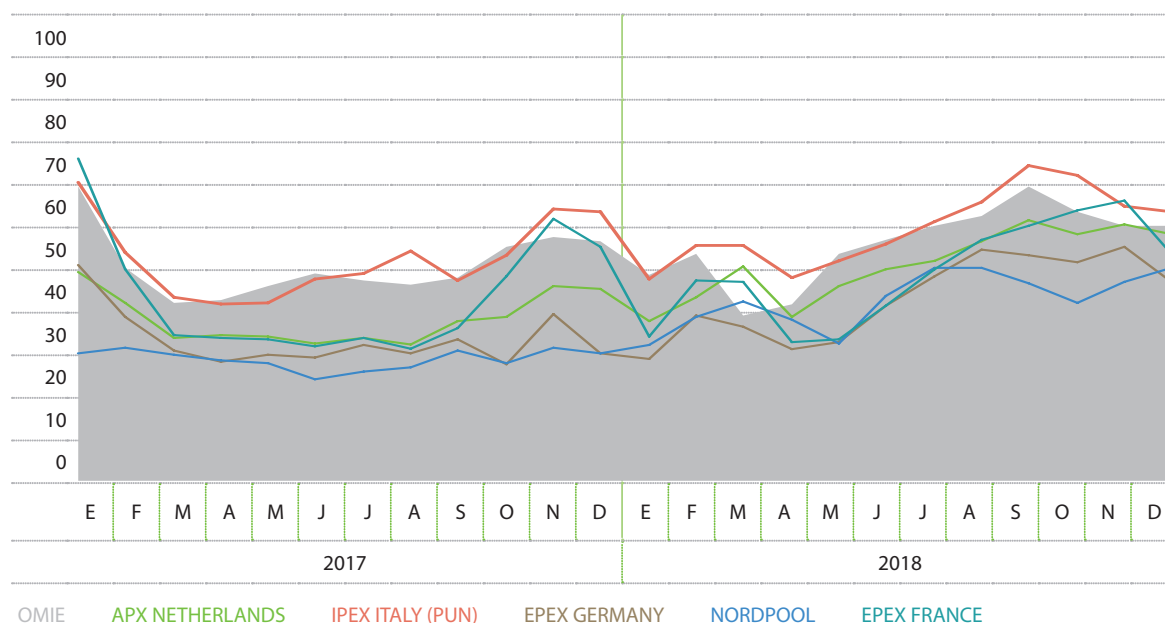
¹ Datos extraídos del informe de Red Eléctrica de España «El sistema eléctrico español 2018»

3. Sector eléctrico

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico fue de 64,4 €/MWh, lo que ha supuesto un aumento del 6,3% respecto del año anterior. El 90,2 %, aproximadamente, de este precio correspondió en 2018 a la componente del precio del mercado diario e intradiario, 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.

Así mismo, resulta de interés llevar a cabo una comparación del precio del mercado diario español con los precios de los principales mercados de producción europeos, de tal forma que la evolución para el período 2017-2018 sería el siguiente:

FIGURA 3.5. COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS (€/MWH) DE ESPAÑA CON OTROS PAÍSES EUROPEOS



FUENTE: Informe de Red Eléctrica de España «El sistema eléctrico español 2018».

En cuanto al número de agentes que participaron en el mercado eléctrico en 2018, hubo un total de 92 generadores y 355 comercializadores.

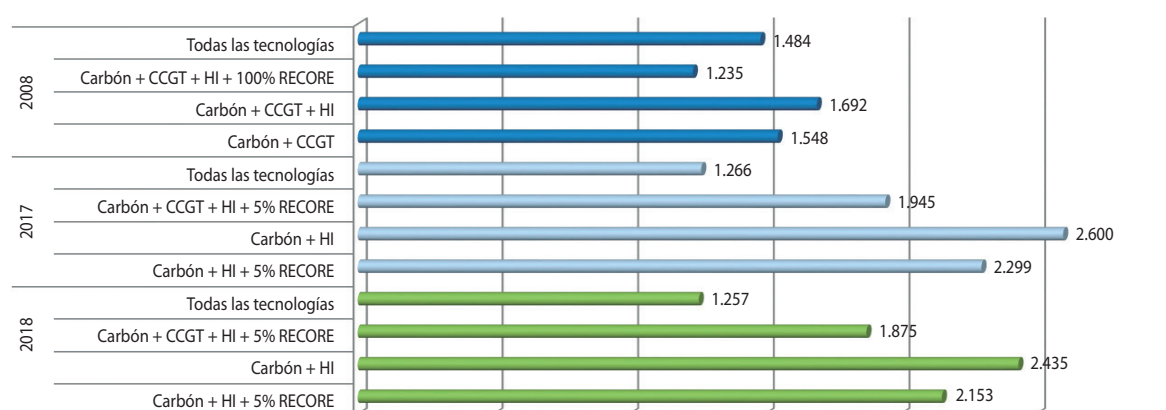
Así mismo, cabe destacar la información correspondiente al Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), que es el programa de energía diario, con desglose por períodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con energía física.

TABLA 3.4. NÚMERO DE AGENTES DE GENERACIÓN Y DE COMERCIALIZACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

	Generadores	Comercializadores
2008	111	60
2009	112	102
2010	78	133
2011	75	142
2012	77	175
2013	78	207
2014	81	246
2015	86	278
2016	89	310
2017	87	330
2018	92	355

Fuente: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2018.

Para conocer el grado de concentración por tecnologías incluidas en el PDBF, puede emplearse el Índice Hirschman-Herfindahl², según el cual el desglose por tecnologías sería el mostrado en el siguiente gráfico³.

FIGURA 3.6. ÍNDICE HHI SEGÚN DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN EL PDBF EN EL ÁMBITO DEL MIBEL

FUENTE: CNMC.

² El Índice de Herfindahl o Índice de Herfindahl y Hirschman (IHH) es una medida que informa sobre la concentración de un mercado. El índice se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que cada tecnología posee y sumando esas cantidades, por lo que los resultados pueden variar de 0 (competencia perfecta) a 10.000 (control monopólico). Se considera que índices de entre 1.000 y 1.500 puntos reflejan una concentración de mercado moderada, mientras que con índices con valores superiores a 2.500 puntos se considera que el mercado es demasiado concentrado.

³ 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.

3.5. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

3.5.1. Mercado minorista: consideraciones generales⁴

De conformidad con el actual marco regulatorio del sector eléctrico, la comercialización de energía eléctrica se constituye como una actividad liberalizada en la que los consumidores tienen la posibilidad de elegir libremente su suministrador entre un amplio conjunto de comercializadores de electricidad (315 comercializadores a 31 de diciembre de 2018). En este caso, las condiciones de suministro de energía eléctrica se determinan a través del contrato de suministro que pacten las partes, cumpliéndose en cualquier caso las obligaciones que establece la ley en materia de contratación de suministro de energía eléctrica (lo que se denomina como «mercado libre»).

No obstante, y frente al régimen de mercado libre antes mencionado, los consumidores de menor tamaño –consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW–, tienen también la opción de ser suministrados por alguno de los ocho comercializadores de referencia (COR) existentes en la actualidad (lo que se denomina como «mercado regulado»). En el caso de elegir a uno de estos comercializadores, los consumidores pueden optar por el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), o bien, por un precio fijo durante un año. El PVPC es un precio calculado a partir de los precios horarios indexados al precio del mercado mayorista de electricidad, mientras que el precio fijo es establecido libremente por la comercializadora de referencia (ambas figuras se encuentran reguladas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación).

Alternativamente, los consumidores pueden adquirir energía directamente en el mercado de producción, siendo estos los denominados consumidores directos en mercado. Desde 2017, se está registrando una proliferación en el número de consumidores que compran directamente la energía para su suministro en el mercado de producción, cuyo consumo representa en 2018 el 2,5% del total de la energía -1,6% en 2017-.

A 31 de diciembre de 2018, el número de consumidores en el mercado minorista español ascendió a 28.023.882 consumidores con un consumo anual de electricidad de 234.416 GWh. De estos 28 millones, el 94% son consumidores de ámbito doméstico con potencia inferior a 10 kW, y el 6% restante corresponde a consumidores domésticos de más de 10 kW, pymes e industriales. En términos de energía, el 48% correspondió al consumo de la industria, el 28% a consumidores de menos de 10 kW, y el 22% a pymes y domésticos de más de 10 kW.

⁴ Todos los datos mostrados en este epígrafe corresponden al informe anual elaborado por la CNMC relativo a la supervisión del mercado minorista de electricidad.

En términos de distribución entre el mercado libre y el mercado regulado, a 31 de diciembre de 2018, unos 11 millones de consumidores están acogidos al PVPC y se encuentran suministrados por un comercializador de referencia, lo que representa un 42% (38% medido en términos de energía) de los consumidores con menos de 10 kW. Estas cifras representan una reducción de 1 punto (tanto en términos de puntos de suministro como de energía) respecto a la cuota del año anterior.

3.5.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países

3.5.2.1. 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 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 y cargos, precios regulados por el Gobierno⁵ (fijados anualmente con carácter general), desagregados por nivel de tensión y potencia contratada, y destinados a cubrir los costes regula-

⁵ De conformidad con el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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

dos 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).

3.5.2.2. Marco jurídico de contratación

En lo referente al marco jurídico de contratación, en el supuesto del consumidor que adquiere su energía a través de la formalización de un contrato de energía con una comercializadora de energía eléctrica (la opción preferente en la actualidad si bien, como se ha mencionado antes, se ha observado un incremento del número de consumidores directos en el mercado), el consumidor contrata su suministro de energía eléctrica con un comercializador de energía eléctrica, teniendo dos posibilidades de contratación:

- 1) 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,
- 2) 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.

Asimismo, y como se ha mencionado anteriormente, existen dos modalidades de contratación del suministro: contratación en mercado libre con cualquier comercializadora de energía eléctrica (el siguiente enlace web de la CNMC publica un listado de las comercializadoras de energía eléctrica <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>), o 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.

la electricidad y gas natural, se ha producido un traspaso de competencias a la CNMC por la cual será ésta la responsable de aprobar mediante circular la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución, mientras que el Gobierno aprobará la metodología y valores de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema (régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, ...).

3.5.2.3. Actualización de los peajes de acceso y determinación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en 2018

Según el artículo 2 de la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, los precios de los términos de potencia y energía activa que resultaron de aplicación son:

- a) Para el peaje de acceso 6.1B de alta tensión serán 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.
- b) Para el peaje de acceso 6.1A de alta tensión serán 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.
- c) Para las restantes categorías de peajes de acceso serán 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.

En este sentido cabe indicar que, tras la modificación del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, introducida por el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, se suprime el peaje 6.1B, comprendido entre los niveles de tensión 30 kV a 36 kV, que desde la entrada en vigor del citado real decreto-ley se integra en el peaje 6.2 (que incluye los niveles de tensión comprendidos entre 30 kV y 72,5 kV).

Asimismo, el Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, introdujo determinadas modificaciones normativas orientadas a la mejora de la información, protección y racionalización de los mecanismos de contratación, aumentando la protección del conjunto de los consumidores de electricidad. Así, pueden destacarse las siguientes medidas:

- Imposición a las comercializadoras de referencia, por un lado, de la obligación de informar a los consumidores acogidos al PVPC de los ahorros que obtendrían con el cambio a peajes de acceso con discriminación horaria, mediante el envío de simulaciones de la facturación real con cada una de las modalidades.
- Posibilidad de configuración de potencias en múltiplos de 0,1 kW siempre que la potencia contratada no supere los 15 kW y se disponga de contador que permitan la discriminación horaria y telegestión.

3. Sector eléctrico

- También se aborda la regulación de prácticas fraudulentas en la actividad de comercialización, que provocan alarma social, generan deuda para los sujetos acreedores de los mercados y, en último término, mayores precios para los consumidores y desconfianza en este segmento de la cadena de valor.
- Finalmente, queda prohibida la contratación del suministro eléctrico en la modalidad de contratación «puerta a puerta» para el segmento de consumidores domésticos.

En relación con el PVPC, cuya metodología de cálculo se encuentra recogida en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, incluye, de manera simplificada, un término de potencia (que corresponde con el término de potencia de los peajes de acceso más la parte fija de los costes de comercialización) y un término de energía (que incluye el término de energía de los peajes de acceso, más el término del coste de la energía efectivamente consumida en el período de facturación considerado). Así:

- 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/1282/2017, de 22 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 período 2014-2018, el valor del término fijo (CCF) de los costes de comercialización a aplicar en 2018 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 ET/257/2018, de 16 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2018, 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 0,000259 €/kWh.

Finalmente, cabe mencionar que, de conformidad con el artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a catego-

rías concretas de consumidores. En concreto, a los consumidores que tengan la condición de vulnerables (véase el epígrafe correspondiente a *pobreza energética*) y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del precio voluntario para el pequeño consumidor, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

3.5.2.4. Precio medio de suministro eléctrico

En relación con el precio medio de suministro eléctrico, los precios medios finales en el mercado libre (incluidos los peajes de acceso e impuestos) se incrementaron para todos los tipos de consumidores en 2018 con respecto al año 2017: 3% para domésticos de menos de 10 kW, 2% para domésticos de más de 10 kW, 2% para pymes y 5% para industriales. Como comparativa, para los consumidores acogidos al PVPC, el precio se incrementó un 2%.

TABLA 3.5. PRECIOS MEDIOS FINALES (€/MWH) SEGÚN EL TIPO DE CONSUMIDOR (INCLUIDO IMPUESTOS)

AÑO	Doméstico P<=10 kW PVPC(*)	Doméstico P<=10 kW Mercado libre	Doméstico P>10 kW Mercado libre	PYME Mercado libre	Industrial Mercado libre
2015	237	258	252	187	115
2016	215	255	246	175	104
2017	236	259	247	170	107
2018	240	266	251	173	113

FUENTE: CNMC.

La Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018 mantuvo los precios para todos los peajes de acceso. Por ello, la facturación de peajes de acceso declarados por las comercializadoras, no presenta grandes variaciones, aunque se aprecia, en promedio, una reducción de la misma en los consumidores domésticos de menos de 10 kW y pymes y un incremento en el segmento industrial. Esta reducción de la facturación media de peajes, en el caso de las pymes, se debe a una menor facturación del término de potencia, mientras que, en el caso de los domésticos de menos de 10 kW, se aprecia un traslado significativo de consumidores con peaje de acceso sin discriminación horaria a peaje de acceso con discriminación horaria. Por su parte, la facturación media del peaje de acceso en los consumidores industriales se incrementa como consecuencia de la reducción de la energía consumida en 2018.

En cuanto al componente implícito en la facturación del coste de suministro de la energía (incluido pérdidas y otros costes), este se incrementa en 2018 respecto a 2017 para todos los consumidores, especialmente domésticos de menos de 10 kW e industriales, donde aumenta un 7%. En el caso de consumidores domésticos de más de 10 kW y pymes se incrementa un 4%. Esto es así porque los precios en los mercados mayoristas se incrementaron en 2018, lo que se tradujo en un incremento del coste aprovisionamiento de energía para las comercializadoras, y un incremento del precio para el consumidor.

3. Sector eléctrico

3.5.2.5. Comparación con otros países

En las tablas 3.6 y 3.7, 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.

**TABLA 3. 6. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES
SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2018**

	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
EU28	0,2306	0,1729	0,1422	0,1231	0,1031	0,0976	0,0868
Zona Euro	0,2440	0,1792	0,1464	0,1241	0,0994	0,0940	0,0765
Bélgica	0,2888	0,1841	0,1373	0,1147	0,0936	0,0870	0,0726
Bulgaria	0,1330	0,1162	0,1015	0,0919	0,0813	0,0727	0,0662
República Checa	0,2150	0,1565	0,0872	0,0770	0,0787	0,0773	:
Dinamarca	0,2982	0,2787	0,2510	0,2486	0,2407	0,2375	0,2381
Alemania	0,2841	0,2256	0,1987	0,1663	0,1229	0,1263	:
Estonia	0,1492	0,1243	0,1109	0,0954	0,0907	0,0900	:
Irlanda	0,2408	0,1823	0,1518	0,1227	0,1131	0,1078	:
Grecia	0,1932	0,1627	0,1184	0,0997	0,0907	:	:
España	0,2959	0,1718	0,1329	0,1150	0,1026	0,1000	0,0947
Francia	0,1891	0,1440	0,1053	0,0862	0,0735	0,0654	0,0512
Croacia	0,1504	0,1294	0,1144	0,1012	0,0823	0,0678	:
Italia	0,2706	0,1999	0,1662	0,1367	0,1060	0,0828	0,0906
Chipre	0,2283	0,2201	0,2137	0,2028	0,1922	0,1772	:
Letonia	0,2228	0,1560	0,1267	0,1094	0,0909	0,0820	:
Lituania	0,1552	0,1246	0,1089	0,0983	0,0922	0,0834	0,0764
Luxemburgo	0,1581	0,1147	0,0914	0,0740	0,0464	:	:
Hungría	0,1458	0,1240	0,1023	0,0944	0,0884	0,0941	0,0801
Malta	0,2084	0,1600	0,1420	0,1255	0,0893	0,1014	:
Países Bajos	:	0,1277	0,0978	0,0964	0,0689	0,0706	0,0713
Austria	0,1923	0,1480	0,1215	0,1059	0,0946	0,0869	0,0866
Polonia	0,1806	0,1403	0,1088	0,0960	0,0920	0,0837	0,0961
Portugal	0,2437	0,1839	0,1440	0,1341	0,1185	0,1078	0,0968
Rumanía	0,1244	0,1161	0,1030	0,0966	0,0901	0,0893	0,0736
Eslovenia	0,1699	0,1292	0,1057	0,0892	0,0776	0,0726	:
Eslovaquia	0,2446	0,1650	0,1441	0,1304	0,1195	0,1208	0,1138
Finlandia	0,1194	0,1077	0,0876	0,0841	0,0729	0,0685	:
Suecia	0,2140	0,1068	0,0909	0,0770	0,0694	0,0606	0,0645
Reino Unido	0,2069	0,1892	0,1699	0,1592	0,1488	0,1419	0,1378

FUENTE: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

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

**TABLA 3.7. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS
SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2018**

	DA	DB	DC	DD	DE
EU28	0,3637	0,2396	0,2113	0,1948	0,1816
Zona Euro	0,4051	0,2550	0,2242	0,2082	0,1943
Bélgica	0,4358	0,3180	0,2936	0,2686	0,2321
Bulgaria	0,1016	0,1004	0,1005	0,1011	0,1000
República Checa	0,2951	0,2113	0,1586	0,1237	0,1221
Dinamarca	0,3935	0,3394	0,3123	0,2558	0,2357
Alemania	0,4758	0,3342	0,3000	0,2805	0,2594
Estonia	0,1592	0,1457	0,1418	0,1356	0,1273
Irlanda	0,3885	0,3272	0,2539	0,2157	0,1756
Grecia	0,2099	0,1705	0,1646	0,1719	0,2140
España	0,5704	0,3044	0,2477	0,2159	0,1798
Francia	0,4244	0,2110	0,1799	0,1629	0,1556
Croacia	0,2098	0,1423	0,1321	0,1275	0,1243
Italia	0,3272	0,2338	0,2161	0,2167	0,2061
Chipre	0,3159	0,2308	0,2183	0,2119	0,2101
Letonia	0,1910	0,1583	0,1511	0,1447	0,1482
Lituania	0,1122	0,1113	0,1097	0,1057	0,0981
Luxemburgo	0,3026	0,2001	0,1691	0,1464	0,1362
Hungría	0,1158	0,1141	0,1118	0,1102	0,1078
Malta	0,3708	0,1485	0,1307	0,1511	0,3353
Países Bajos	-0,0553	0,1222	0,1707	0,1869	:
Austria	0,3573	0,2411	0,2012	0,1768	0,1602
Polonia	0,1801	0,1534	0,1396	0,1297	0,1249
Portugal	0,4062	0,2523	0,2293	0,2183	0,2052
Rumanía	0,1308	0,1330	0,1317	0,1287	0,1243
Eslovenia	0,3071	0,2030	0,1638	0,1424	0,1279
Eslovaquia	0,2370	0,1682	0,1462	0,1274	0,1126
Finlandia	0,3642	0,2340	0,1698	0,1450	0,1203
Suecia	0,3581	0,2289	0,1990	0,1752	0,1514
Reino Unido	0,2944	0,2275	0,2024	0,1846	0,1728

FUENTE: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do>

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

3.5.3. Pobreza energética

Tras la aprobación, en 2017, del 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, y la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla dicho real decreto, se han creado y desarrollado diferentes figuras que tienen como objetivo dar cobertura a aquellos colectivos en situación de vulnerabilidad energética de tal forma que se asegure el acceso al suministro de energía eléctrica, considerado como actividad de interés económico general, y por la que se establecen obligaciones de servicio público y servicio universal.

Así, los comercializadores de referencia –COR- tienen la obligación de suministrar a los consumidores que tengan la condición de vulnerable. De conformidad con la normativa antes mencionada, tienen la consideración de consumidores vulnerables las personas físicas en su vivienda habitual que, teniendo una potencia inferior o igual a 10 kW, cumplen una serie de criterios socio-económicos: criterios de renta, ser familia numerosa o ser pensionistas del Sistema de la Seguridad Social por jubilación o incapacidad permanente percibiendo cuantía mínima (criterios que deben cumplirse de manera alternativa, no acumulativa). Aquellas personas que reúnan dichos requisitos podrán acceder a un descuento de su factura, denominado bono social, que corresponderá con un 25% de su factura eléctrica.

Adicionalmente, se crea la figura del consumidor vulnerable severo, que requiere el cumplimiento de determinados requisitos de renta, definidos mediante umbrales más exigentes que los establecidos para la figura del consumidor vulnerable. Supuesto el cumplimiento de dichos requisitos, el descuento de la factura de electricidad correspondiente al bono social ascenderá al 40%.

Finalmente, se define la figura del consumidor en riesgo de exclusión social, siendo aquel que, reuniendo los requisitos del consumidor vulnerable severo, sea atendido por los servicios sociales de una Administración autonómica o local y que financie al menos el 50% del importe de su factura (aquellos suministros que acrediten el cumplimiento de los requisitos relativos al consumidor en riesgo de exclusión social será considerado suministro de electricidad esencial, de acuerdo con lo previsto en el artículo 52.4.j) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico).

A 31 de diciembre de 2018, un total de 1.016.833 de consumidores eran beneficiarios del bono social (en sus diferentes categorías: consumidor vulnerable y vulnerable severo).

TABLA 3.8. NÚMERO DE BENEFICIARIOS DEL BONO SOCIAL

	Categoría Bono Social	Número de beneficiarios 2018
Consumidores Vulnerables	Unidad Familiar sin menores	235.242
	Unidad Familiar con un menor	14.127
	Unidad Familiar con dos menores	11.466
	Familia Numerosa	178.610
	Pensionistas	89.348
Consumidores Vulnerables Severos	Unidad Familiar sin menores	276.467
	Unidad Familiar con un menor	42.286
	Unidad Familiar con dos menores	25.527
	Familia Numerosa	76.569
	Pensionistas	67.191
Total		1.016.833

FUENTE: CNMC.

Además, cabe destacar que el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, estableció un mandato al Gobierno para que aprobase, en el plazo de 6 meses, una Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética. Dicha estrategia, que fue aprobada en abril de 2019, supone un sólido marco de actuación que se engloba dentro del proceso de Gobernanza de la Unión de la Energía, el cual emplaza a los Estados miembros a la evaluación del número de hogares en situación de pobreza energética en sus planes nacionales integrados de energía y clima, que permita en última instancia la articulación de instrumentos eficaces que coadyuven a la reducción de los índices de pobreza energética definidos.

3.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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.

3. Sector eléctrico

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.

Al amparo de esta nueva ley se desarrolló un marco retributivo que se plasmó 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 y 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.

3.6.1. Actividad de transporte de energía eléctrica

La actividad de transporte de energía eléctrica es ejercida por las empresas que ostentan la titularidad de las redes de transporte de energía eléctrica.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, confiere a Red Eléctrica de España, S.A., la condición de transportista único. No obstante, dos empresas distribuidoras (Unión Fenosa Distribución, S.A. y Vall de Sóller Energía, S.L.U.) mantienen la titularidad de algunas instalaciones de la red de transporte debido a sus características y funciones particulares.

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.

Retribución de la actividad de transporte correspondiente al año 2018

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 2018. Como consecuencia de lo anterior, la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, establece una cuantía provisional en concepto de entrega a cuenta, similar a la que figura en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, que asciende a 1.709.997.833 euros.

3.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica

La actividad de distribución de energía eléctrica es aquella que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte, o en su caso desde otras redes de distribución o desde la generación conectada a la propia red de distribución, hasta los puntos de consumo u otras redes de distribución en las adecuadas condiciones de calidad y con el fin último de suministrarla a los consumidores.

La actividad de distribución es ejercida por las empresas distribuidoras de energía eléctrica que son las responsables de construir, operar y mantener las redes de energía eléctrica de las que son titulares. Actualmente están dadas de alta en el Registro Administrativo de Distribuidores un total de 333 empresas de las cuales la inmensa mayoría son empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes y solo 6 empresas acaparan por sí solas el 95% de los clientes.

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 manteni-

miento 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 de 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.

Retribución de la actividad de distribución correspondiente al año 2018

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 2018. Como consecuencia de lo anterior, la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018, establece una cuantía provisional en concepto de entrega a cuenta, similar a la que figura en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, que asciende aproximadamente a 5.160 millones de euros.

3.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Red de transporte de energía eléctrica

La forma la red de transporte primario y la red de transporte secundario. La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV que cumplan funciones de transporte.

En los territorios no peninsulares tienen consideración de red de transporte secundario todas aquellas instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV así como las interconexiones entre islas que por su nivel de tensión no sean consideradas de transporte primario.

El desarrollo de la red de transporte se encuentra sujeto a planificación vinculante. La planificación es aprobada por la Administración General de Estado, previa propuesta del Operador del Sistema, informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en un proceso en el que participan las Comunidades Autónomas y Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla.

En la actualidad se encuentra en vigor el documento «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 de 16 de octubre de 2015 y publicado mediante la Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre (BOE n.º 254, de 23 de octubre de 2015).

Esta planificación se elaboró 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).

Incluye previsiones sobre el comportamiento futuro de la demanda, los recursos necesarios para satisfacerla (cumpliendo los objetivos de penetración de energías renovables para 2020 establecidos por la Directiva 2009/28/UE de Energías Renovables), la evolución de las condiciones del mercado para garantizar el suministro y los criterios de protección ambiental. Se ha tenido en cuenta el principio de sostenibilidad económica del sistema eléctrico, realizándose un análisis coste-beneficio para cada nueva actuación.

El coste estimado de las actuaciones previstas en el horizonte 2015-2020 es de 4.554 M€ al que hay que añadir 241,6 M€ aprobados por el mecanismo de modificación de aspectos puntuales. 3.010 M€ se van a invertir en el sistema peninsular, 650 M€ se destinan a los sistemas baleares, 991 M€ a los sistemas canarios y 144 M€ a la integración del sistema ceutí con el peninsular.

Como novedad, esta planificación incluye un anexo II con actuaciones cuya necesidad se prevé para después de 2020, al objeto de que puedan avanzar en su tramitación administrativa. Este anexo incluye 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.

3. Sector eléctrico

Los desarrollos de la red de transporte de electricidad previstos para el período 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 suministro 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, en particular de generación de origen renovable.

Sistemas baleares

- Interconexiones entre sistemas que permiten 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 submarina con el sistema peninsular.

Mecanismo de flexibilidad: modificación de aspectos puntuales y adaptaciones de carácter técnico

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. 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 la planificación.

En mayo de 2017 se inició la tramitación de dicha modificación. 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. En el BOE de 3 de agosto se publica la Resolución de 30 de julio de 2018, del Secretario de Estado de Energía, por la que se dispone la publicación del Acuerdo de Consejo de Ministros del 27 de julio de 2018, por el que se modifican aspectos puntuales del documento Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020 aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

<https://www.boe.es/boe/dias/2018/08/03/pdfs/BOE-A-2018-11062.pdf>

De manera paralela a la modificación de aspectos puntuales se inició la tramitación 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. Dichas adaptaciones se aprobarán mediante orden ministerial, previsiblemente a mediados de 2019.

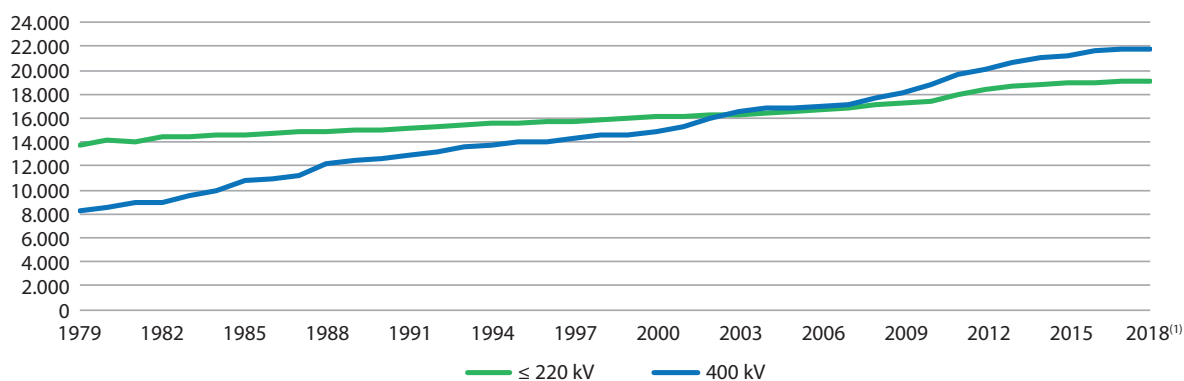
Red de transporte activa en 2018

Se pusieron en servicio 277 km de circuito y 144 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuito total de la red nacional en 44.207 km de circuito y 5.865 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 2.592 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 88.846 MVA.

La ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizada por Red Eléctrica en España ha alcanzado los 378 millones de euros.

3. Sector eléctrico

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



FUENTE: REE.

⁽¹⁾ Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

TABLA 3.9. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.730	19.133	1.854	1.491	44.207
Líneas aéreas (km)	21.613	18.343	1.133	1.187	42.276
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	553	181	273	1.096
Transformación (MVA)	81.490	613	3.433	3.310	88.846

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2018

FUENTE: REE.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2018 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: que permitirán reducir las sobrecargas que se vienen produciendo y los consiguientes redespachos de la generación necesarios para eliminarlas. Las líneas de 220 kV afectadas han sido: Don Rodrigo-Aljarafe, Aljarafe-Santiponce, Carmona-Dos Hermanas y Dos Hermanas-Puerto Real. Adicionalmente, se pusieron en servicio dos nuevas reactancias de 400 kV: una en Cabra y otra en Guillena.

Aragón: se ha incorporado a la red de transporte el parque de Valdeconejos 220 kV junto con varias líneas asociadas. El objetivo de este desarrollo es incrementar las posibilidades de evacuación de generación principalmente de origen renovable al tiempo que se aumenta la calidad, fiabilidad y seguridad de suministro.

TABLA 3.10. EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 Y ≤ 220 KV (KM DE CIRCUITO)

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
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	16.347
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.467
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.533
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.756
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.820
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.178
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.310
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.403
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.004
1992	13.222	15.356	2012	20.109	18.373
1993	13.611	15.442	2013	20.639	18.646
1994	13.737	15.586	2014	21.094	18.785
1995	13.970	15.629	2015	21.184	18.925
1996	14.084	15.734	2016	21.619	19.013
1997	14.244	15.776	2017	21.728	19.039
1998	14.538	15.876	2018 (1)	21.730	19.133

(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

Baleares: se ha seguido trabajando en el mallado de la red de transporte para mejorar la seguridad y la calidad de suministro. Se han puesto en servicio las líneas de doble circuito a 132 kV Cala Blava-Llucmajor y Arenal-Cala Blava.

Canarias: destaca el esfuerzo realizado por desarrollar la red de transporte, que permite la conexión y evacuación de la generación renovable, siendo los principales hitos la puesta en servicio del doble circuito Arinaga-Barranco de Tirajana 66 kV en Gran Canaria, la construcción y conexión de la subestación Abona 66 kV y El Poris 66/220 kV en Tenerife y del eje de 132 kV Matas Blancas-Jares en Fuerteventura.

Castilla y León: han continuado los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Sebastián de los Reyes (SUMA) a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid. Se han puesto en servicio las subestaciones de Arbillería 400 kV y 220 kV para la alimentación del tren de alta velocidad. Se ha mallado la subestación de Moncayo 220 kV con las subestaciones de 220 kV Trevago y Magallón para mejorar la seguridad de suministro de la zona. Para mejorar el control de los niveles de tensión se ha puesto en servicio una reactancia en La Lomba 400 kV.

Cataluña: ha continuado el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, con la puesta en servicio de la subestación binudo de Begues 220 kV y la ampliación de Viladecans

3. Sector eléctrico

220 kV. Para mejorar el control de la tensión en período de valle se ha puesto en servicio una reactancia en Begues y Pierola 400 kV. Igualmente se ha avanzado en los refuerzos de la red de transporte de Gerona con la puesta en servicio de la subestación La Farga 220/400 kV, destacando también la puesta en servicio del transformador de 600 MVA en la citada subestación. Asimismo, se ha culminado la repotenciación de La Roca-Vic 400 kV.

Castilla La Mancha: se ha realizado la instalación de una nueva reactancia de 400 kV en Minglanilla para facilitar el control de la tensión eléctrica.

Extremadura: han continuado los trabajos en el eje de 220 kV J.M. Oriol-Los Arenales (Cáceres)-Trujillo, y siguen avanzando las tramitaciones de Cañaveral y Carmonita para la alimentación del tren de alta velocidad. Adicionalmente, se puso en servicio una nueva reactancia en Brovales 400 kV.

Levante: se ha puesto en servicio el doble circuito San Miguel Salinas-Torre Vieja 220 kV para mejorar la seguridad de suministro de la zona sur de Alicante y a la desaladora.

Zona centro: mientras siguen los trabajos del proyecto SUMA y con objeto de no dejar en antena La Cereal 400 kV, esta subestación ha pasado a conectarse a Segovia 400 kV en lugar de a Galapagar 400 kV hasta la finalización del citado proyecto. Continúa la tramitación de aquellas actuaciones que permiten mayor fiabilidad del sistema de la zona, compaginando el apoyo a la demanda con el control de la potencia de cortocircuito.

Zona norte: se ha reforzado la seguridad de suministro en el País Vasco mediante la eliminación de la conexión en T de La Jara. Continúan los trabajos en el eje planificado de 400 kV que, pasando por Ichna, conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Gueñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón).

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.

En la actualidad España se encuentra interconectada eléctricamente con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos.

La **interconexión 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 conti-

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

Por su parte, la **interconexión 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 la 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.

TABLA 3.11. RATIO DE INTERCONEXIÓN

Ratio	Interconexión	Percentil 70	Máximo
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%	7,3%
	Península	2,3%	2,9%
2018	España	6,2%	7,5%
	Península	2,3%	3,0%

FUENTE: REE.

3. Sector eléctrico

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 paquete legislativo de la UE publicado en junio de 2019.

Con horizonte temporal posterior al 2020, el anexo de la planificación 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.

Red de distribución de energía eléctrica

La red de distribución de energía eléctrica está integrada por todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquellas instalaciones que cumpliendo lo anterior se consideren integradas en la red de transporte por cumplir funciones de transporte.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

Respecto a la red de distribución, a continuación, se muestra el volumen de activos existentes a finales de 2018:

TABLA 3.12. INSTALACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA

Longitud de líneas eléctricas (km)		
Tensión	Aéreas	Subterráneas
Menos de 1.000 V	261.601,53	194.900,02
Desde 1.000 a 4.500 V	10,33	2,01
Más de 4.500 a 8.000 V	488,79	128,58
Más de 8.000 a 12.500 V	2.480,11	3.570,66
Más de 12.500 a 17.500 V	67.193,49	28.304,27
Más de 17.500 a 25.000 V	86.564,56	39.854,97
Más de 25.000 a 37.500 V	34.533,19	17.209,73
Más de 37.500 a 55.000 V	12.641,98	1.331,46
Más de 55.000 a 99.000 V	13.850,91	808,00
Más de 99.000 a 176.000 V	20.861,93	552,85

Transformadores y Centros de transformación, CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV \geq U \geq 1 kV	17.217	7.572.335
17,5 kV \geq U > 12 kV	97.406	42.794.793
24 kV \geq U > 17,5 kV	123.449	54.488.195
36 kV \geq U > 24 kV	55.616	32.828.480
52 kV \geq U > 36 kV	1.164	16.428.820
72,5 kV \geq U > 52 kV	1.598	34.772.618
123 kV \geq U > 72,5 kV	318	10.319.100
220 kV \geq U > 123 kV	2.756	146.588.548
400 kV \geq U > 220 kV	87	16.979.266

Máquinas (Transformadores)		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV \geq U \geq 1 kV	115	94.470
17,5 kV \geq U > 12 kV	777	479.278
24 kV \geq U > 17,5 kV	814	902.735
36 kV \geq U > 24 kV	699	6.953.800
52 kV \geq U > 36 kV	1.164	16.428.820
72,5 kV \geq U > 52 kV	1.598	34.772.618
123 kV \geq U > 72,5 kV	318	10.319.100
220 kV \geq U > 123 kV	2.756	146.588.548
400 kV \geq U > 220 kV	87	16.979.266

CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV \geq U \geq 1 kV	17.102	7.477.865
17,5 kV \geq U > 12 kV	96.629	42.315.515
24 kV \geq U > 17,5 kV	122.635	53.585.460
36 kV \geq U > 24 kV	54.917	25.874.680

FUENTE: Elaboración propia a partir de la información que presentan las empresas distribuidoras en cumplimiento de sus obligaciones.

3.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

3.7.1. 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.

En este despacho participan todas las instalaciones de generación, teniendo prioridad de despacho las instalaciones que utilicen fuentes de energía renovable.

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.

Hasta diciembre de 2018, la metodología establecida para el cálculo del precio de adquisición de la demanda partía del precio medio peninsular afectado por un coeficiente que tenía 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.

Sin embargo, ante la integración de los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular balear, la anterior metodología no podía ser aplicada por lo que el precio de adquisición de la demanda fue definido desde diciembre de 2018 a partir del precio medio peninsular diario y un coeficiente que depende de la demanda prevista en cada territorio. Esta fórmula puede utilizarse con garantías en el caso de unión o modificación de sistemas eléctricos aislados y, además, da una señal clara a largo plazo con el fin de desplazar la demanda hacia los períodos valle.

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 producción 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.

3.7.2. 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, aplicando un marco retributivo diferente para los generadores no renovables y para los generadores a partir de fuentes renovables.

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.

3. Sector eléctrico

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, el extracoste debe ser estimado como parte de los costes del sistema eléctrico, considerados en el año 2018 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 para 2018, la Orden ETU/1282/2017, de 22 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018 contemplaban una cuantía de 780 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.

Esta previsión fue revisada posteriormente en la Orden ETU/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, en la que se preveía una partida de 624 millones de euros como mejor estimación del cierre de 2018, 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 2018.

3.7.3. Año 2018

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 varias actuaciones que tuvieron lugar durante el año 2018 y que se citan en el apartado de normativa aprobada.

En relación a los desarrollos normativos aplicables exclusivamente a los territorios no peninsulares, cabe destacar la Orden TEC/1172/2018, de 5 de noviembre de 2018 por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares y la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.

Tras la puesta en servicio del segundo circuito que une Mallorca con Ibiza, resultaba necesario el reconocimiento de la integración mediante Orden Ministerial para poder operar de manera integrada los dos sistemas antedichos y aprovechar las sinergias económicas. Adicionalmente, como se ha expuesto, resultaba necesario cambiar la metodología de cálculo de precio de adquisición de la energía en los despachos de producción tras la modificación de los sistemas eléctricos, optándose por una metodología basada en demandas a fin de dar una señal de precios clara a largo plazo.

Por otra parte, tal y como se ha indicado, el régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares está sujeto a una regulación singular, donde se prevé un procedimiento de concurrencia competitiva para cubrir las necesidades de potencia que se detecten.

El operador del sistema había puesto de manifiesto una situación de grave falta de potencia a partir del año 2020 en los sistemas de Menorca, Gran Canaria y Tenerife debido a la imposibilidad de algunas instalaciones de continuar en funcionamiento más allá de ese año si no se llevan a cabo inversiones para adaptarse al cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales. Sin embargo, debido a los plazos para la tramitación administrativa y ejecución de las inversiones necesarias de nueva capacidad el procedimiento general no permitía asegurar la potencia necesaria en un horizonte tan cercano.

Por ello, mediante la Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, se otorgaba el régimen retributivo adicional a determinadas instalaciones, en la medida imprescindible para adaptarse a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, para poder asegurar la cobertura en las islas de Menorca, Gran Canaria y Tenerife.

3.8. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018

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

3.8.1. Normativa de ámbito comunitario

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.

De las anteriores, en diciembre de 2018 se aprobaron las siguientes disposiciones normativas: Reglamento 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima; la Directiva 2018/2002 por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética; y la Directiva relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

3.8.2. Normativa de ámbito estatal

A continuación, se incluye una relación con algunas de las normas de carácter estatal más relevantes aprobadas durante el año 2018 sobre el sector eléctrico:

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Real Decreto 1048/2018, de 24 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 1054/2014, de 12 de diciembre, por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico del año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores.

3. Sector eléctrico

- Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.
- Orden ETU/66/2018, de 26 de enero, por la que se fijan los tributos y recargos considerados a efectos de los suplementos territoriales y se desarrolla el mecanismo para obtener la información necesaria para la fijación de los suplementos territoriales en relación con los peajes de acceso de energía eléctrica correspondientes al ejercicio 2013.
- Orden ETU/362/2018, de 6 de abril, por la que se modifica la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.
- Orden ETU/361/2018, de 6 de abril, por la que se modifican los formularios de solicitud del bono social previstos en el anexo I de la 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 TEC/1172/2018, de 5 de noviembre de 2018 por la que se redefinen los sistemas eléctricos aislados del territorio no peninsular de las Illes Balears y se modifica la metodología de cálculo del precio de adquisición de la demanda y del precio de venta de la energía en el despacho de producción de los territorios no peninsulares.
- Orden TEC/1158/2018, de 29 de octubre, por la que se otorga el régimen retributivo adicional a instalaciones de producción de energía eléctrica existentes en los territorios no peninsulares de Menorca, Gran Canaria y Tenerife que deban llevar a cabo inversiones adicionales derivadas del cumplimiento de la normativa comunitaria o estatal para continuar en funcionamiento.
- Acuerdo de Consejo de Ministros del 27 de julio de 2018, por el que se modifican aspectos puntuales del documento Planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020 aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015.

4. SECTOR NUCLEAR

4.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo proporciona una visión general y resumida del sector nuclear en 2018, reflejando sus datos principales y los hitos más reseñables que se han producido durante este año.

El capítulo comienza con un breve análisis de la generación eléctrica de origen nuclear en España, referenciándola al total nacional, y continúa aportando los datos anuales de fabricación nacional de combustible nuclear, exponiendo la problemática que la salida del Reino Unido de la Unión Europea (Brexit) puede suponer en dicha fabricación.

Seguidamente se trata la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos de alta actividad, así como de los residuos de baja y media actividad, para continuar describiendo el estado en el que se encuentran los principales proyectos de desmantelamiento de instalaciones nucleares y radiactivas que están actualmente en curso en España: central nuclear José Cabrera, central nuclear Vandellós I y planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio.

A continuación, se presenta brevemente la misión combinada del Organismo Internacional de Energía Atómica, denominada «IRRS-ARTEMIS», que España acogió en octubre de 2018 con el propósito de evaluar el marco normativo y organizativo nacional en materia de energía nuclear, así como el programa nacional de gestión de residuos radiactivos y su aplicación.

Por último, se indica la normativa aprobada en el año 2018 en relación con este sector.

4.2. 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 6,86% de la potencia total de generación eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2018 ha sido de 55.766 GWh, lo que supone una contribución del 20,32% al total de la producción bruta nacional (274.452 GWh).

Durante el año 2018, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), ha emitido 31 resoluciones relativas a los documentos oficiales de explotación de las centrales nucleares, en base a los cuales funcionan dichas centrales, o a modificaciones de diseño de las mismas.

4.3. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

La empresa pública ENUSA Industrias Avanzadas, S.A. S.M.E. (ENUSA) es titular de la fábrica de elementos de combustible nuclear situada en Juzbado (Salamanca), en la que se fabrica combustible destinado a la mayoría de las centrales españolas, así como a centrales de la Unión Europea.

En 2018, la fábrica de Juzbado fabricó 615 elementos combustibles, de los que 557 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 58 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos incorporaron 291 toneladas de uranio. Del total, el 30% fueron fabricados para el mercado nacional y el 70% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica y Alemania.

La salida del Reino Unido de la Unión Europea (Brexit) y, por tanto, de la Comunidad Europea de Energía Atómica (Euratom), puede tener impacto en la logística de aprovisionamiento del óxido de uranio enriquecido que esta fábrica utiliza en su proceso de fabricación, que procede en su mayor parte de una planta situada en dicho país. En la actualidad, las transferencias de material nuclear con origen o destino el Reino Unido se consideran movimientos intracomunitarios, mientras que, una vez que el Reino Unido pase a ser un «país tercero», y tras el período transitorio que se acuerde, tales movimientos pasarán a considerarse importaciones o exportaciones, lo que implica requisitos adicionales en materia de licenciamiento, de control de exportaciones de material nuclear y de protección física en los transportes.

Con el fin de evitar este impacto, que podría dar lugar a perjuicios en el proceso de fabricación, en 2018 el entonces Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), junto con el Ministerio de Asuntos Exteriores, Unión Europea y Cooperación, llevó a cabo contactos con las autoridades británicas al objeto de articular la forma de facilitar las referidas transferencias, dando cumplimiento a los compromisos en materia de no proliferación nuclear asumidos por ambos países.

4.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS

4.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad

4.4.1.1. Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos de alta actividad (ATC)

Este proyecto está promovido por Enresa, que en agosto de 2013 presentó la solicitud de evaluación de impacto ambiental ante el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Una vez efectuados los trámites legales establecidos, incluido el de información pública y consultas al estudio de impacto ambiental, al final de 2018 está pendiente la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Por otra parte, conforme a la normativa nuclear, la instalación nuclear del ATC requiere de las siguientes autorizaciones: autorización previa o de emplazamiento, autorización de construcción y autorización de explotación, que se concederán tras los preceptivos informes favorables del CSN. A tal efecto, en enero de 2014, Enresa solicitó simultáneamente ante el MINETUR la autorización previa o de emplazamiento y la autorización de construcción. En julio de 2015 el CSN informó favorablemente la solicitud de autorización previa. Esta autorización no ha sido concedida, por estar pendiente la DIA, como se ha indicado.

Al final del 2018, el informe del CSN sobre la autorización de construcción se encuentra suspendido temporalmente a petición del MITECO, a fin de tener en cuenta la necesidad de revisión del vigente Plan General de Residuos Radiactivos y el conjunto de nuevos factores que podrían haberse modificado desde la solicitud de la autorización.

4.4.1.2. Almacenes Temporales Individualizados (ATI) de combustible nuclear gastado

Mientras el ATC no esté disponible, en algunas de las centrales nucleares Enresa ha tenido que llevar a cabo actuaciones encaminadas a proporcionar un aumento de la capacidad de almacenamiento del combustible gastado, al objeto de posibilitar la continuidad de su operación o, en su caso, su desmantelamiento. Estas actuaciones se pueden concretar, bien en intervenciones en las piscinas de combustible gastado para aumentar su capacidad útil (modificación de los bastidores donde se colocan los elementos combustibles), bien en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de un ATI en el propio emplazamiento, en el que se almacena en seco el combustible gastado, tras su enfriamiento en la piscina. En relación con estas instalaciones, en 2018, el MITECO desarrolló las siguientes actuaciones:

CN Santa María de Garoña: En agosto de 2018 se concedió, previo informe favorable del CSN, la autorización de puesta en servicio de este ATI, que ya contaba con la autorización de ejecución y montaje, de octubre de 2015, y DIA favorable, formulada en septiembre de 2015 por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente.

CN Almaraz: En julio de 2018 se concedió, previo informe favorable del CSN, la autorización de puesta en servicio. Este ATI ya contaba con la autorización de ejecución y montaje, de diciembre de 2016, y DIA favorable, formulada en noviembre de 2016 por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente. En diciembre de 2018 se trasladó a este ATI el primer contenedor de combustible gastado, tipo ENUN32P, fabricado por la Empresa Nacional de Equipos Nucleares, S.A. (ENSA).

CN Cofrentes: En noviembre de 2017, el titular presentó la solicitud de evaluación de impacto ambiental del proyecto. Una vez efectuados los trámites legales establecidos, incluido el de información pública y consultas al estudio de impacto ambiental, a 31 de diciembre de 2018 está pendiente la formulación de la DIA. Por

otra parte, en julio de 2017 el titular presentó la solicitud de autorización de ejecución y montaje. Al final de 2018 está asimismo pendiente la emisión del preceptivo informe del CSN sobre esta solicitud.

4.4.1.3. Contenedores de almacenamiento y transporte de combustible nuclear gastado

En los ATI, el combustible nuclear gastado se almacena en contenedores. Según la utilización que se vaya a dar al mismo, estos contenedores están sometidos a un doble licenciamiento: por una parte, en su modo de almacenamiento, por requisitos normativos en materia de seguridad nuclear y protección radiológica; y, por otra, el exigido por la reglamentación en materia de transporte de mercancías peligrosas.

Hasta el año 2018, se han licenciado en España 5 modelos distintos de contenedores que son utilizados para el almacenamiento de combustible nuclear gastado en los ATI y, en su caso, para el transporte del combustible nuclear gastado al ATC. En 2018, se ha recibido la solicitud de aprobación de un nuevo certificado de bulto de transporte, para ser empleado en el futuro ATI de la central nuclear de Cofrentes.

4.4.1.4. Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares

En general, el combustible irradiado descargado de cada reactor se almacena en la piscina de combustible gastado de la central nuclear. Adicionalmente, las centrales nucleares de Trillo, Ascó I, Ascó II, Almaraz y Santa María de Garoña disponen de un ATI situado en el emplazamiento de cada una de ellas, y estas centrales, a excepción de Santa María de Garoña, almacenan parte de su combustible irradiado en dicho ATI.

Asimismo, todo el combustible irradiado 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 4.1 se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares a 31 de diciembre de 2018.

4.4.2. 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.

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

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-18 (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	673.658	13.980
Almaraz II	655.962	
Ascó I	499.276	136.822
Ascó II	476.173	123.474
Cofrentes	766.251	
Vandellós II	543.453	
Trillo	228.268	327.907

FUENTE: MITECO. Elaboración propia.

A lo largo del año 2018, esta instalación ha recibido 265 expediciones de residuos radiactivos, correspondientes a un volumen total de 2.488,74 m³ de los que el 71% son residuos de muy baja actividad.

Con la cantidad almacenada en 2018, El Cabril almacena definitivamente un total de 49.093 m³ de residuos radiactivos. De ellos 33.602 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, siendo el grado de ocupación del 77,20% respecto del total autorizado. Los restantes 15.491 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, siendo la capacidad ocupada del 36,32%.

4.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

4.5.1. 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

4. Sector nuclear

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.

En 2018 y previo informe favorable del CSN, por parte de la DGPEM se emitieron 2 resoluciones relativas a modificaciones de los documentos oficiales de explotación de esta instalación. A finales de dicho año, las principales actividades de ejecución que restan por hacer son los desmontajes y demoliciones menores, la desclasificación de edificios y su posterior demolición, así como la restauración del emplazamiento y la verificación radiológica final. El estado de avance del proyecto de desmantelamiento a diciembre de 2018 es del 85,6%.

4.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I

Esta central nuclear cesó su explotación en 1989. Desde el año 2003 continúa en estado de latencia, en lo que se denomina «Nivel 2» de desmantelamiento.

4.5.3. Desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio

Enusa, titular de esta planta de fabricación de concentrados de uranio situada en Saelices el Chico (Salamanca), tomó la decisión de cesar la producción en 2001, debido a los bajos precios del uranio en los mercados internacionales. Desde el cese definitivo de esta planta, declarado en 2003, esta instalación se encuentra en situación de parada.

Puesto que, conforme a la normativa nuclear, dicha planta es una instalación radiactiva de primera categoría del ciclo de combustible nuclear, su desmantelamiento requiere de una autorización de desmantelamiento y cierre, cuya resolución corresponde al MITECO, previo informe del CSN. Enusa solicitó dicha autorización en septiembre de 2015, la cual está siendo evaluada por el CSN. Por otra parte, la DIA favorable fue formulada por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente el 09 de marzo de 2018.

4.6. MISIONES INTERNACIONALES

En octubre de 2018, España acogió una misión combinada del Organismo Internacional de Energía Atómica denominada «IRRS-ARTEMIS», con el propósito de evaluar el marco normativo y organizativo nacional en materia de energía nuclear, así como el programa nacional de gestión de residuos radiactivos y su aplicación. Di-

cha misión fue la culminación de dos años de preparación en los que el CSN, MITECO y Enresa, llevaron a cabo una autoevaluación exhaustiva de dicho marco, que fue sometida, durante la misión, a revisión por parte de un grupo de expertos internacionales de reconocido prestigio. El equipo señaló el fuerte compromiso de España con la seguridad nuclear y la protección radiológica, al tiempo que identificó algunos desafíos que nuestro país debería continuar abordando.

De esta forma se ha dado cumplimiento a lo dispuesto, tanto en la Directiva 2009/71/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la seguridad nuclear de las instalaciones nucleares, y en la Directiva 2014/87/Euratom, por la que se modifica la anterior, como en la Directiva 2011/70/Euratom, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos, que, en sus correspondientes ámbitos de aplicación, obligan a los Estados miembros a llevar a cabo revisiones internacionales inter-pares de este tipo al menos cada diez años.

4.7. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018

A nivel comunitario, en el año 2018 no se ha aprobado ninguna normativa relevante para el sector nuclear. A nivel nacional se ha aprobado el real decreto que se indica a continuación:

- **Real Decreto 1400/2018, de 23 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre seguridad nuclear en instalaciones nucleares.**

Mediante este Real Decreto se transpone 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 nuclear de las instalaciones nucleares. Esta Directiva ha venido a reforzar el marco regulador europeo en materia de seguridad nuclear, tras el accidente ocurrido 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.

5. SECTOR CARBÓN

5.1. SITUACIÓN ACTUAL

5.1.1. Panorámica general del sector

La producción nacional de carbón descendió en 2018 respecto a 2017 en torno a un 20%. Concretamente, la de antracitas se redujo alrededor de un 20%, la de hullas un 39% y la de lignitos negros alrededor de un 11%. La producción se concentró en tan solo tres Comunidades Autónomas: Castilla y León, Asturias y Aragón. En esta última se extrajeron exclusivamente lignitos negros.

Como consecuencia de la política de reestructuración descrita, se han venido reduciendo continuamente tanto el número de empresas no competitivas del sector, como la producción, las plantillas y el volumen de ayudas. Así, en 2015, 11 empresas produjeron menos de 3,5 millones de toneladas, con una plantilla propia de 2.795 personas. 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. Durante 2018, 8 empresas produjeron 2,6 millones de toneladas y la plantilla propia descendió hasta 1.253 empleos.

A fecha 31 de diciembre de 2018, todas las explotaciones de carbón cesaron su actividad extractiva, acometiendo las fases de restauración y clausura correspondientes.

No obstante, 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 artículo 3 de la mencionada Decisión Comunitaria, habrán de proceder a su devolución.

TABLA 5.1. BALANCE DE CARBÓN

	PRODUCCION CARBÓN AUTÓCTONO			TOTAL	Tasa de Variación
	Antracita	Hulla	Lignito Negro		
	miles de toneladas				
2011	2.487	1.775	2.359	6.621	-21,50%
2012	2.258	1.652	2.271	6.181	-6,60%
2013	762	1.780	1.826	4.368	-29,30%
2014	1.338	1.331	1.230	3.899	-10,70%
2015	763	984	1.317	3.064	-21,40%
2016	384	686	730	1.800	-41,30%
2017	370	791	1.816	2.977	65,40%
2018	294	483	1.630	2.407	-19,15%

5. Sector carbón

PRODUCCION CARBÓN AUTÓCTONO				TOTAL	Tasa de Variación
Antracita	Hulla	Lignito Negro	miles de tep		
2011	1.133	762	753	2.648	-19,60%
2012	1.016	697	747	2.460	-7,10%
2013	345	837	581	1.762	-28,40%
2014	619	604	405	1.628	-7,60%
2015	378	446	422	1.246	-23,50%
2016	189	311	236	736	-40,90%
2017	182	359	586	1.128	53,26%
2018	144	217	588	949	-15,87%
SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES-EXPORTACIONES):				TOTAL	Tasa de Variación
Hulla coquizable		Carbón energético	miles de toneladas		
2014	1.632	12.056		13.687	4,10%
2015	2.030	10.239		12.269	-10,40%
2016	1.676	13.354		15.030	22,50%
2017	1.767	17.058		18.825	25,25%
2018	1.621	13.876		15.497	-17,68%
CONSUMO INTERIOR BRUTO (2):				TOTAL	Tasa de variación
miles de tep					
2014				11.651	2,10%
2015				13.714	17,70%
2016				10.901	-20,50%
2017				12.821	17,60%
2018				11.538	-10,00%

FUENTE: SEE- IRMC - REE- EUROESTATCOM.

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

5.1.2. Demanda interior

El consumo primario de carbones, medido en ktep, descendió en 2018 un 10 % respecto al año anterior tal y como se desprende de la tabla 5.1. De igual forma, el consumo en el sector eléctrico descendió un 13,7%, como se puede observar en la tabla 5.2.

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	10.829	24,1%
2018	9.345	-13,7%

FUENTE: SEE-IRMC-REE.

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

5.1.3.1. Precio del carbón nacional

Según los datos de la Estadística Minera de España, el precio medio del carbón nacional en 2018 ha sido de 37,9 €/t, inferior a los 40 €/t del año 2017.

Teniendo en cuenta los datos de Comercio Exterior, el precio medio del carbón importado durante el año 2018 fue de 87,48 €/t, que representa una subida del 4,9% respecto al precio medio del año 2017 que fue de 83,40 €/t.

5.1.3.2. Empleo en el sector

La plantilla propia de las empresas del sector de carbón estaba compuesta, a finales del año 2018, por 1.253 trabajadores, frente a los 1.663 del año precedente, lo que supone una reducción de empleo del 24,7%.

TABLA 5.3. MANO DE OBRA EMPLEADA EN LA MINERÍA 2017/2018 (Nº DE PERSONAS)

	2017	2018	Variación (%)
Hulla autóctona	1.126	1.054	-6,3
Antracita autóctona	449	142	-68,4
Lignito Negro autóctono	88	57	-35,2

FUENTE: Estadística Minera de España.

Respecto al empleo en las contratatas, en 2017 el personal subcontratado era de 690, mientras que en 2018 estos ascendían a los 480, registrándose un descenso del 30,49%.

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.

5. Sector carbón

En 2018, la importación neta de carbón energético a partir de los datos de EUROSTAT, descendió un 17,68%, al caer desde los 18,8 millones de toneladas en 2017 a 15,5 millones de toneladas en 2018.

Según los datos de Comercio Exterior, la importación de carbón ha alcanzado los 1.380 millones de euros en 2018, lo que supone un descenso del 3% respecto a 2017. En cuanto al valor del carbón neto importado durante el año 2018 alcanzó 1.347 millones de euros, frente a los 1.413, 9 millones de euros de 2017. Los principales países de los que se ha importado el carbón durante el año 2018, según el valor de las importaciones, han sido Rusia, Colombia, Australia e Indonesia, por este orden.

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 seis planes de reestructuración, implementados a lo largo de los distintos períodos: 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, Marco de Actuación para la Minería del Carbón y las Comarcas Mineras en el Periodo 2013-2018 y Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el período 2019-2027.

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 reactivación de las comarcas afectadas. Este nuevo marco regulatorio fue el Reglamento (CE) Nº1407/2002, 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) Nº1407/2002, 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.

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 (CARBU-NIÓN) 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 Se mencionan en cada apartado en función de la materia y según su fecha de adopción.

5. Sector carbón

I. 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 N° 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 N° 250 de 15/10/2016).

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2018, realizada por Resolución de 5 de septiembre de 2018, (BOE N° 232 de 25/09/2018) 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 2018, 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 N° 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 período 2014-2018, y sus posteriores modificaciones.

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2018, realizada por Resolución de 27 de diciembre de 2018 (Anuncio 109 del BOE núm. 2 de 2019) del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, O.A., por la que se convocan las ayudas dirigidas a proyectos empre-

sariales generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2018.

II.2. Minimis

A) Bases reguladoras

- Orden IET/1157/2014, de 30 de junio, (BOE N° 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 período 2014-2018. y sus posteriores modificaciones.

B) Convocatorias

Cabe destacar la correspondiente a 2018, realizada por Resolución de 27 de diciembre de 2018 (BOE Anuncio 109 del BOE núm. 2 de 2019) 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 2018.

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 N° 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 N° 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. Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el período 2019-2027

Este Acuerdo, firmado por el Ministerio para la Transición Ecológica, los Sindicatos y la Patronal, establece las bases de las medidas necesarias para una transición justa de la minería del carbón y las comarcas mineras a partir del 31 de diciembre del 2018 teniendo en cuenta la situación del sector y la finalización de las ayudas destinadas a cubrir las pérdidas de las explotaciones mineras, de acuerdo con las exigencias de la normativa europea, para el período 2019-2027.

Igualmente, pretende promover acciones que colaboren a la reactivación de las Comarcas Mineras, así como a la mejora del medio ambiente, mediante nuevas actuaciones coherentes con el actual proceso de transición energética.

En 2018, la producción del carbón se localiza en áreas de las Comunidades Autónomas de Aragón, Castilla y León y Principado de Asturias, áreas que todavía mantiene un alto nivel de dependencia económica de la industria minera del carbón, a pesar de los importantes esfuerzos realizados por los últimos Planes del Carbón y el marco de Actuación 2013-2018 para incentivar actividades alternativas en las comarcas mineras.

El cierre de las minas no competitivas previsto antes del 2019 producirá inevitablemente consecuencias sociales en los territorios, para aliviar las cuales la referida Decisión comunitaria permite la financiación de

costes excepcionales: medidas sociales, medioambientales, así como medidas tendentes a promover una economía alternativa en las zonas mineras.

En ese contexto resulta necesario que las medidas sociales adoptadas en el Real Decreto 676/2014, de 1 de agosto, 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, se actualicen con objeto de facilitar el acceso a estas ayudas a un volumen todavía importante de trabajadores, con una dilatada experiencia profesional en la minería del carbón y un significativo desgaste físico, a la vez que articula soluciones a aquellos trabajadores que continúen en las empresas que permanezcan desarrollando sus labores más allá de 2019.

Adicionalmente, ha de tenerse en cuenta que en algunas comarcas mineras existe un elevado índice de desempleo y limitadas oportunidades de reinserción laboral, lo que unido a la situación crítica de las empresas del sector limita notablemente el mantenimiento de cierto nivel de empleo más allá del 31 de diciembre de 2018.

Las circunstancias descritas, entre las que revisten una especial trascendencia la difícil reinserción laboral y la coyuntura económica de las empresas privadas de la minería de carbón, hacen necesario ampliar el número de destinatarios de las ayudas previstas con este fin en el citado Real Decreto 676/2014, de 1 de agosto, mediante una flexibilización de los requisitos exigidos para el acceso a estas ayudas. Se trata de ayudar a las empresas mineras, soportando el coste de la reducción de las plantillas propias, de modo que se posibilite a los trabajadores acceder a unas ayudas por prejubilación, a las que, de otra forma, no podrían acogerse.

Consiste, en definitiva, en abordar el impacto social y regional que conllevan esos procesos de cierre apoyando a las empresas, extendiendo el ámbito de las medidas sociales amparadas por el artículo 4 de la referida Decisión, a la vez que se mantienen, asimismo, las medidas dirigidas a impulsar económicamente a las comarcas mineras e incentivar el empleo en los municipios mineros afectados, además de poder proporcionar flexibilidad, en el marco de la normativa aplicable, a las empresas que continúen con la extracción de carbón a partir de 2019 y que hayan de hacer frente a la devolución de las ayudas recibidas al amparo de la Decisión 2010/787/UE.

5.2.5. 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).

5. Sector carbón

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.

6. ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

6.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se abordan todas las actividades de investigación y explotación de hidrocarburos, que incluyen el petróleo y el gas natural. Dentro del gas natural, se incluye la información relativa a las concesiones de explotación de almacenamientos subterráneos, ya que atribuyen el derecho a almacenar gas natural en el subsuelo del área otorgada. El resto de actividades del sector del gas natural y del petróleo se abordan en los capítulos 7 y 8 respectivamente.

Durante el año 2018 continúa la tendencia decreciente de los años 2015, 2016 y 2017 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, si bien es cierto que durante 2018 el precio repuntó, a finales de ese año cayó drásticamente; 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.

En cuanto a la evolución del dominio minero, durante el año 2018 no se ha otorgado ninguna nueva concesión de explotación de yacimientos de hidrocarburos, no obstante, se ha aprobado la segunda y última prórroga de la concesión «Casablanca».

6.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

En lo referente a permisos de investigación de hidrocarburos, durante el año 2018 no se ha otorgado ninguno nuevo en el ámbito estatal. En cambio, en el ámbito autonómico se han otorgado 3 nuevos permisos de investigación en el País Vasco bajo la denominación de «Lore», «Landarre» y «Sustraia».

Durante este mismo año no ha sido objeto de publicación de anuncio en el «Boletín Oficial del Estado» ninguna solicitud de nuevo permiso de investigación de hidrocarburos a nivel estatal. A nivel autonómico se ha anunciado la solicitud de los permisos de investigación denominados «Barbastro» y «Monzón» en Aragón.

Por otro lado, durante el año 2018, se han extinguido los siguientes permisos de investigación de competencia estatal, ya sea por renuncia de su titular, por desistimiento de una solicitud previa o por la caducidad de los mismos:

6. Actividades de investigación y explotación de hidrocarburos

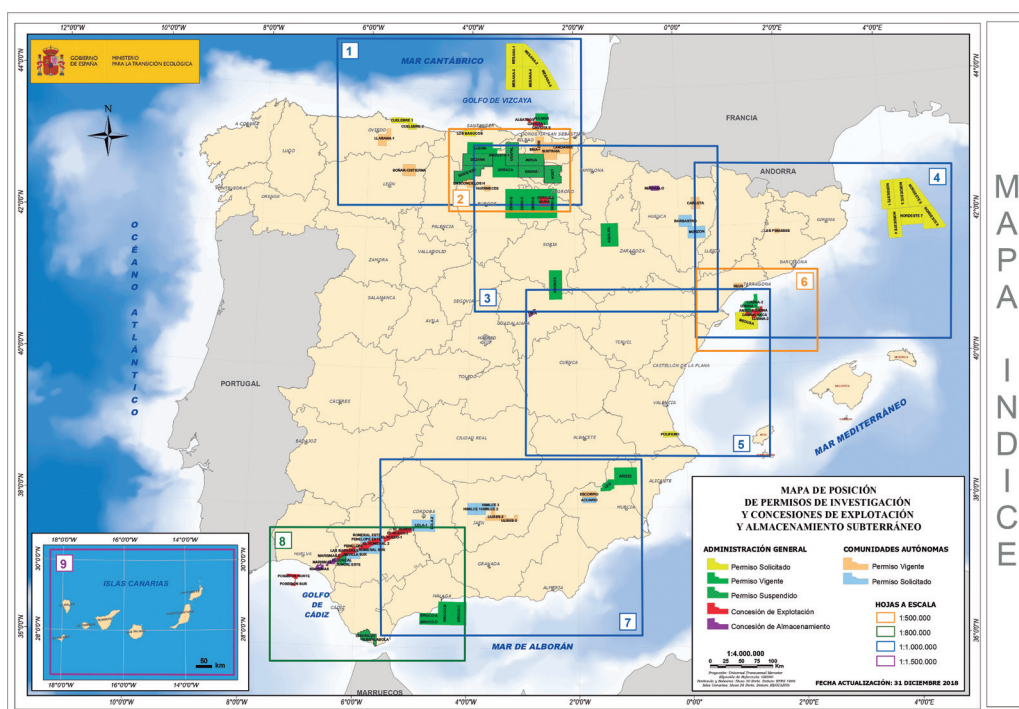
TABLA 6.1. EXTINCIÓN DE LOS PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE COMPETENCIA ESTATAL EN 2018

EMPRESAS	PERMISOS	PUBLICACIÓN	SUPERFICIE (Ha)	EXP
CAPRICORN SPAIN LIMITED	Nordeste 2	30/10/2018	96.015,00	1675
	Nordeste 3	30/10/2018	96.015,00	1676
	Nordeste 9	30/10/2018	96.315,00	1682
	Nordeste 10	30/10/2018	96.315,00	1683
	Nordeste 11	30/10/2018	96.315,00	1684
	Nordeste 12	30/10/2018	96.315,00	1685

En relación con aquellos permisos de investigación de competencia autonómica, durante el año 2018 se tuvo conocimiento de la extinción de los denominados «Burgos 5» en Castilla y León y «Lurra» en el País Vasco.

La figura 6.1 muestra el dominio de hidrocarburos a diciembre de 2018 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 más activa. Si bien el interés exploratorio se había extendido a otras zonas como el Golfo de León y el Mar Cantábrico, el contexto que rodea a la actividad parece haber revertido esta tendencia. Este mapa está disponible en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y es actualizado periódicamente¹:

FIGURA 6.1. MAPA DE POSICIONAMIENTO DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2018



¹ <https://energia.gob.es/petroleo/Exploracion/Mapa/Paginas/mapSondeos.aspx>

6.3. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

La siguiente tabla 6.2 (también la figura 6.1) muestra las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a fecha 31 de diciembre de 2018. En líneas generales, se pueden agrupar en tres grandes grupos. El primero de ellos lo componen diversas concesiones ubicadas en el valle del Guadalquivir, productoras de gas natural («Marismas», «El Romeral», «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», «Rodaballo» 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.

TABLA 6.2. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VIGOR A 31 DE DICIEMBRE DE 2018

CONCESIONES	MEDIO	EMPRESAS	B.O.E.	VIGENCIA
CASABLANCA			27/12/1978 (Otorgamiento)	28/12/1978 a 27/12/2008
			17/03/2009 (Primera prórroga)	28/12/2008 a 27/12/2018
			29/12/2018 (Segunda prórroga)	29/12/2008 a 27/12/2028
MONTANAZO D	Marino	RIPSA, Petroleum, CNWL y CEPESA EP	04/01/1980 (Otorgamiento)	05/01/1980 a 04/01/2010
			02/12/2009 (Primera prórroga)	05/01/2010 a 04/01/2020
ANGULA			03/12/1985 (Otorgamiento)	04/12/1985 a 03/12/2015
			30/12/2015 (Primera prórroga)	04/12/2015 a 03/12/2025
RODABALLO			19/09/1996 (Otorgamiento)	20/09/1996 a 03/12/2015
			30/12/2015 (Primera prórroga)	04/12/2015 a 03/12/2025
LUBINA			17/07/2012 (Otorgamiento)	18/07/2012 a 17/07/2042
POSEIDON NORTE	Marino	RIPSA	07/12/1995 (Otorgamiento)	08/12/1995 a 07/12/2025
POSEIDON SUR			07/12/1995 (Otorgamiento)	08/12/1995 a 07/12/2025
GAVIOTA I y GAVIOTA II	Marino	RIPSA y MURPHY	14/07/1983 (Otorgamiento)	15/07/1983 a 14/07/2003
			29/12/2007 (Primera prórroga)	15/07/2003 a 14/07/2013
ALBATROS	Marino		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
MARISMAS B-1			14/09/1988 (Otorgamiento)	15/09/1988 a 14/09/2018
MARISMAS C-1	Terrestre		14/09/1988 (Otorgamiento)	15/09/1988 a 14/09/2018
MARISMAS C-2			14/07/1989 (Otorgamiento)	15/07/1989 a 14/09/2018
MARISMAS A		Petroleum	30/05/1995 (Otorgamiento)	31/05/1995 a 30/05/2025
REBUJENA	Terrestre		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
EL ROMERAL 1			28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024
EL ROMERAL 2	Terrestre		28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024
EL ROMERAL 3			28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024
LAS BARRERAS	Terrestre		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
EL RUEDO-1		NUELGAS	23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
EL RUEDO-2	Terrestre		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
EL RUEDO-3			23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
VIURA	Terrestre	Unión Fenosa Gas y SHESA	25/07/2017 (Otorgamiento)	26/07/2017 a 25/07/2047

* En relación con las concesiones «Marismas B-1, C-1 y C-2», los titulares solicitaron la primera prórroga de las concesiones sin que a finales de 2018 se hubiese resuelto sobre la misma.

6.4. PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS

6.4.1. Petróleo

La producción nacional de crudo durante el año 2018 ascendió a 87 kTm, lo cual supone un descenso acusado de la producción del 28% respecto al año anterior, en el que ya se constataba una tendencia descendente en la producción (caída del 15% en 2017 y 39% en 2016). 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 2018 fueron: «Casablanca-Montanazo» (Casablanca), «Rodaballo», «Angula-Casablanca» (Boquerón) y «Lubina-Montanazo». Estos cuatro 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» donde se está produciendo petróleo condensado asociado al gas natural.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2018 se puede encontrar en la tabla 6.3.

TABLA 6.3. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CORRESPONDIENTE AL AÑO 2018

CAMPO PRODUCTOR	2018		% DEL TOTAL	VAR 17/16	2017	
	TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)			TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)
BOQUERON	20.740	152.024	24%	-26%	28.061	205.687
CASABLANCA	25.830	189.334	30%	-27%	35.216	258.133
MONTANAZO-LUBINA	33.764	247.490	39%	-19%	41.561	304.642
RODABALLO	3.443	25.237	4%	-76%	14.386	105.449
VIURA(*)	3.214	23.559	4%	289%	826	6.055
Total general	86.991	637.644	100%	-28%	120.050	879.967

(*) Producción de condensado transformada a crudo equivalente.

6.4.2. Gas natural

Durante el año 2018 se produjeron 1.070 GWh de gas natural, equivalentes a 267 millones de m³(n), cifra un 217 % superior a la del ejercicio anterior. Como en el caso del crudo, al ser muy 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» lleva sin producir desde 2015, sin embargo, tanto «Marismas» como «el Romeral» han aumentado su producción de forma considerable. En lo referente a la

6. Actividades de investigación y explotación de hidrocarburos

concesión «Viura», la perforación de un pozo «side-track» denominado «Viura-1ST3» ha implicado un aumento en la producción del campo con un incremento en su producción del 275 % comparado con la producción del año 2017. En la tabla 6.4 se puede encontrar detalle de las producciones.

TABLA 6.4. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2018

CAMPO PRODUCTOR	2018			VAR 18/17	2017	
	TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm ³ (n)	% DEL TOTAL		TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm ³ (n)
El Romeral	27,71	2,37	3%	193%	9,47	0,81
El Ruedo	0,00	0,00	0%	0%	0,00	0,00
Marismas	28,19	2,41	3%	45%	19,45	1,66
Poseidón	32,64	2,79	3%	-23%	42,17	3,60
Viura	887,08	75,82	91%	275%	236,64	20,23
TOTAL	976	83	100%	217%	308	26

6.5. ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS 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.

6.6. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018

Normativa estatal

- Real Decreto 1339/2018, de 29 de octubre, por el que se desarrolla el 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. (BOE 30/10/2018)

Esta norma desarrolla los requisitos que deben reunir las operaciones relacionadas con la investigación y explotación de hidrocarburos en el medio marino para prevenir accidentes graves y limitar sus consecuencias, con objeto de alcanzar un alto grado de protección para las personas, los bienes y el medioambiente.

6. Actividades de investigación y explotación de hidrocarburos

TABLA 6.5. CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2018

TITULAR	CONCESIÓN	BOE	SUPERFICIE (ha)	VIGENCIA	UBICACIÓN
ENAGÁS 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
ENAGÁS TRANSPORTE S.A.U.	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	6.519,00	12/09/2007 11/09/2037	Guadalajara
ENAGÁS 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	04/08/2011 03/08/2041	Sevilla y Huelva

7. SECTOR DEL GAS NATURAL

7.1. INTRODUCCIÓN

Se incluye en este apartado una descripción del sector del gas natural en España, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la oferta, tanto de producción nacional como del origen de las importaciones, junto con una descripción de los mercados mayorista y minorista, incluyendo un informe sobre el nivel de precios.

El apartado recoge también una somera descripción de las infraestructuras del sistema y una enumeración de la normativa aprobada a lo largo del año.

7.2. PRINCIPALES MAGNITUDES

7.2.1. Evolución de la demanda

La demanda de gas natural en el mercado español alcanzó en 2018 los 349,3 TWh, lo que supuso un pequeño decremento del -0,4 % respecto al consumo del año 2017, año en el que el consumo creció un 9%.

La demanda del sector convencional, que engloba el consumo industrial (incluida la cogeneración), doméstico y comercial, alcanzó 287,5 TWh, lo que supuso un máximo histórico y un 4,5% superior al del año anterior. El crecimiento de la demanda convencional en términos absolutos es de 12,4 TWh y se debió principalmente al sector industrial.

Por otro lado, la demanda de gas en las centrales de ciclo combinado alcanzó los 61,8 TWh, un 18,3% inferior respecto al año anterior debido al aumento de la producción de electricidad mediante centrales hidráulicas.

En las tablas siguientes se refleja la variación de la demanda para el período 2010-2018, distinguiendo entre mercado convencional y las centrales de generación eléctrica mediante ciclo combinado.

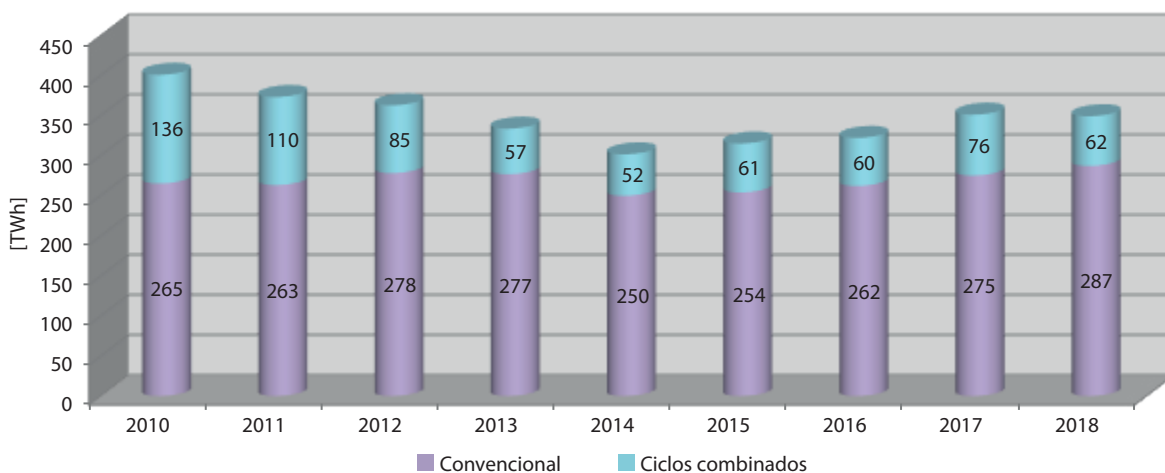
TABLA 7.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL

Unidad: TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	% 2018/2017
Convencional	265	263	278	277	250	254	262	275	287	4,5%
Ciclos combinados	136	110	85	57	52	61	60	76	62	-18,3%
Total	401	373	363	334	302	315	321	351	349	-0,6%

FUENTE: ENAGÁS GTS.

7. Sector del gas natural

FIGURA 7.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL



FUENTE: ENAGÁS GTS.

Distribución geográfica de la demanda

Las comunidades autónomas más consumidoras de gas natural durante 2018 fueron Cataluña, Andalucía y Comunidad Valenciana que aglutinan alrededor del 50% 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 de Madrid.

La gran demanda industrial de gas de estas tres regiones se explica por la presencia de sectores intensivos en consumo de gas como son la industria química y la de refinado de petróleo, en el caso de Cataluña y Andalucía y la fuerte presencia de industria de materiales de construcción, con cogeneraciones asociadas, en el caso de la Comunidad Valenciana.

7.2.2. Oferta de gas natural

En el año 2018 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 2018 fue de 976 GWh, apenas un 0,25% del total de aprovisionamientos del sistema gasista español, concentrado principalmente en el yacimiento de Viura con 887 GWh, lo que supone el 91% de la producción, seguido de los yacimientos de Poseidón y El Romeral.

A la producción de los yacimientos nacionales hay que sumar la de la planta de producción de biometano de Valdemingómez (Madrid) que en 2018 inyectó 96 GWh en la red de transporte.

b. Importaciones

La escasa aportación de la producción nacional precisó en 2018 de un flujo de importaciones de 391.435 GWh, con un ligero incremento del 0,6% respecto al año anterior. El gas procedió de 14 países distintos, 3 más que el año anterior, al incorporarse Rusia, República Dominicana y Camerún como nuevos suministradores, incrementando la diversificación de los aprovisionamientos.

Como se recoge en la tabla 7.2, Argelia se mantiene como primer proveedor, con el 51,20% de los aprovisionamientos, seguido por Nigeria (11,7 %), Francia (10,4 %) y Qatar (9,6%). Cabe destacar en primer lugar el incremento de los suministros procedentes de Argelia, que aumentaron un 7% 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 Trinidad y Tobago y de GN procedente de Portugal, con crecimientos respecto al año 2017 del 300% y 600% respectivamente.

Por sexto año consecutivo, los suministros en forma de GN superaron a los de GNL, el suministro de GN se incrementó un 10% y el de GNL disminuyó un 9%. El GN supuso un 57% del aprovisionamiento, mientras que el 43% restante llegó en forma de GNL, lo que supone un aprovisionamiento de GNL y GN más desequilibrado que el año anterior.

En 2018 las importaciones de gas natural a través de las citadas conexiones internacionales se situaron en 224.433 GWh. Los gasoductos internacionales con mayor porcentaje del aprovisionamiento de GN fueron el gasoducto del Magreb, con punto de entrada a la península por Zahara de los Atunes y Medgaz, con entrada por Almería, proporcionando entre los dos un 81,6% de las entradas de gas natural por gasoducto. Por su parte, las interconexiones con Francia aprovisionaron el 17,8% de las entradas de gas natural por gasoducto, mientras que las entradas a través de Portugal continuaron siendo irrelevantes a pesar de su crecimiento.

En relación al GNL, durante el año 2018, 192 buques descargaron 167.001 GWh en las plantas de regasificación españolas, siendo en las instalaciones de Barcelona, Huelva y Bilbao donde se descargó el mayor número de buques, con 73, 51 y 35 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 870 GWh.

7. Sector del gas natural

TABLA 7.2. ORIGEN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Origen de los suministros					
Gwh	2017	%	2018	%	% 2018 s/2017
Argelia GN	161.243	41,38%	184.097	46,90%	6,9%
Argelia GNL	26.767	6,87%	16.850	4,29%	6,9%
Angola GNL	3.111	0,80%	1.033	0,26%	-66,8%
Nigeria GNL	48.592	12,47%	45.968	11,71%	-5,4%
Qatar GNL	38.977	10,00%	37.687	9,60%	-3,3%
Estados Unidos GNL	8.543	2,19%	3.020	0,77%	-64,6%
Perú GNL	39.441	10,12%	19.295	4,92%	-51,1%
Trinidad y Tobago GNL	6.117	1,57%	24.242	6,18%	>100%
Noruega GNL	10.070	2,58%	6.562	1,67%	-34,8%
Francia GN	44.084	11,31%	40.230	10,25%	-7,6%
Francia GNL	0	0,00%	487	0,12%	6,9%
Portugal GN	15	0,00%	106	0,03%	>100%
Nacional GN	419	0,11%	1.061	0,27%	>100%
Egipto GNL	1.127	0,29%	0	0,00%	N/A
Bélgica GNL	0	0,00%	896	0,23%	N/A
Rusia GNL	0	0,00%	9.761	2,49%	N/A
República Dominicana GNL	0	0,00%	338	0,09%	N/A
Camerún GNL	0	0,00%	863	0,22%	N/A
Países Bajos GNL	1.198	0,31%	0	0,00%	N/A
TOTAL APROVISIONAMIENTOS	389.704	100,00%	392.496	100,00%	0,7%

FUENTE: ENAGÁS GTS.

c. Exportaciones

Las exportaciones de GN mediante interconexiones internacionales alcanzaron 30.993 GWh, lo que supone un aumento del 11% respecto al año 2017. Las exportaciones a través del «Virtual Interconnection Point» (VIP) Ibérico (punto de interconexión virtual con Portugal que engloba los gasoductos internacionales de Tuy y Badajoz) representaron un 62,1% del total, mientras que las exportaciones a través del VIP Pirineos (que incluye los gasoductos de Irún y Larrau), representaron el 24,1%. Hay que destacar el gran aumento de la exportación de gas hacia Francia, que se multiplicó casi por 9 con respecto al año 2017.

Por otro lado, la exportación de GNL a través de buques experimentó un crecimiento del 372% con respecto al año 2017, alcanzando los 4.972 GWh.

En la tabla 7.3 se muestran las salidas de gas natural.

TABLA 7.3. SALIDAS DE GAS NATURAL

Salidas Sistema			
Gwh	2017	2018	% 2018 s/2017
Recarga buques	1.052	4.972	372,6%
Salidas VIP Pirineos	892	8.667	871,6%
Salidas VIP Ibérico	29.854	22.326	-25,2%
TOTAL SALIDAS	31.798	35.965	13,1%

FUENTE: ENAGÁS GTS.

En la tabla 7.4 se encuentra el detalle de las entradas y salidas de gas natural.

TABLA 7.4. SALDO ENTRADAS/SALIDAS DE GAS NATURAL

Saldo Entradas/Salidas Sistema	2017	2018	% 2018 s/2017
Total aprovisionamientos (1)	389.704	392.496	0,7%
Nacional GN (2)	419	1.061	153,2%
Total importaciones (3) = (1) - (2)	389.285	391.435	0,6%
Total salidas (4)	31.798	35.965	13,1%
TOTAL IMPORTACIONES NETAS (3)-(4)	357.487	355.470	-0,6%

FUENTE: ENAGÁS GTS.

7.3. MERCADO MAYORISTA

Los comercializadores de gas son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y su desarrollo, 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 Competencia¹, distinguiendo aquellos que sólo operan en el mercado mayorista. A 31 de diciembre de 2018, el número de comercializadores registrados ascendía a 180, lo que supone un incremento neto de 9 comercializadores en el año 2018, al producirse 19 altas y la baja de 10 empresas.

El número de empresas comercializadoras activas, considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista, ascendía a 112 a finales de 2018, frente a las 108 que figuraban a finales del año anterior.

¹ <https://www.cnm.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-gas#listados>

7. Sector del gas natural

El mercado mayorista de gas en España está integrado por las operaciones de compra-venta de gas natural realizadas entre los comercializadores dentro del sistema español. Las cuotas de mercado de aprovisionamiento, desde el punto de vista de las compañías importadoras de gas, se correlacionan en gran medida, con las cuotas de venta a consumidores finales, por lo que el mercado mayorista se utiliza principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de los agentes, o para adaptarse a las variaciones de demanda.

No obstante, en este mercado se van incorporando empresas que sólo operan en el mercado mayorista, *traders*, sin realizar ventas a consumidores finales, al igual que comercializadores que centran su actividad solo en la venta de gas a consumidores finales y realizan las compras directamente en el mercado mayorista español sin realizar importaciones.

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 (PVB). 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 constituyó como 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, la 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, mientras que los gestores de red de los sistemas gasistas español y portugués deberán participar en un 20% del capital, con las mismas proporciones que los operadores de los mercados eléctricos. El resto del capital queda abierto a la participación de cualquier inversor, con un límite máximo del 5% del capital, que se reduce al 3% en caso de inversores energéticos. Como restricción adicional la suma de participaciones de sociedades que realicen actividades en el sector energético no podrá superar el 30% del capital.

La sociedad MIBGAS, S.A, es el operador del mercado 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° 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).

El Mercado Organizado de Gas, que comenzó a operar en el mes de diciembre de 2015, dispone de una plataforma donde se pueden negociar los productos de entrega de gas en el PVB y en otros puntos del Sistema Gasista (plantas de GNL) para distintos horizontes temporales. Todos los transportistas, distribuidores, comercializadores y consumidores directos de gas pueden vender o comprar gas mediante estos productos en función de sus compromisos y necesidades. Asimismo, y conforme al código de red de balance, el gestor de la red de transporte participa en el Mercado Organizado de Gas para comprar o vender el gas necesario para realizar sus acciones de balance y asegurar la viabilidad de los programas.

En el año 2018 el número de agentes registrados en MIBGAS fueron 82, lo que supone 17 agentes más que el año anterior, de los cuales 52 han tenido actividad durante 2018. El volumen de transacciones en el año 2018 realizadas en el mercado MIBGAS alcanzó los 24.261 GWh frente a los 13.376 GWh del año 2017, lo que supone un aumento del 81% del volumen de negociación y alrededor del 7% de la demanda de gas del año. El producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación) es el que registró mayores volúmenes de negociación con un 39% del volumen total negociado, seguido del producto mensual (26%) y del producto diario (24%).

Además, el 24 de abril de 2018, comenzó a operar la plataforma MIBGAS Derivatives para la negociación de productos a plazo de gas natural con entrega física en el PVB, realizándose la compensación y liquidación de estos productos en la propia plataforma.

Además de las plataformas anteriores, los usuarios también pueden registrar transacciones OTC (operaciones fuera de mercado tanto intermediadas como bilaterales) en la plataforma MS-ATR de Enagás GTS. Esta plataforma permite a los usuarios registrar operaciones tanto en el PVB como en cada una de las seis plantas de re-gasificación así como en los almacenamientos subterráneos. En el año 2018, 90 agentes registraron un total de 194.076 transacciones bilaterales en dicha plataforma, con un incremento del 9,8% respecto al año anterior, con un volumen negociado de gas natural de 498.138 GWh (incremento del 3,4%). Mientras que en el año

7. Sector del gas natural

2017 las plantas fueron el punto de entrega mayoritario, en el año 2018 el PVB acumuló el 96% del número de operaciones y el 52% de los volúmenes transaccionados.

En el año 2018, el precio medio del producto diario en MIBGAS fue de 24,42 €/MWh, lo que supone un incremento de 3,4 €/MWh respecto al precio promedio del año 2017. Durante el primer trimestre del año, el precio en España osciló entre 19 y 23 €/MWh, excepto en la primera semana de marzo, en la que se produjo un repunte en el precio debido a la ola de frío conocida como «La Bestia del Este» que tuvo lugar entre el 24 de febrero y el 19 de marzo, afectando a todos los países del noroeste de Europa. Durante la ola de frío el incremento de la demanda se tradujo en un incremento de los precios que llevó al NPB británico a registrar valores en torno a los 74 €/MWh y al TTF holandés, el PEGNord francés y al PSV italiano a cotizar por encima de los 56 €/MWh. El PVB consiguió mantenerse alejado de estos elevados precios, ya que su valor máximo en ese período se produjo el 1 de marzo alcanzando los 33,94 €/MWh.

Durante el segundo y tercer trimestre, el precio del gas en el PVB siguió una tendencia ascendente hasta alcanzar los 29 €/MWh, principalmente por la evolución al alza de la cotización del crudo Brent. En el cuarto trimestre se produjo un cambio de tendencia y se inició un descenso de los precios, como consecuencia del incremento mundial de la producción de GNL y la bajada del Brent.

7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

7.4.1. Situación del mercado minorista

Según los datos disponibles a finales de 2018 el número de clientes con suministro de gas natural ha superado los 7.870.600, aumentando en 74.500 clientes respecto a 2017. Por grupos societarios, Naturgy tiene la mayor cuota en número de consumidores, con 4.185.258 consumidores (53,18%), seguido de Endesa con 1.527.035 (19,40%), Iberdrola con 1.017.071 (12,92%), EDP con 895.352 (11,38%) y Repsol con 98.253 (1,25%).

El número de clientes suministrados a precio libre es, a fecha de finales de 2018, de 6.281.012, lo que supone el 79,80% del total de clientes de gas, mientras que los clientes suministrados a tarifa de último recurso son 1.589.578, representando el 20,20% del total de clientes. El grupo empresarial que tienen mayor porcentaje de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso es Naturgy, con un 30,8% de sus clientes; por el contrario, en el resto de grupos empresariales el porcentaje de clientes acogidos a la tarifa de último recurso es inferior (15,3% en el caso de Endesa, el 5,7 % en el caso de EDP y el 1,6% en el caso de Iberdrola).

Respecto a las cuotas determinadas por ventas (GWh), en el año 2018, los grupos societarios con mayores ventas han sido Naturgy (38,13%), seguido de Endesa (16,86%), Iberdrola (7,84%), UFG Comercializadora

(6,92%), Cepsa (5,68%) y Galp (3,88%). El resto de comercializadores con una cuota inferior al 5%, suman en conjunto una cuota de mercado del 20,70% en términos de ventas.

Como hechos relevantes en el plano empresarial, durante 2018 se produjo el cambio de denominación del Grupo Gas Natural Fenosa y sus comercializadoras al grupo Naturgy, la compra de las comercializadoras del Grupo Viesgo por parte de REPSOL y la fusión de empresas comercializadoras del grupo Audax.

7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural

El artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece que la tarifa de último recurso (TUR) será el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, tengan derecho a acogerse a la misma. Por otra parte, la ley habilitó al Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de la tarifa de último recurso de gas natural o un sistema de determinación y actualización automática de la misma.

En desarrollo de lo anterior, 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, estableció en su artículo 25.1 que el Ministro, mediante orden y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de gas natural. Asimismo, este artículo dispone que en dichas órdenes se establecerán los valores concretos de las tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización de los mismos.

Conforme con lo anterior, el Ministro de Industria Turismo y Comercio dictó la Orden ITC/2857/2008, de 10 de octubre, por la que se establece la tarifa del suministro de último recurso de gas natural, incluyendo en sus artículos 4 y 5 las condiciones generales aplicables al suministro y las unidades de facturación y medida. Posteriormente, mediante la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, se estableció la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso.

De esta manera actualmente la tarifa de último recurso es una tarifa a la que pueden acogerse los consumidores conectados a redes de gas natural con presiones inferiores a 4 bar, cuyos consumos sean inferiores o iguales a los 50.000 kWh anuales. Son de aplicación dos tarifas:

- a. TUR.1, aplicable a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 5.000 kWh.
- b. TUR.2, aplicable a los consumidores con consumo superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh.

7. Sector del gas natural

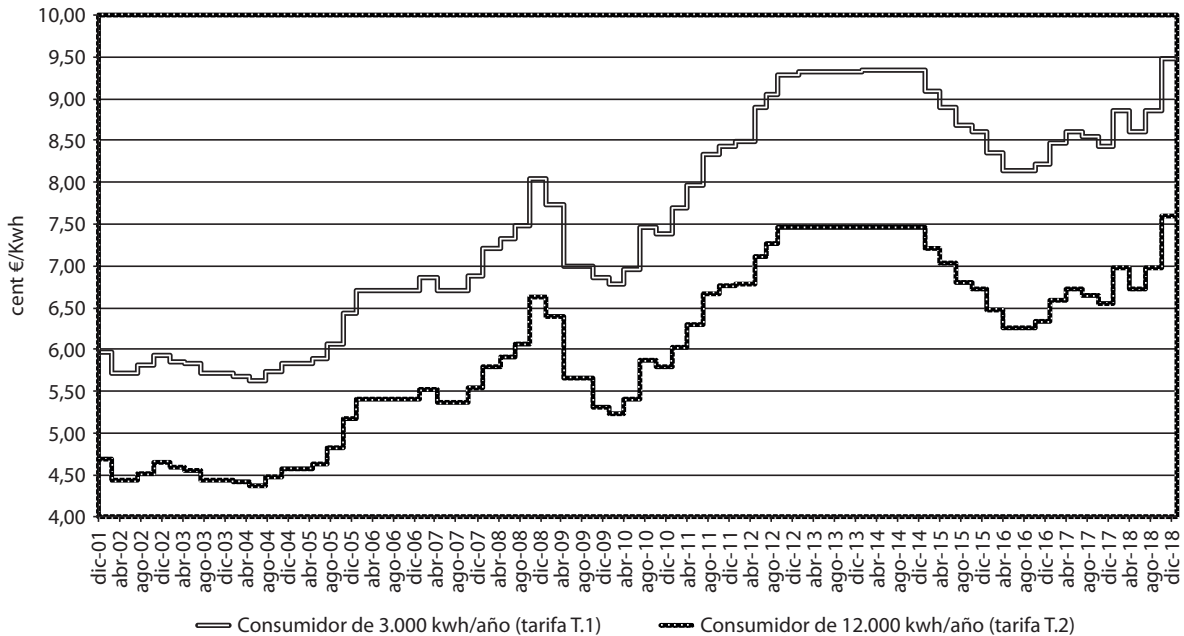
De acuerdo a lo establecido en la citada Orden ITC/1660/2009, los términos fijos y variables de estas tarifas se actualizan en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor. Asimismo, el término variable se actualiza, con carácter trimestral, el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Las revisiones se realizarán mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

En 2018, las tarifas de último recurso de gas natural se actualizaron al alza en las revisiones de enero, julio y octubre y a la baja en la revisión de abril, principalmente por la oscilación del coste de la materia prima en los mercados internacionales. En la revisión de enero de 2018 el término variable de la TUR.1 subió un 7,1% y el de la TUR.2 un 8,23%. Posteriormente, en la revisión de abril la TUR.1 y TUR.2 descendieron en un 3,9% y 4,5% respectivamente. Durante el segundo semestre de 2018 el incremento de los precios de la materia prima en los mercados internacionales se tradujo en dos revisiones consecutivas al alza de los términos de la tarifa, incrementándose los términos variables de la TUR.1 un 4,1% y un 9,5% en julio y octubre. Por su parte el término variable de la TUR2 se incrementó un 4,8% y un 10,9% en julio y octubre respectivamente.

TABLA 7.5. 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
01-ene-16	4,34	-0,46%	4,939289	-3,63%	8,67	-1,92%	4,251889	-4,20%
01-abr-16	4,34	0,00%	4,762449	-3,58%	8,67	0,00%	4,075049	-4,16%
01-oct-16	4,34	0,00%	4,824488	1,30%	8,67	0,00%	4,137088	1,52%
01-ene-17	4,31	-0,69%	5,046543	4,60%	8,45	-2,54%	4,359143	5,37%
01-abr-17	4,31	0,00%	5,160230	2,25%	8,45	0,00%	4,472830	2,61%
01-jul-17	4,31	0,00%	5,097607	-1,21%	8,45	0,00%	4,410207	-1,40%
01-oct-17	4,31	0,00%	5,015404	-1,61%	8,45	0,00%	4,328004	-1,86%
01-ene-18	4,28	-0,70%	5,371476	7,10%	8,44	-0,12%	4,684076	8,23%
01-abr-18	4,28	0,00%	5,162097	-3,90%	8,44	0,00%	4,474697	-4,47%
01-jul-18	4,28	0,00%	5,375667	4,14%	8,44	0,00%	4,688267	4,77%
01-oct-18	4,28	0,00%	5,886958	9,51%	8,44	0,00%	5,199558	10,91%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

FIGURA 7.2. EVOLUCIÓN FACTURA ANUAL EN CTS/KWH PARA CONSUMIDORES ACOGIDOS A TUR1 Y TUR2

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

7.4.3. Evolución de los precios. Comparación con otros países

Los precios medios del gas natural para clientes domésticos e industriales publicados por Eurostat semestralmente son calculados por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en base a los datos remitidos por las comercializadoras de gas natural.

En el primer semestre de 2018, los precios domésticos fueron menores a los del período análogo de 2017 para las bandas D2 y D3 (-0,3% y -0,8%) y mayores en la banda D1 (+4,4%). En cuanto a los precios industriales se incrementaron en las bandas I5 e I6 (+6,8%, +4,6%) y se redujeron en las bandas I1, I2, I3 e I4 (-6,1%, -4,3%, -3,1% y -7,9%).

En relación con otros países europeos, los precios medios sin impuestos del gas se situaron en el primer semestre de 2018 ligeramente por encima de la media europea en el caso del gas para usos industriales y en los puestos más altos en el caso del gas para uso doméstico.

7. Sector del gas natural

**TABLA 7.6. 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	5,9947	5,0116	4,0986
2008	6,4118	5,2943	4,5068
2009	6,1305	4,9435	4,0776
2010	5,8444	4,5895	4,0809
2011	5,8118	4,5600	4,0809
2012	7,3600	5,6000	4,9413
2013	7,2036	5,8176	5,4576
2014	7,6536	5,9832	5,1948
2015	7,3908	5,8104	5,0796
2016	6,8796	5,3640	4,4064
2017	6,7140	5,2776	4,4640
2018	7,0092	5,2627	4,4278

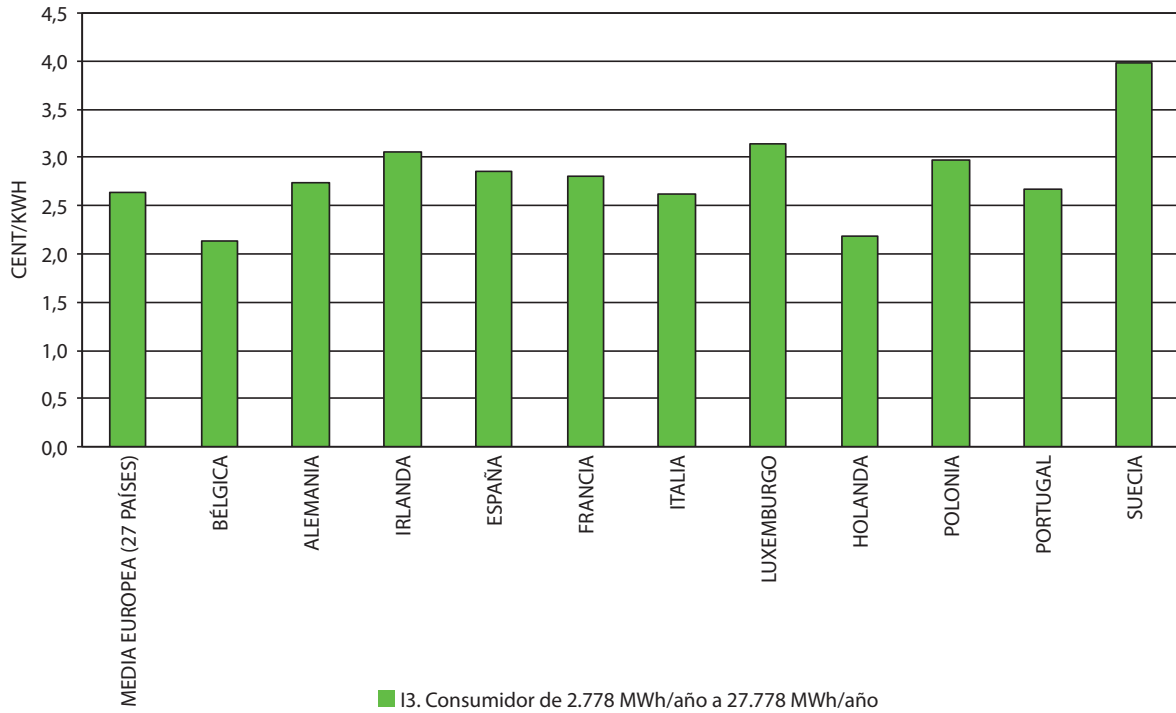
Nota: Valores del primer semestre de cada año.
FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

**TABLA 7.7. 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	3,1838	2,6312	2,5466	2,4109	1,9926	1,9717
2008	3,5570	3,1896	3,0015	2,8039	2,5605	2,4833
2009	4,4416	3,3764	2,9215	2,5175	2,3072	2,1021
2010	4,0321	3,4142	2,8416	2,4832	2,3243	2,0178
2011	3,7688	3,8725	3,1153	2,8383	2,6485	2,4504
2012	4,6845	4,6252	4,6252	3,3229	3,1419	3,6200
2013	4,8204	4,7412	3,8340	3,4308	3,2400	3,2220
2014	4,8996	4,5072	3,6828	3,3084	3,1644	3,1212
2015	4,8132	4,4280	3,6504	3,1896	2,9952	2,8764
2016	4,2696	3,5748	2,7576	2,3904	2,0412	1,9548
2017	3,9060	3,6468	2,6744	2,3857	2,1564	2,1507
2018	3,6661	3,4895	2,8468	2,4146	2,3032	2,2863

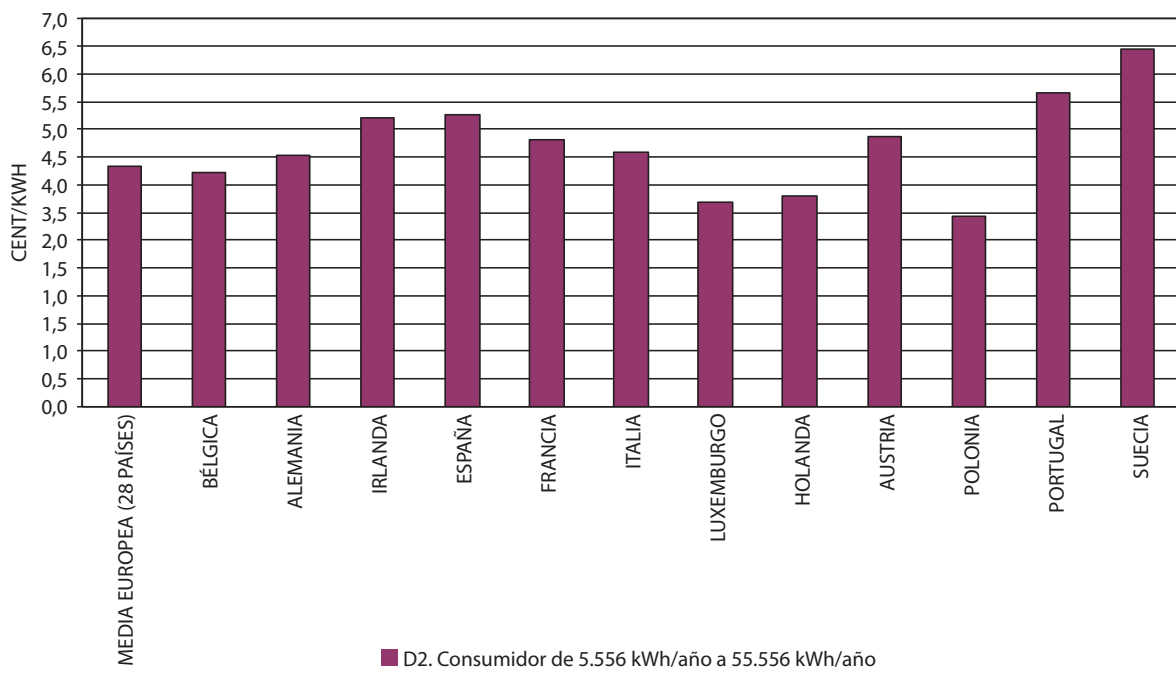
Nota 1: El valor del año 2007 corresponde al valor del segundo semestre. En todos los demás años se da como valor anual el del primer semestre.
FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

FIGURA 7.3. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2018



FUENTE: Eurostat.

FIGURA 7.4. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS PRIMER SEMESTRE 2018



FUENTE: Eurostat.

7.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

7.5.1. Estructura empresarial

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.

Dentro de la red de gasoductos de transporte, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, distingue la red de transporte primario, constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño igual o superior a 60 bar, y la red de transporte secundario de gas natural constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar. Asimismo, dentro de los gasoductos de transporte primario se distinguen los gasoductos de la Red Troncal y los gasoductos de influencia local.

Los gasoductos de la Red Troncal, son aquellos gasoductos interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro excluyendo la parte de los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se considerarán incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

La ley exige separación de propiedad de las instalaciones de la red troncal respecto a las empresas que realicen actividades de producción y suministro, debiendo, los titulares de instalaciones de la red troncal obtener una certificación de cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Respecto al resto de las instalaciones de transporte, la ley exige separación legal en relación con las empresas que realicen actividades de producción y suministro.

En el año 2018 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. En la Tabla 7.13, más adelante, se puede encontrar el listado de aquellas que percibieron retribución por su actividad en 2018.

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 relación a la separación de actividades la Ley 34/1998, de 7 de octubre, exige a las empresas distribuidoras separación funcional en relación a las actividades de producción y suministro. Asimismo, el artículo 63.6, exige a las empresas distribuidoras que formen parte de un grupo de sociedades que desarrollen actividades reguladas y no reguladas que no creen confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marcar respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

En 2018 figuraban en el registro de empresas distribuidoras de gas natural un total de 20 empresas. En la Tabla 7.16, más adelante, se puede encontrar el listado de aquellas que percibieron retribución por su actividad en 2018.

c. Gestor Técnico del Sistema

Es la sociedad responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, con 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 ENAGÁS, 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 ENAGÁS, 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, ENAGÁS Transporte S.A.U. y ENAGÁS 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 éste 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.

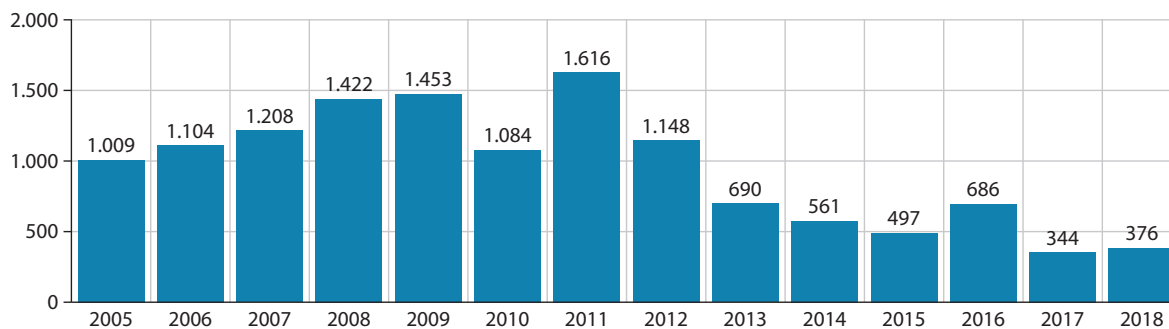
Por último, la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2016, en su artículo 7º otorgó al Gestor Técnico del Sistema la responsabilidad 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.

7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural

En este epígrafe se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2018 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, 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.

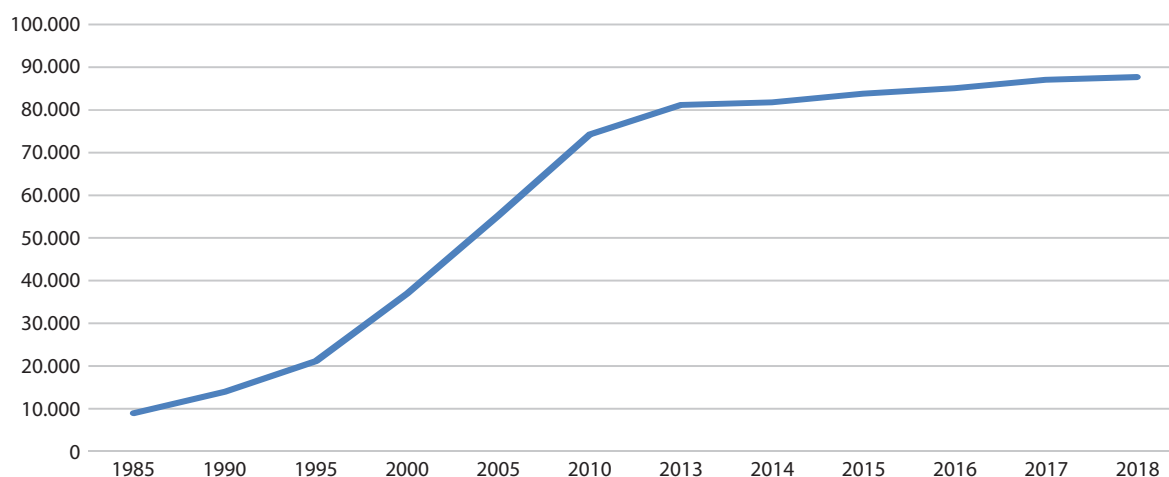
Como muestra la figura 7.5, las inversiones materiales en la red de transporte y distribución de gas natural en el ejercicio 2018 ascendieron a 376 millones de euros lo que supone unos valores ligeramente superiores a los del año anterior.

FIGURA 7.5. INVERSIONES MATERIALES Y EVOLUCIÓN DE LA RED (MILLONES DE EUROS)

FUENTE: SEDIGAS.

TABLA 7.8. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL (KM)

	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Kilómetros	8.932	13.965	21.162	37.022	55.295	74.273	81.188	81.806	83.830	85.108	87.070	87.700

FUENTE: SEDIGAS.
Informe Anual 2018.**FIGURA 7.6. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE GAS NATURAL (KM)**

Durante el año 2018, en lo que respecta a infraestructuras gasistas sometidas a planificación vinculante, hay que destacar que no se han puesto en marcha nuevas infraestructuras de transporte.

Respecto al número de municipios que disponen de gas natural, durante 2018 se confirma la tendencia a alza observada en los últimos años, con 33 nuevos municipios incorporados a la red de gas natural, que suma en la actualidad 1.792 municipios. En la actualidad casi un 80% de la población vive en municipios con gas natural, pero únicamente un 30% de las viviendas cuenta con suministro de gas natural, por lo que existe margen de crecimiento.

7. Sector del gas natural

Al término de 2018 España contaba con 7,9 millones de puntos de suministro, gracias a la incorporación en ese año de más de 80.000 nuevos puntos de suministro, manteniéndose la línea ascendente de años anteriores como se puede apreciar en la tabla 7.9.

TABLA 7.9. EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO (EN MILES).

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018
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	7.890

FUENTE: SEDIGAS.
Informe Anual 2018.

En resumen, a finales del año 2018 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Plantas de regasificación: situadas en Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugar dos. En 2018 se mantuvo la capacidad de almacenamiento de GNL (3.316.500 m³ de GNL), así como la capacidad de regasificación (6.862.800 m³(n)/h).

TABLA 7.10. 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 (ENAGÁS)	760.000	1.950.000	6	15	2	266.000
Huelva (ENAGÁS)	619.500	1.350.000	5	15	1	180.000
Cartagena (ENAGÁS)	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
Mugar dos (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: ENAGÁS GTS.
Informe «El Sistema Gasista 2018».

Continúa la tramitación de la autorización administrativa de las dos plantas de regasificación de las Islas Canarias, ubicadas en Granadilla de Abona (Tenerife) y Arinaga (Gran Canaria) y promovidas por GASCAN. Por su parte, la planta de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A. en el puerto de El Musel (Gijón) continúa sin entrar en operación, en aplicación de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo. Tras el restablecimiento de su tramitación administrativa establecida por aplicación del Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, se encuentra en el órgano ambiental sometida al procedimiento de evaluación de impacto ambiental.

TABLA 7.11. CAPACIDAD PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN TRAMITACIÓN

Planta de regasificación	Capacidad de almacenamiento m ³ (n)	Capacidad de vaporización (m ³ (n)/h)	Nº de tanques
El Musel (ENAGÁS)	300.000	800.000	2
Tenerife (GASCAN)	150.000	150.000	1
Gran Canaria (GASCAN)	150.000	150.000	1
Total	600.000	1.100.000	4

FUENTE: ENAGÁS GTS.

b. Red de gasoductos.

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: Almeria-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

c. Almacenamientos subterráneos.

- Gaviota (offshore).
- Serrablo.
- Yela.
- Marismas.

d. Conexiones internacionales.

- 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).

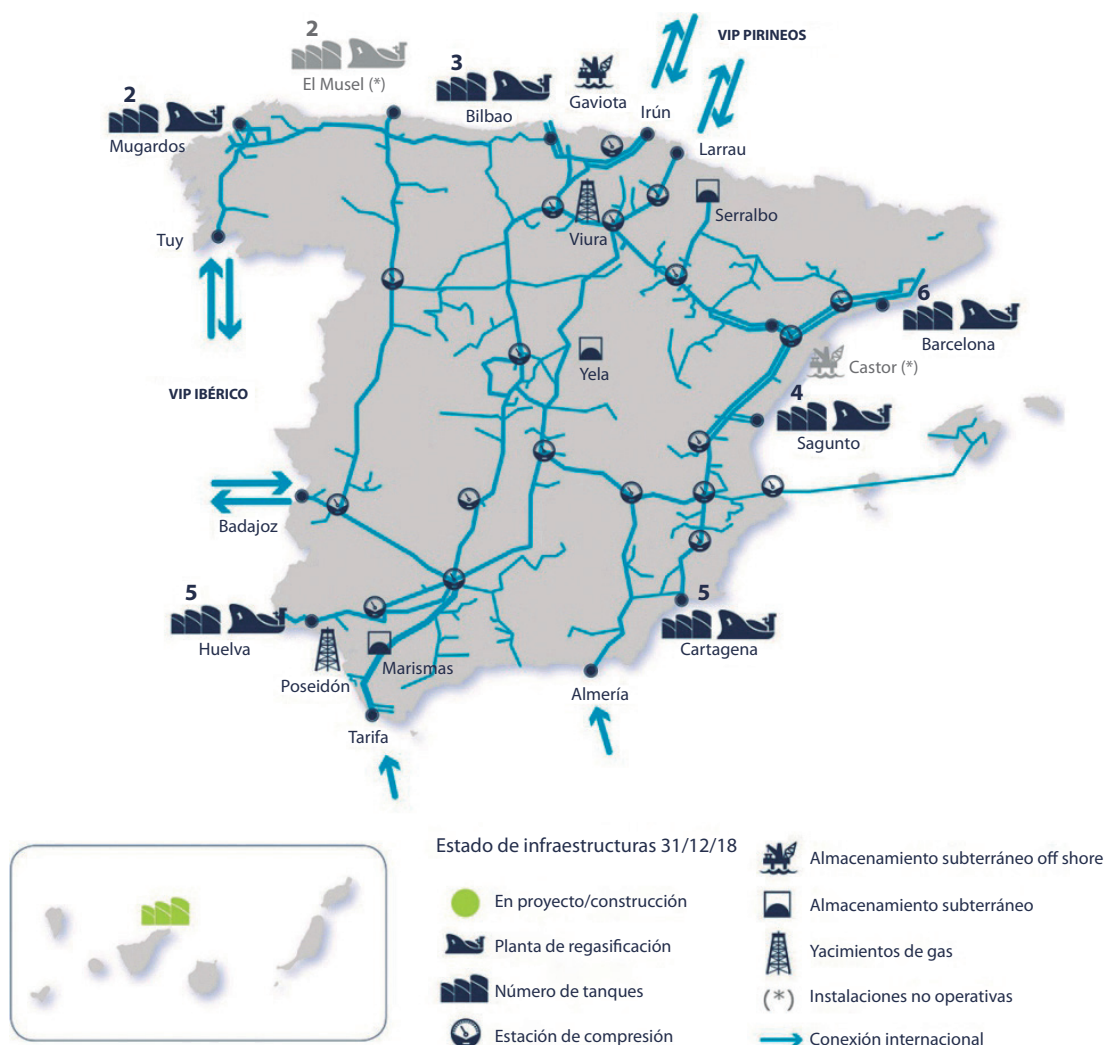
7. Sector del gas natural

TABLA 7.12. 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: ENAGÁS GTS.

FIGURA 7.7. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS EN ESPAÑA





FUENTE: SEDIGAS.
Informe 2018.

7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS

En el año 2018 el régimen económico de todas las instalaciones del sistema gasista se encontraba regulado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, que otorgó al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la competencia de establecimiento de peajes y cánones de acceso así como de la fijación de la retribución anual de las actividades reguladas de distribución, regasificación y transporte de gas natural, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos e informe preceptivo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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, imponiendo 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.

En el año 2019 con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, se traspasó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia la responsabilidad de la fijación de retribuciones y peajes y cánones de acceso a las instalaciones de distribución, transporte y plantas de regasificación, permaneciendo en el Gobierno las competencias para establecer las retribuciones y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos.

7.6.1. Estrategia de lucha contra la pobreza energética

El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, en sus artículos 5 a 11, disposición adicional novena y anexo I creó la figura del bono social térmico, con cargo a los Presupuestos del Estado y destinado a que los hogares más vulnerables puedan hacer frente a los gastos de calefacción, agua caliente y cocina.

Los beneficiarios serán los mismos del bono social eléctrico a 31 de diciembre del año anterior, así como aquellos que antes de dicha fecha hubiesen presentado la solicitud completa y esta se hubiera resuelto favorablemente. La cantidad consignada se repartirá entre los beneficiarios en forma de pago único en función del grado de vulnerabilidad y la zona climática en la que se localice la vivienda.

7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

a. Actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, establece períodos 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.

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) y retribución por continuidad de suministro (RCS).

El término RD se compone a su vez 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 2018 fueron publicadas en el anexo I de la 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. En las retribuciones aprobadas se incluyeron revisiones de la retribución en concepto de RCS de los años 2016 y 2017 al sustituirse las previsiones de demanda por las cifras reales.

La retribución al transporte en el año 2017 ascendió a 831.814.558,96 €, lo que incluye 577.881.845,96 € en concepto de RD, 239.443.304,78 € en concepto de RCS y 14.489.408,22 € como consecuencia de ajustes de años anteriores.

TABLA 7.13. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE EN 2018

[€]	Total retribución RD +RCS 2018	Corrección RCS 2014	Corrección RCS 2015	Corrección RCS 2016	Corrección RCS 2017	RD 2017 por nuevas instalaciones	Total correcciones RCS a incluir liquidación 2017	TOTAL
Gas Natural CEGAS, S.A.	3.534.697,98	-24,34	-48,56	506,90	69.501,72	0,00	69.935,72	3.604.633,71
Enagas Transporte, S.A.	675.488.609,96	10.963,15	22.236,65	117.774,31	12.051.143,37	0,00	12.202.117,48	687.690.727,43
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	27.390.882,71	1.779,63	3.600,07	6.960,27	432.359,01	0,00	444.698,99	27.835.581,69
Gas Natural Andalucía S.A.	3.803.000,96	-21,60	-43,09	449,83	61.677,38	0,00	62.062,52	3.865.063,48
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	4.222.078,92	-24,73	-49,32	514,86	70.593,32	0,00	71.034,13	4.293.113,05
Gas Extremadura Transportista, S.L.	6.893.199,53	-40,75	-81,28	848,45	116.332,66	0,00	117.059,08	7.010.258,61
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	6.819.436,86	-14,86	-64,12	746,84	101.655,94	0,00	102.323,80	6.921.760,66
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	515.833,18	-3,28	-6,55	68,34	9.370,03	0,00	9.428,54	525.261,71
Regasificadora del Noroeste, S.A.	7.918.831,13	-43,30	-86,36	901,46	123.601,55	0,00	124.373,36	8.043.204,49
Redexis Gas Murcia, S.A.	1.966.579,98	-12,06	-24,05	251,07	34.424,68	0,00	34.639,64	2.001.219,62
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	18.525.274,11	-4.727,88	-9.550,67	-6.706,71	327.408,82	0,00	306.423,56	18.831.697,67
Gas Navarra, S.A.	1.334.687,45	-8,67	-17,31	180,65	24.768,74	0,00	24.923,41	1.359.610,86
Redexis Gas, S.A.	27.155.344,85	-7.712,71	-15.620,68	-11.397,53	489.441,61	35.783,99	490.494,68	27.645.839,53
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	31.756.693,13	-108,61	-244,73	2.816,21	427.430,44	0,00	429.893,31	32.186.586,44
TOTAL TRANSPORTE	817.325.150,74	-0,01	0,00	113.914,96	14.339.709,28	35.783,99	14.489.408,23	831.814.558,96

La retribución a la actividad de regasificación en el 2018 ascendió a 413.583.228,08 €, que incluye 326.097.242,07 € en concepto de RD, 71.173.912,00 € como RCS y 16.312.074,01 € por la revisión de la RCS de los años 2016 y 2017 al corregirse las cifras de demanda.

La retribución a los almacenamientos subterráneos básicos en 2018 alcanzó 91.147.984,36 € que comprende 55.846.534,55 € en concepto de retribución a la inversión, 30.296.691,97 € por costes de operación y mantenimiento, 5.016.978,97 € en concepto de RCS, -705.329,00 € como minoración de la Orden ITC/3802/2008 y 693.107,87 € como ajustes del RCS de los años 2016 y 2015 como consecuencia de sustituir los valores provisionales de demanda anual por las cifras definitivas.

7. Sector del gas natural

TABLA 7.14. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN EN 2018

[€]	RD y retribución financiera del gas talón 2018	RCS 2018	Total 2018	Desvíos RCS 2016-2017 a liquidar en 2017	Total
ENAGÁS Transporte, S.A.U.	175.296.863,42	40.710.842,27	216.007.705,69	9.330.360,71	225.338.066,40
ENAGÁS 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.	39.030.908,30	10.159.114,09	49.190.022,39	2.328.328,12	51.518.350,51
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	57.715.569,57	12.113.193,48	69.828.763,05	2.776.176,03	72.604.939,08
Regasificadora del Noroeste, S.A.	30.448.376,20	8.190.762,16	38.639.138,36	1.877.209,15	40.516.347,51
Total	326.097.242,07	71.173.912,00	397.271.154,07	16.312.074,01	413.583.228,08

TABLA 7.15. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2018

[Euros]	TOTAL 2018	Total a incluir 2017	Total
Enagas Transporte, S.A.U.	84.224.236,19	635.830,07	84.860.066,26
Titulares Derecho cobro RD-Ley 13/2014	0,00	0,00	0,00
Gas Natural Almacenamiento Andalucía, S.A.	6.230.640,30	57.277,80	6.287.918,10
Total	90.454.876,49	693.107,87	91.147.984,36

b. Actividad de distribución

La Ley 18/2014 introdujo también importantes modificaciones en el régimen retributivo de la actividad 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 período 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.

Las retribuciones del año 2017 publicadas en la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, son las siguientes:

TABLA 7.16. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN 2018

	Retribución 2018 (€)	Revisión 2017-2016 (€)	Total retribución 2018 (€)
Nortegas Energía Distribución, S.A.	103.919.067	-73.293.157	30.625.910
NED España Distribución Gas, S.A.	68.909.619	64.712.728	133.622.347
Redexis Gas, S.A.	81.255.440	-1.152.026	80.103.414
D y C de Gas Extremadura, S.A.	12.501.560	87.177	12.588.738
Tolosa Gas, S.A.	765.379	-34.831	730.549
Gas Natural Catalunya SDG, S.A.	397.881.314	-35.399.444	362.481.870
Gas Natural Andalucía, S.A.	63.718.281	-2.366.958	61.351.323
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	45.349.178	3.475.745	48.824.923
Gas Natural Castilla y León, S.A.	77.658.064	-1.178.324	76.479.740
CEGAS, S.A.	122.419.607	-4.031.520	118.388.087
Gas Galicia SDG, S.A.	38.750.397	599.850	39.350.246
Redexis Gas Murcia, S.A.	15.421.008	-912.478	14.508.530
Gas Navarra, S.A.	34.176.594	6.173.954	40.350.548
Gas Natural Rioja, S.A.	14.792.903	416.093	15.208.995
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.054.786	-125.303	929.483
Madrileña Red de Gas, S.A.	142.817.204	2.432.204	145.249.408
Gas Natural Madrid, S.A.	150.823.369	-214.405	150.608.964
Gas Natural Aragón SDG, S.A.	6.449.372	230.033	6.679.406
Gas Natural RDG SDG, S.A.	16.347.527	356.040	16.703.567
Total	1.395.010.670	-40.224.622	1.354.786.048

7.7. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2018

7.7.1. Normativa de ámbito comunitario

- Reglamento 2018/1504 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 2 de octubre de 2018, por el que se deroga el Reglamento 256/2014 relativo a la comunicación a la Comisión de los proyectos de inversión en infraestructuras energéticas en la Unión Europea.

7.7.2. Normativa de ámbito estatal

La normativa publicada durante el año 2018 relativa al gas natural es la siguiente²:

a. Tarifas y peajes

- Resolución de 22 de marzo de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 31/03/2018).
- Resolución de 28 de junio de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/06/2018).
- Resolución de 25 de septiembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 29/09/2018).
- Orden TEC/1368/2018, de 20 de diciembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 22/12/2018).
- Resolución de 26 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 26/12/2018).

b. Mercado organizado y acceso de terceros

- Resolución de 2 de julio de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el segundo semestre de 2018 a «Axpo Iberia S.L.U.» y «Engie España S.L.U.» (sin publicar en el BOE).

² 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>

- Resolución de 18 de enero de 2018, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso al sistema de transporte y distribución de ENAGÁS Transporte, S.A.U., mediante conexiones internacionales por gasoducto con Europa (BOE 13/02/2018).
- Resolución de 6 de junio de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, que 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 13/06/2018).
- Resolución de 5 de diciembre de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se modifica la de 4 de diciembre de 2015, por la que se aprueban las reglas del mercado, el contrato de adhesión y las resoluciones del mercado organizado de gas (BOE 21/12/2018).
- Resolución de 26 de diciembre de 2018, de la Dirección General de política Energética y Minas, por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de Mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el primer semestre de 2019 a «Axpo Iberia S.L.U.» y «Engie España S.L.U.» (sin publicar en el BOE).

c. Almacenamientos subterráneos

- Resolución 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 2018 y el 31 de marzo de 2019 (BOE 01/01/2018).

d. Otras disposiciones

- Resolución de 13 de marzo de 2018, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 9 de marzo de 2018, por el que se restablece la tramitación de las instalaciones asociadas a la interconexión gasista con Francia (BOE 15/03/2018).
- Resolución de 23 de abril de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece la valoración y liquidación de los saldos de diferencias de medición en las redes de distribución de gas natural desde el 1 de junio de 2012 al 31 de diciembre de 2013 (BOE 24/05/2018).
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores (BOE 6/19/2018). Esta norma definió el bono social térmico destinado a cubrir los gastos de calefacción, agua caliente y cocina de los consumidores más vulnerables.

7. Sector del gas natural

- Resolución de 8 de octubre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema NGTS-6, NGTS-07 y los protocolos de detalle PD-01 y PD-02 (BOE 23/10/2018).
- Circular 3/2018, de 14 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se modifica la Circular 2/2015, de 22 de julio, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista (BOE 23/11/2018).
- Orden TEC/1367/2018, de 20 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 2019 (BOE 22/12/2018).

8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se expone la situación del sector del petróleo y de los productos petrolíferos en España durante 2018: evolución de las principales magnitudes (producción, demanda, importación, estructura empresarial e infraestructuras), régimen económico aplicable, situación de precios y cotizaciones, así como la normativa aprobada durante 2018 en el ámbito comunitario y estatal.

El régimen jurídico de las actividades relativas al sector de los hidrocarburos líquidos y gaseosos se regula en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que en su artículo 2 reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades relacionadas con el mercado de productos derivados del petróleo (Título III de la citada Ley) y el suministro de gases combustibles por canalización (Título IV). Así mismo, la citada Ley establece que estas actividades se ejercerán garantizando el suministro de productos petrolíferos y de gas por canalización a los consumidores demandantes dentro del territorio nacional y tendrán la consideración de actividades de interés económico general.

8.2. PRINCIPALES MAGNITUDES

8.2.1. Evolución de la demanda de productos petrolíferos

Durante el año 2018, el consumo de productos petrolíferos en España fue de 59,93 millones de toneladas, un 2,8 % más que en 2017.

TABLA 8.1. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA

Consumo de productos petrolíferos en España	2018		
	kt	Variación 2018-2017	Estructura de consumo
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	2.614	15,6%	4,4%
Gasolinas	5.092	4,9%	8,5%
Querosenos	6.688	4,3%	11,2%
Gasóleos	31.527	2,2%	52,6%
Fuelóleos	8.574	2,6%	14,3%
Otros productos (*)	5.461	-2,6%	9,1%
Total	59.957	2,8%	100%

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

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

2018			
Consumo de gasolinas	kt	Variación 2018-2017	Estructura de consumo
95 I.O.	4.696	5,1%	92,1%
98 I.O.	391	0,8%	7,7%
Gasolinas mezcla	(*)	40,6%	
Subtotal gasolinas auto	5.088	4,9%	99,9%
Otras gasolinas	4	4,0%	0,1%
Total	5.092	4,9%	100,0%

Consumo de gasóleos	kt	Variación 2018-2017	Estructura de consumo
Automoción (A)	23.473	1,8%	74,5%
Biodiesel	46	-3,0%	
Biodiesel mezcla	38	269,9%	0,1%
Agrícola y pesca (B)	4.325	4,1%	13,7%
Calefacción (C)	1.804	4,6%	5,7%
Otros gasóleos	1.841	-1,3%	5,8%
Total	31.527	2,2%	100,0%

Consumo de querosenos	kt	Variación 2018-2017	Estructura de consumo
Aviación	6.687	4,3%	100,00%
Otros		55,6%	
Total	6.688	4,3%	100,0%

Consumo de fuelóleos y otros productos	kt	Variación 2018-2017	Estructura de consumo
Fuelóleo BIA	2.096	-6,3%	24,5%
Otros	6.478	5,8%	75,5%
Total fuelóleos	8.574	2,6%	100,0%
Lubricantes	422	1,2%	7,8%
Asfaltos	859	27,1%	15,7%
Coque	2.195	-3,6%	40,2%
Otros	1.985	-11,2%	36,3%
Total otros productos	5.461	-2,6%	100,0%

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2018.

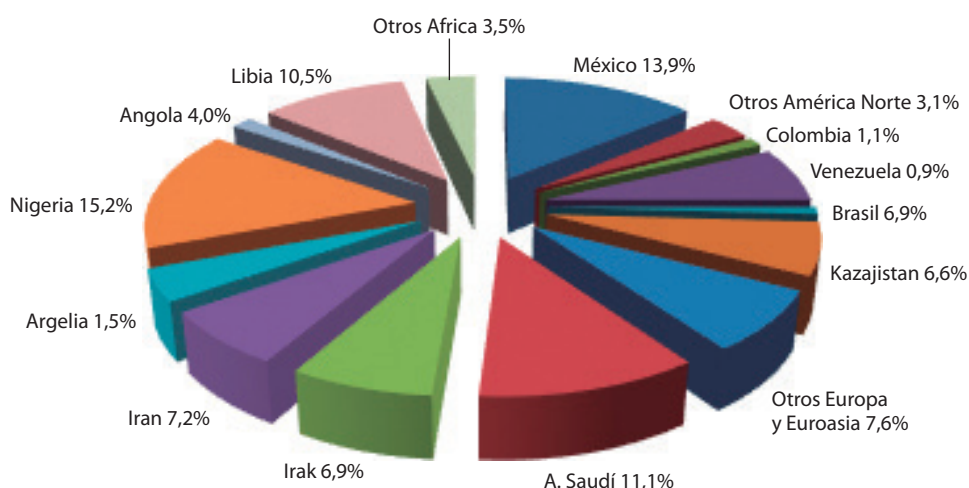
(*) Distinto de 0,0

8.2.2. Oferta de petróleo. Importaciones de crudo

Las importaciones de crudo a España en 2018 alcanzaron los 67.586 kt (+2,5% vs. 2017), suponiendo el mayor volumen importado desde que se dispone de datos (1996). El principal suministrador de crudo es Nigeria (15,2%).

Por zonas geográficas destaca África con un 34,7 % del total de las importaciones y Oriente Medio con un 25,2%. Si se hace referencia a la relevancia de la OPEP en las importaciones, el volumen procedente de países pertenecientes a esta organización presentó un marcado incremento con respecto al año anterior (13,2%), hasta representar el 58,8% del total de 2018.

FIGURA 8.1. PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO 2018



FUENTE: CORES.
Informe Estadístico Anual 2018.

8.2.3. Oferta de petróleo. Importaciones y exportaciones de productos petrolíferos

España continúa siendo un país exportador neto de productos petrolíferos, con 4.769 kt de exportaciones netas en 2018, un 10 % más que en 2017. Las importaciones de productos petrolíferos en 2018 fueron de 20.517 kt, un 2 % inferior al año 2017. Los productos petrolíferos más importados fueron los fuelóleos, seguidos de los gasóleos. Por otro lado, las exportaciones de productos petrolíferos en 2018 se mantuvieron con respecto a 2017, 25.286 kt. Los productos petrolíferos más exportados fueron los gasóleos, otros productos y las gasolinas.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

TABLA 8.2. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2018

Importaciones de productos petrolíferos	2018		
	kt	Variación 2018-2017	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	1.366	5,4%	6,7%
Gasolinas	457	4,6%	2,2%
Querosenos	1.799	-19,7%	8,8%
Gasóleos	6.544	8,2%	31,9%
Fuelóleos	7.371	5%	35,9%
Otros productos (*)	2.980	-23,6%	14,5%
Total	20.517	-2%	100%

Exportaciones de productos petrolíferos	2018		
	kt	Variación 2018-2017	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	474	-15,8%	1,9%
Gasolinas	4.521	-2,6%	17,9%
Querosenos	528	-8,7%	2,1%
Gasóleos	8.306	2,2%	32,8%
Fuelóleos	3.761	3,3%	14,9%
Otros productos (*)	7.696	-0,5%	30,4%
Total	25.286	0%	100%

Exportaciones netas: Exportaciones- Importaciones	2018		
	kt	Variación 2018-2017	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	-892	21,7%	N.A.
Gasolinas	4.064	-3,3%	N.A.
Querosenos	-1.271	-23,5%	N.A.
Gasóleos	1.762	-15,4%	N.A.
Fuelóleos	-3.610	6,9%	N.A.
Otros productos (*)	4.761	23,2%	N.A.
Total	4.769	9,9%	

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2018.
(*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

8.2.4. Balance de refinerías

La producción de las refinerías españolas fue de 67.870 kt de productos petrolíferos en 2018, un 2,9 % superior a 2017. La capacidad de procesado de materia prima de las refinerías españolas se ha mantenido igual que en los años anteriores, por lo tanto, el grado de utilización de la capacidad de refino aumentó en España el 2,9 % hasta el 88,22 %. El balance de la producción y consumo de productos petrolíferos en España se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 8.3. IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2018

	2017 (kt)	2018 (kt)
Producción interior de crudo	120	87
Importación de crudo	65.958	67.586
Productos intermedios y materias auxiliares	623	736
Variación de existencias de materias primas	124	309
Materia prima procesada	66.825	68.718
Pérdidas de refinó	-928	-848
Producción de refinerías	65.589	67.870
Consumos propios	-4.339	-4.306
Trasposos/diferencias estadísticas	-21	903
Importaciones de productos petrolíferos	20.945	20.517
Exportaciones de productos petrolíferos	2.285	-25.286
Variación de existencias	1.126	258
Consumo interior de productos petrolíferos	58.323	59.957

FUENTE: CORES.
Informe Estadístico Anual 2018.

En lo que respecta a la producción bruta de la refinería, el producto petrolífero con mayor producción son los gasóleos (40,4 % del total) seguidos de otros productos (19,9 %) y los querosenos (15,4 %).

TABLA 8.4. PRODUCCIÓN BRUTA DE LAS REFINERÍAS EN ESPAÑA EN 2018

	2018		
	kt	Variación 2018-2017	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	1.311	-6,4%	1,9%
Gasolinas	9.211	1,2%	13,6%
Querosenos	10.419	9,8%	15,4%
Gasóleos	27.438	0,6%	40,4%
Fuelóleos	6.000	8,5%	8,8%
Otros productos (*)	13.491	3%	19,9%
Total	67.870	3%	100%

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2018.
(*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

8.3. EL SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.3.1. 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

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

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 web¹ 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.

8.3.2. Estructura empresarial del sector de los gases licuados del petróleo (G.L.P.)

a. Operadores al por mayor de GLP

Los operadores al por mayor de GLP 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 web² 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 2018 constaban 10 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

¹ <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

² <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicará en su página web³ 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 2018 constaban 35 comercializadores al por menor de GLP a granel.

8.3.3. Refinerías e infraestructuras

Refinerías

España cuenta con nueve refinerías que pertenecen a tres grupos empresariales diferentes:

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

La refinería de Tenerife no se encuentra operativa y únicamente mantiene la actividad de almacenamiento de productos petrolíferos con motivo de asegurar la seguridad de suministro de las islas.

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 a la red de oleoductos de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (en adelante, CLH).

Durante 2018, las refinerías españolas tuvieron una producción bruta de 67.870 kt, un 3,0 % más que en 2017.

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 8.3. se muestra la situación geográfica de las refinerías españolas, de la red de oleoductos y de los parques de almacenamiento.

³ <https://www.cnmec.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

FIGURA 8.2. REFINERÍAS EXISTENTES EN ESPAÑA



FUENTE: CORES.

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: 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.

FIGURA 8.3. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN



FUENTE: CLH.

8.4. SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Almacenamiento de existencias de productos petrolíferos

La obligación de mantenimiento de existencias, para hacer frente a posibles crisis de abastecimiento, comienza a aplicarse en España en 1927 como consecuencia de la dependencia energética del país, habiéndose ampliado progresivamente a raíz de los compromisos de carácter internacional adquiridos con la incorporación de España a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 1974 y la Unión Europea en 1986.

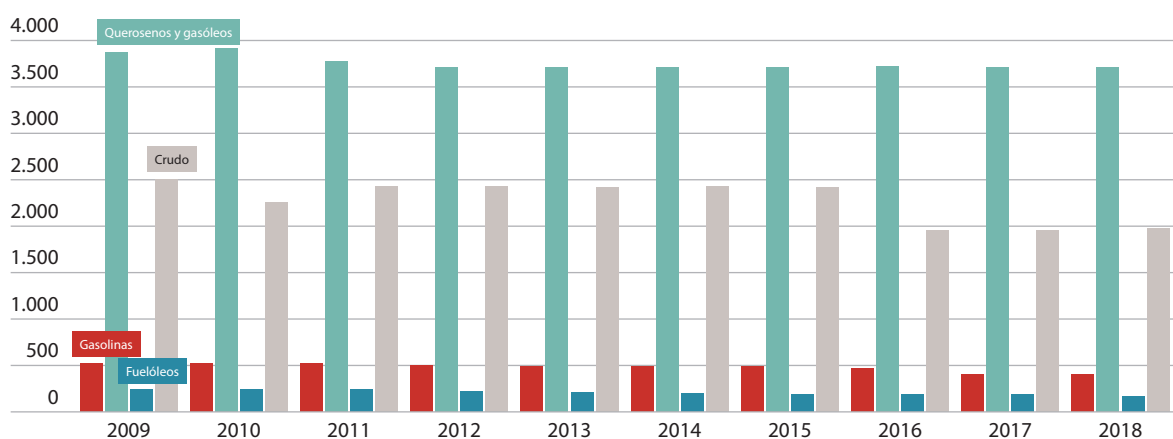
El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos establece que se deberán mantener unas existencias mínimas de 92 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior. En el caso del GLP, dichas existencias mínimas se fijan en 20 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Por otro lado, el artículo 14 del citado real decreto establece que CORES podrá mantener unas existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos que computarán a favor de cada uno de los sujetos obligados por al menos 42 días del total de su obligación de existencias mínimas de seguridad de cada grupo de productos petrolíferos. Por tanto, España tiene un sistema de seguridad de suministro mixto, en el que la obligación de mantenimiento de existencias de hidrocarburos se reparte entre CORES y la industria.

Del total de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos impuesta por la normativa española en vigor, al menos 42 de los 92 días, esto es, un 45,65%, son constituidos y propiedad de CORES, entidad que fue designada como Entidad Central de Almacenamiento (ECA) de España.

FIGURA 8.4. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE CORES (MILES DE TONELADAS)



FUENTE: CORES, Informe Estadístico Anual 2018.

TABLA 8.5. EVOLUCIÓN EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y RESERVAS ESTRATÉGICAS EN ESPAÑA EN TONELADAS.

	2014	2015	2016	2017	2018
Reservas estratégicas CORES	6.884	6.864	6.397	6.327	6.317
Reservas Industria	8.842	10.030	9.435	9.011	8.627

FUENTE: CORES.

8.5. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO

8.5.1. Productos petrolíferos

De acuerdo a lo establecido en el Título III de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, los precios de los productos derivados del petróleo son libres.

Las actividades de refino de crudo de petróleo, el transporte, almacenamiento, distribución y venta de productos derivados del petróleo, incluidos los gases licuados del petróleo, pueden ser realizadas libremente en los términos previstos en la ley, sin perjuicio de las obligaciones que puedan derivarse de otras disposiciones, de la correspondiente legislación sectorial y, en especial, de las fiscales, de las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente y de protección de los consumidores y usuarios.

En cuanto a las actividades de importación, exportación e intercambio intracomunitario de crudo de petróleo y productos petrolíferos, estas se pueden ejercer sin más requisitos que los derivados de la aplicación de la normativa comunitaria, sin perjuicio de la normativa fiscal aplicable.

8.5.2. Gases licuados del petróleo

En lo relativo a la comercialización de los gases licuados del petróleo (GLP) permanecen vigentes sistemas de determinación de precios máximos de venta al público para determinadas modalidades de venta que conviven con el régimen general de precios de libre fijación.

a) GLP envasado, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kilogramos

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, faculta al entonces titular del Ministerio de Industria, Energía y Turismo⁴ a determinar, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, los precios máximos de venta al público del GLP 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.

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.

⁴ Referencia que ha de entenderse ahora realizada al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

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 GLP 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 exploración, 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 2017 (-0,39%) y julio de 2018 (+0,85%).

b) GLP por canalización para los consumidores finales y distribuidores de gases combustibles por canalización

El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, dispone que el entonces Ministro de Industria, Turismo y Comercio⁵, 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.

⁵ Referencia que ha de entenderse ahora realizada a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

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 octubre, 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 Turismo⁶, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, a regular los precios de cesión de los GLP 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 de igual modo en los meses de julio de 2017 (0,49%) y julio de 2018 (0,16%).

8.6. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.6.1. Cotizaciones de crudos y derivados

Durante el año 2018 la evolución de la cotización del crudo de petróleo Brent presentó dos períodos muy diferenciados, con tendencia alcista hasta octubre y descenso abrupto el último trimestre. Destaca la culmi-

⁶ Referencia que ha de entenderse ahora realizada a la Ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

nación de la senda alcista iniciada en 2016, y continuada en 2017, llegando a un máximo de 86 USD/bbl en octubre de 2018 (que supuso la cotización máxima alcanzada desde 2014). Posteriormente el precio cayó abruptamente hasta los 50 USD/bbl del último día del año 2018.

TABLA 8.6. COTIZACIÓN DEL CRUDO BRENT

Brent Dated				
Dólares por barril				Media anual €/bbl
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2018	71,04	57,39	50,21 (28/12/18)	60,40
2017	54,24	64,19	66,54 (29/12/17)	48,08
Dif. absoluta	16,80	-6,80	-16,33	12,32
Dif. %	31,0%	-10,6%	-24,5%	25,6%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

La evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina y el gasóleo de automoción durante 2018 ha sido similar a la del crudo, presentando dos períodos diferenciados: senda alcista hasta octubre y abrupto descenso el último trimestre.

TABLA 8.7. COTIZACIÓN DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2018	663,5	497,4	452,1 (28/12/18)
2017	552,1	602,3	622,1 (29/12/17)
Dif. Absoluta	111,4	-104,9	-170
Dif. %	20,2%	-17,4%	-27,3%

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2018	634,1	539,36	481,2 (28/12/17)
2017	490,2	562,20	590,1 (29/12/17)
Dif. Absoluta	143,9	-22,8	-108,9
Dif. %	29,4%	-4,1%	-18,5%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

La cotización anual media del dólar en relación con el euro pasó de 88,7 céntimos de euro por dólar en 2017 a 84,4 en 2018. La cotización sufrió un comportamiento irregular durante 2018, bajando abruptamente durante

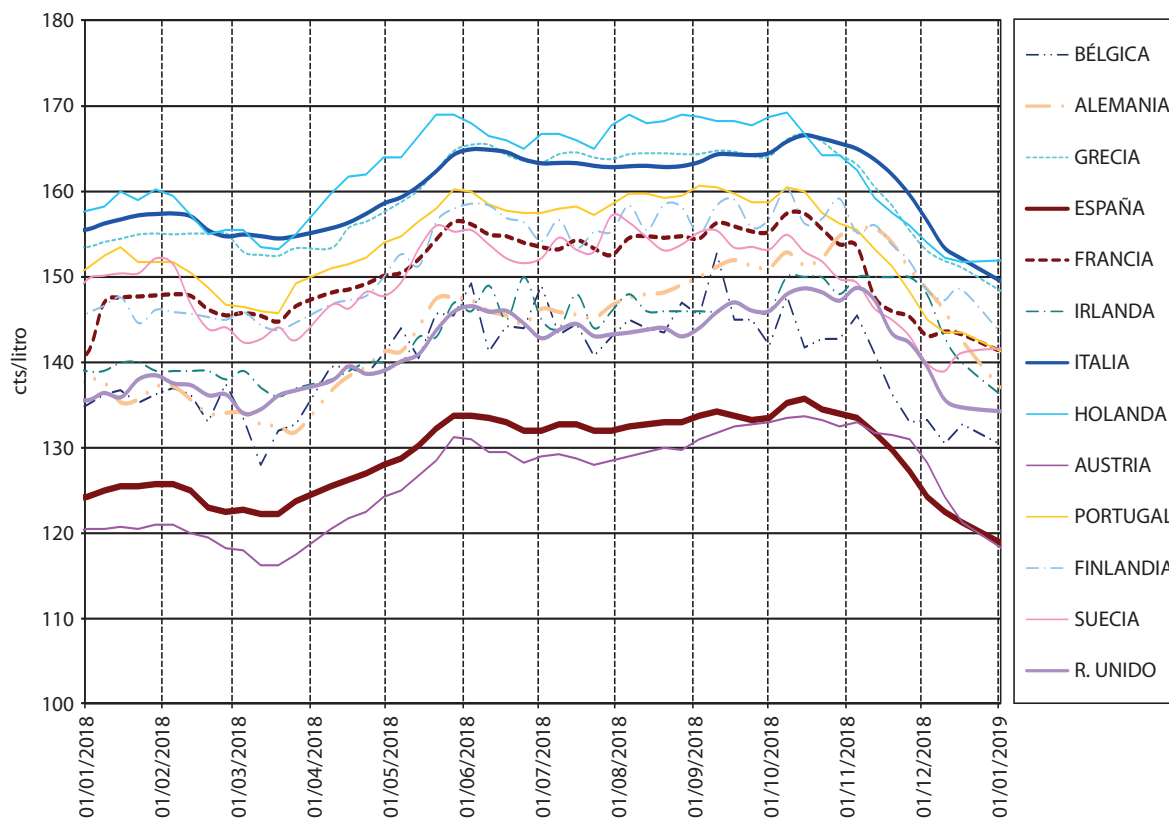
los primeros meses del año desde los 86 céntimos de finales de 2017 a los 80 en febrero de 2018 para subir posteriormente con fuerza hasta los 88 céntimos de euro por dólar de diciembre de 2018.

8.6.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea

En relación con los precios de venta al público en España de los carburantes, el precio medio de la gasolina I.O. 95 se incrementó 7 céntimos de euro por litro en 2018 respecto a 2017, pasando de 121,8 cent/l a 128,9 cent/l, mientras que el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se encareció 10 cent/l, al pasar de 110,1 cent/l en 2017 a 120,4 cent/l en 2018.

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 con impuestos es el más bajo de los representados, con la excepción de Austria.

FIGURA 8.5. PRECIO GASOLINA SIN PLOMO I.O. 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

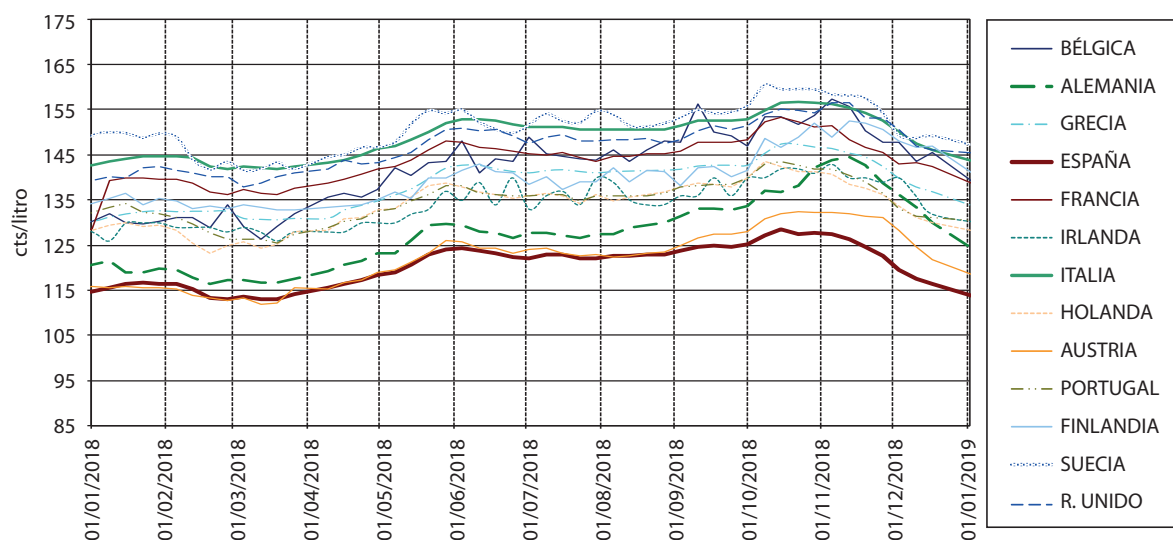


FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Respecto al gasóleo de automoción, de los países que aparecen en la gráfica España tiene el menor precio con impuestos, muy a la par con Austria.

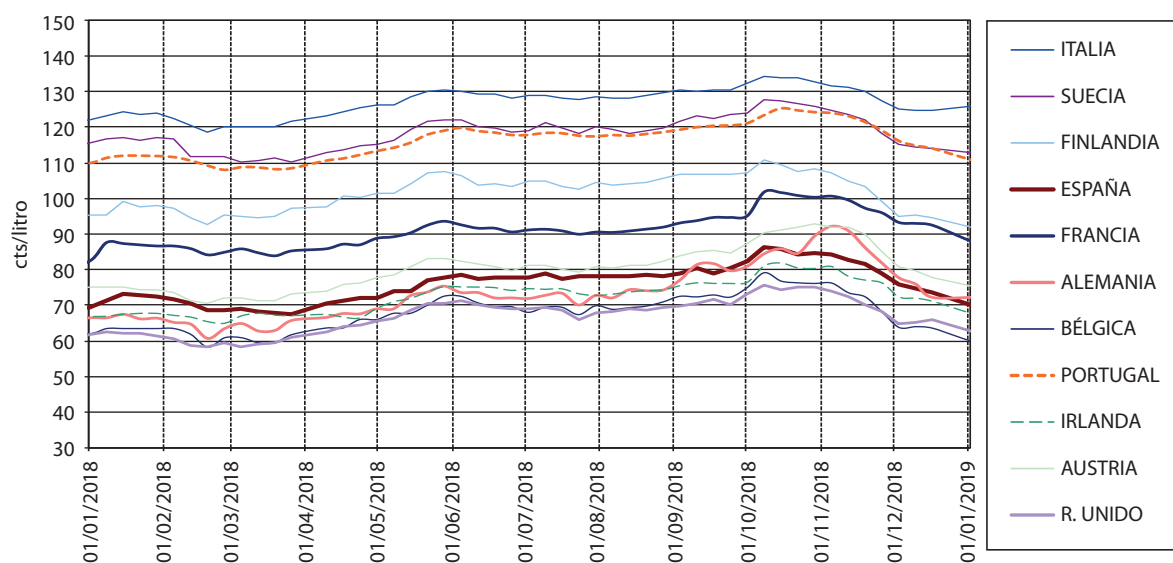
FIGURA 8.6. PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

Por otro lado, respecto al gasóleo de calefacción, el precio en España evoluciona de forma sustancialmente paralela a la de la UE, si bien nuestro país se encuentra entre los países más baratos de los mostrados.

FIGURA 8.7. PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE

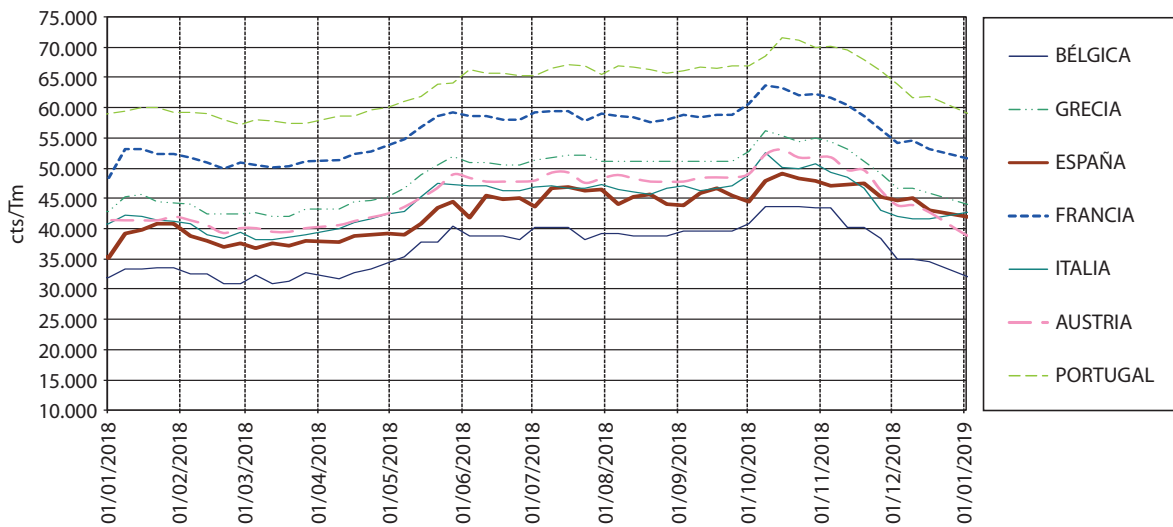


FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran entre los más bajos de los mostrados. Tan sólo Bélgica posee precios sistemáticamente más bajos.

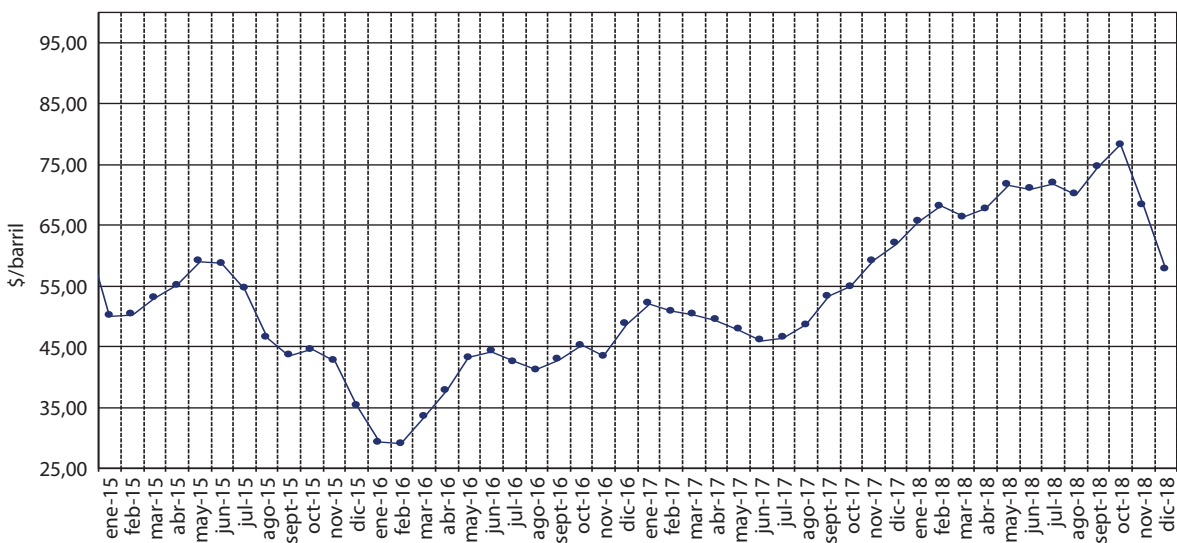
FIGURA 8.8. PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (LOS PRECIOS REPRESENTADOS INCLUYEN EL IMPUESTO ESPECIAL, PERO NO EL IVA)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

En el gráfico de evolución del coste de importación CIF del crudo en España se repite la misma pauta ya descrita para la cotización del barril Brent.

FIGURA 8.9. EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA

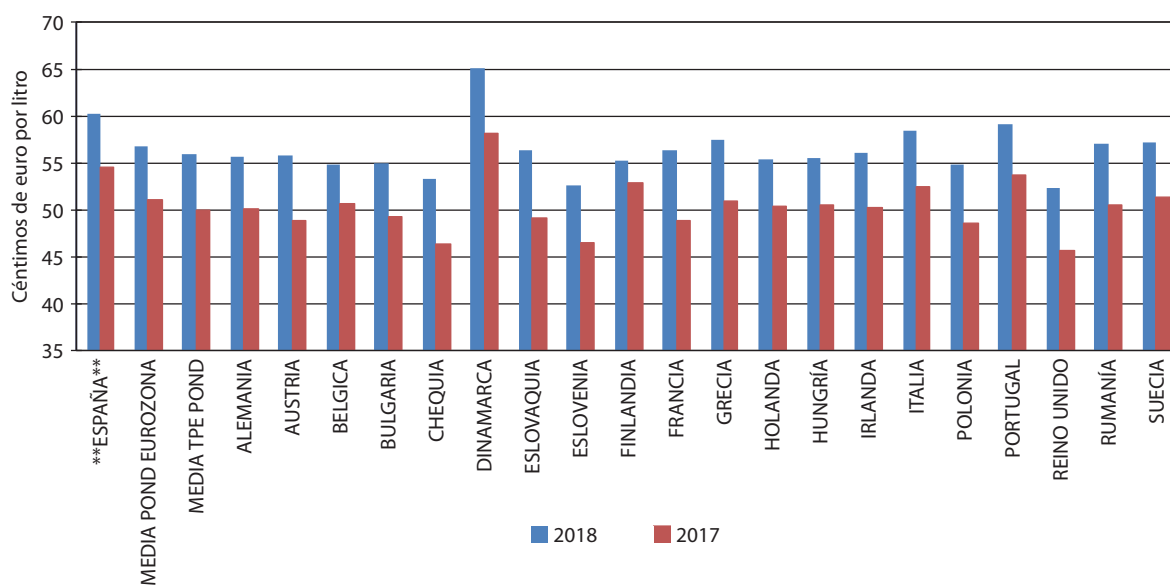


FUENTE: CORES. Boletín estadístico de Hidrocarburos.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

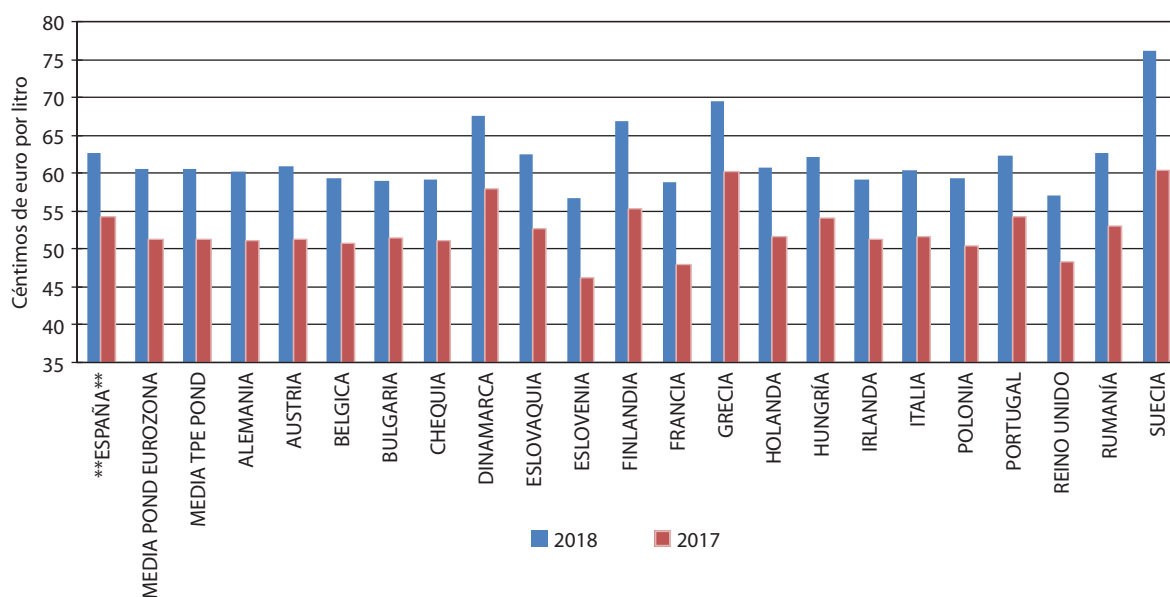
Por último, en cuanto a la posición de los precios medios anuales de España, sin impuestos ni tasas, en relación con el resto de la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos que, de los países que aparecen en ellos, los precios en España se encuentran en la parte alta. Y en el caso del gasóleo se sitúan en la parte media alta.

FIGURA 8.10. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DE LA GASOLINA 95 EN LA UNIÓN EUROPEA



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

FIGURA 8.11. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DEL GASÓLEO AUTOMOCIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA



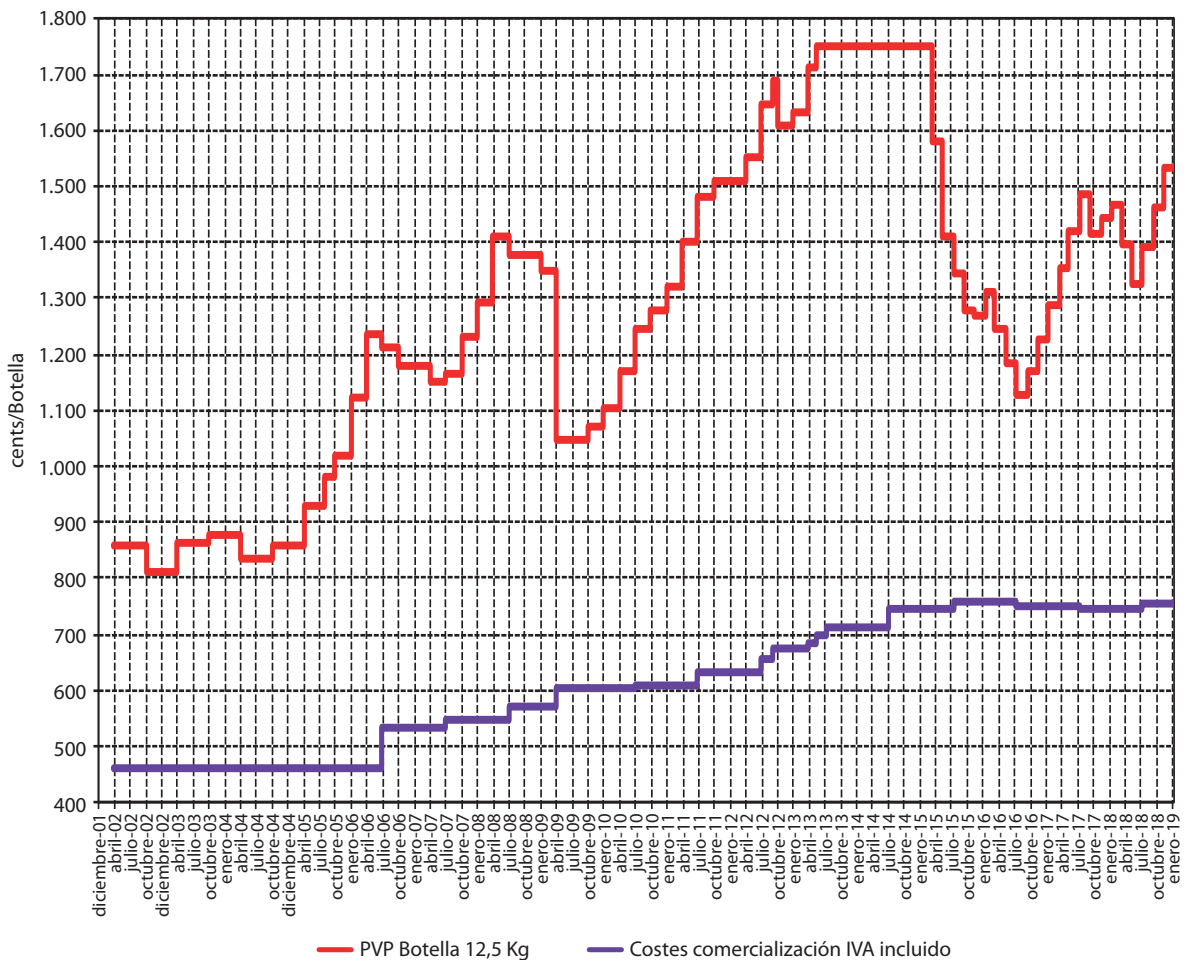
FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

8.6.3. Precios de gases licuados del petróleo

En los primeros meses de 2018, el precio de venta al público máximo por botella de GLP envasado ha oscilado entre los 14,68 €/botella del mes de enero y los 13,27 €/botella del mes de mayo. A partir de dicha fecha las revisiones del precio fueron todas al alza terminando el año en 15,33 €/botella. Esta evolución ha estado determinada principalmente por la evolución del coste de las materias primas (butano y propano), teniendo en cuenta que, de acuerdo a la normativa vigente, las actualizaciones del precio están limitadas al 5% por encima o por debajo, antes de impuestos, en cada revisión.

El gráfico siguiente muestra la evolución del precio de venta de la bombona de 12,5 Kg en Península y Baleares desde 2012 a 2018.

FIGURA 8.12. PVP EN CENTS/BOTELLA «BUTANO» 12.5 KG



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

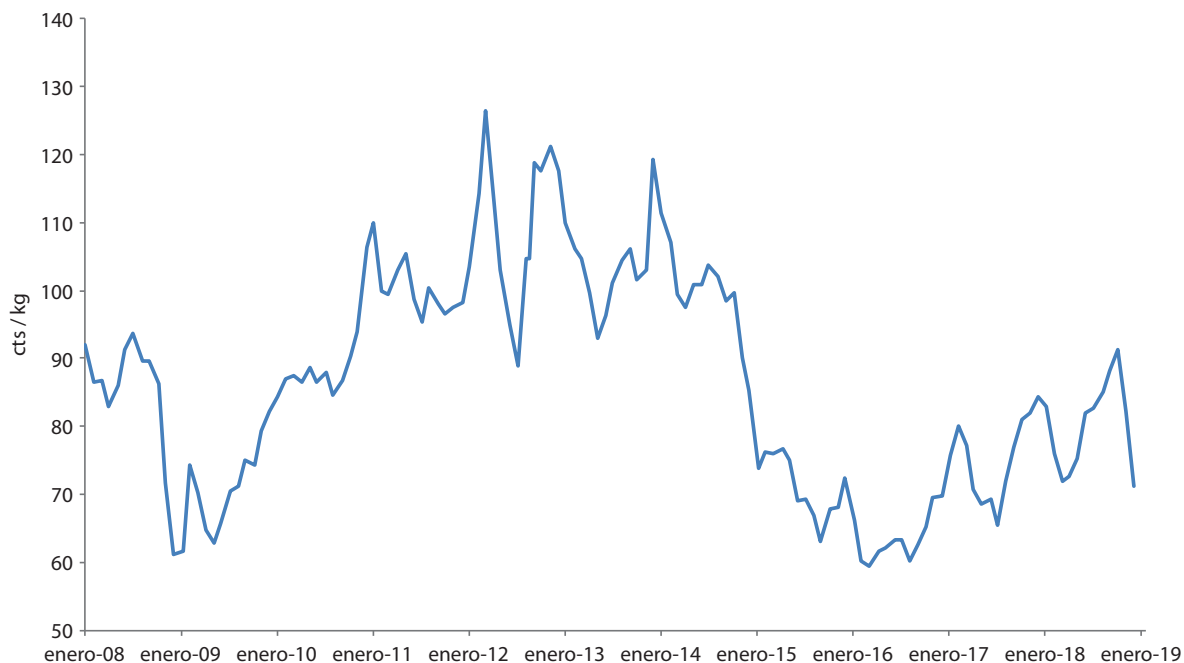
Como resumen de la evolución de los precios medios anuales entre diferentes años se muestra la siguiente tabla:

TABLA 8.8. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG

AÑO	€/BOTELLA	INDICE
1994	5,79	100,00
1995	6,24	107,87
1996	6,36	109,87
1997	6,67	115,27
1998	6,25	107,95
1999	6,51	112,55
2000	6,97	120,46
2001	8,44	145,86
2002	6,84	118,12
2003	8,55	147,72
2004	8,51	147,07
2005	9,42	162,83
2006	11,87	205,16
2007	11,81	204,06
2008	13,64	235,66
2009	11,28	194,89
2010	12,00	207,33
2011	14,28	246,72
2012	15,83	273,50
2013	17,18	296,83
2014	17,50	302,35
2015	15,44	266,76
2016	12,12	209,40
2017	13,91	240,33
2018	14,26	246,38

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

En lo relativo al GLP canalizado, en marzo de 2018 el precio experimentó una caída hasta los 72 cts/kg, para después iniciar un ascenso hasta los 91 cts/kg en octubre de 2018. Posteriormente el precio volvió a caer hasta los 71 cts/kg en diciembre de 2018. Al igual que en el caso del GLP envasado esta evolución ha estado determinada principalmente por la evolución del coste de las materias primas (butano y propano).

FIGURA 8.13. 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 8.9. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO USUARIOS FINALES. CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO

	cent/kWh	INDICE
1994	3,63	100,00
1995	3,93	108,14
1996	4,05	111,50
1997	4,27	117,53
1998	3,96	109,02
1999	4,31	118,75
2000	5,60	154,28
2001	5,37	147,84
2002	4,53	124,81
2003	5,05	139,07
2004	5,28	145,54
2005	5,83	160,72
2006	6,52	179,64
2007	6,62	182,48
2008	7,46	205,43

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

	cent/kWh	INDICE
2009	5,88	162,01
2010	7,51	206,92
2011	8,58	236,40
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
2018	7,23	199,16

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos.

8.7. NORMATIVA

La normativa publicada durante el año 2018 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente⁷:

- Resolución de 29 de enero de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los precios de referencia para calcular el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados correspondientes al año 2017.
- Resolución de 19 de julio de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los precios de referencia para calcular el valor de la extracción de gas, petróleo y condensados correspondientes al primer semestre del año 2018.
- Orden TEC/995/2018, de 27 de septiembre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2018.
- Resolución de 11 de diciembre de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se determina el listado anual de operadores al por mayor de productos petrolíferos con una cuota superior al porcentaje establecido en la disposición adicional cuarta de la Ley 8/2015, de 21 de mayo.
- Orden TEC/1428/2018, de 27 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2019.

⁷ 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>

9. ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

9.1. ENERGÍAS RENOVABLES

9.1.1. Introducción

En este apartado se analizan, en primer lugar, las principales magnitudes relativas a las fuentes de energía renovables: su contribución global en el mix energético y la evolución de la cuota de renovables a efectos del cumplimiento de los objetivos comunitarios.

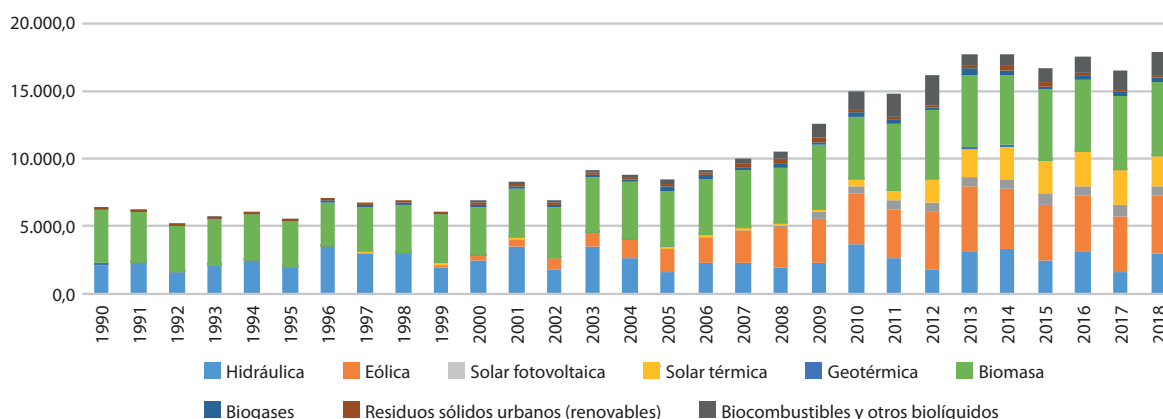
A continuación, se desarrolla de forma específica la contribución de las energías renovables en tres ámbitos: la generación eléctrica, los usos térmicos y el transporte.

9.1.2. Principales magnitudes

De los 129.813 ktep de energía primaria consumidos en España en 2018, un 13,8% correspondieron a energías renovables, alcanzando un consumo primario de 17.944 ktep, registrando un incremento del 8,8% respecto al año anterior.

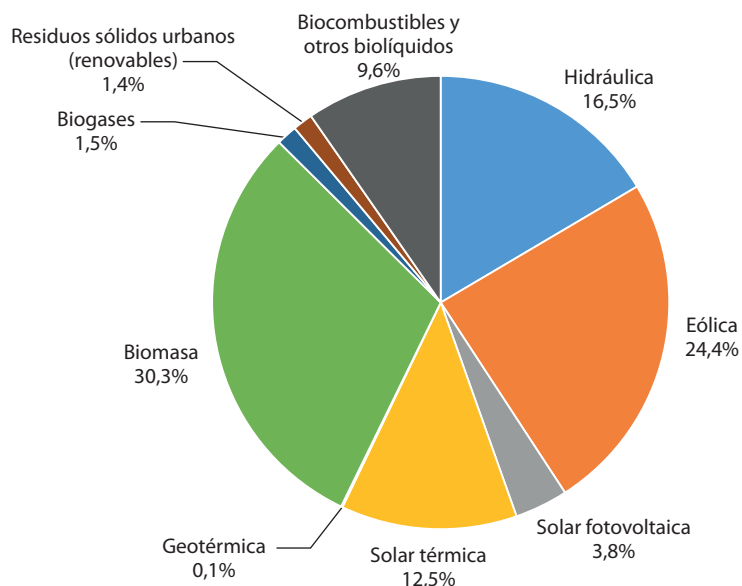
En la siguiente gráfica se muestra la evolución del consumo primario de renovables por fuentes energéticas desde 1990. Se puede apreciar que, en los últimos años, el consumo primario de energías renovables ha permanecido relativamente estable, con ligeros descensos en 2015 y 2017 debido a la menor producción hidráulica de esos años.

FIGURA 9.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE FUENTES RENOVABLES (KTEP)



Analizando con más detalle el año 2018, el reparto de estos 17.944 ktep por fuente energética es el siguiente:

FIGURA 9.2. DESGLOSE DEL CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN 2018



El mayor crecimiento con respecto a 2017 se ha registrado en energía hidráulica, un 87,4%, debido a que 2018 fue un año con una alta disponibilidad hidráulica. Se registraron también aumentos en biocombustibles (+30,7%), en energía eólica (+3,6%) y en biogases (+1,3%).

Por su parte, la energía solar fotovoltaica (-7,5%) y la energía solar térmica (-14,6%) registraron descensos respecto a 2017 debido a que 2018 fue un año con una baja radiación solar, alcanzando el consumo primario más bajo desde el año 2013.

Cumplimiento de los objetivos establecidos en la Directiva 2009/28/CE

En la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, se establecieron los siguientes objetivos para el Reino de España, a cumplir en el año 2020:

- 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía.
- 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final de energía en el transporte.

Durante el mes de diciembre de 2019, se reportaron a la Comisión Europea los resultados alcanzados por España en dichos objetivos para el año de referencia 2018, de acuerdo con la metodología establecida en el artículo 5 de la Directiva 2009/28/CE:

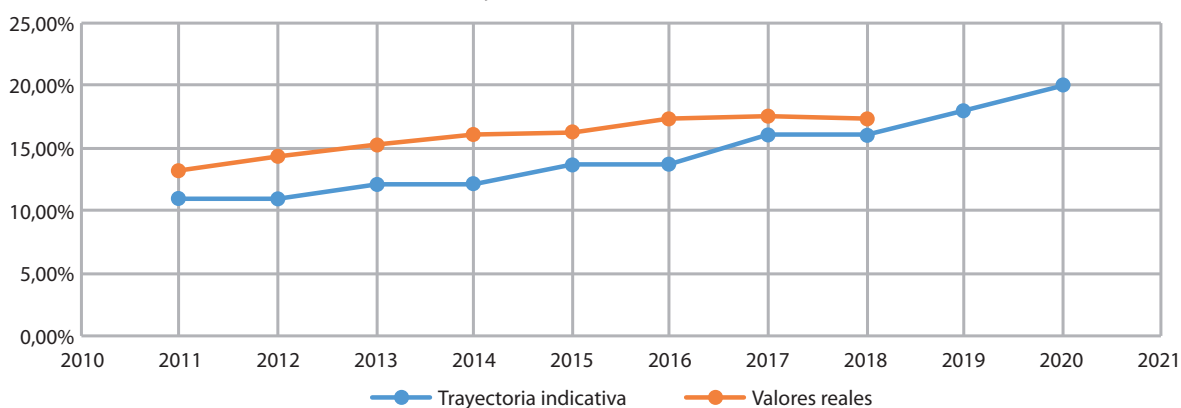
9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

- El porcentaje de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía fue del **17,41%**. En el año 2017, con datos consolidados, este porcentaje fue del 17,56%.
- El porcentaje de renovables en el consumo final de energía en el transporte es del **6,94%**. Este dato es superior al reportado para el año 2017, que con datos consolidados ha quedado en 5,80%.

En la figura 9.3 se muestra la evolución de la cuota de renovables en el consumo de energía final, así como la trayectoria indicativa aprobada para España por la citada directiva.

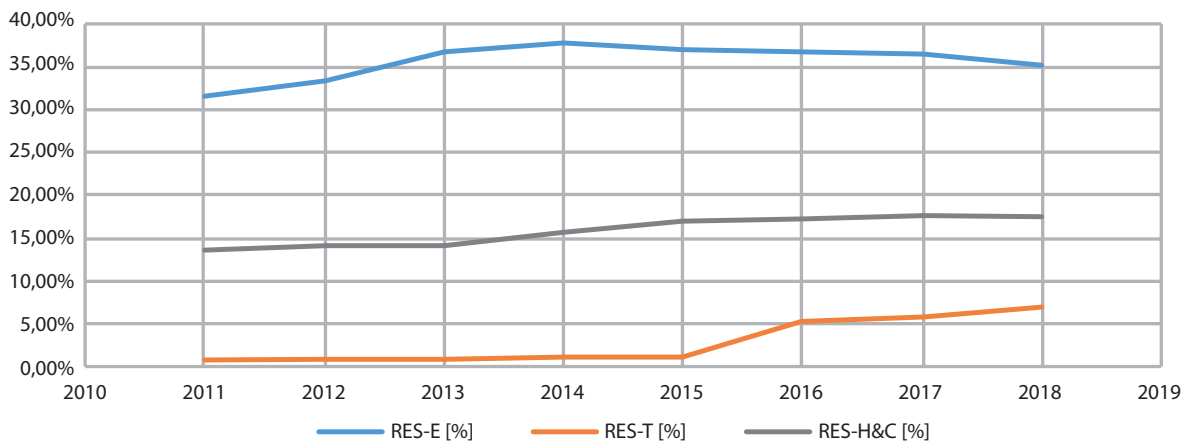
FIGURA 9.3. CUOTA DE RENOVABLES EN EL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL

Porcentaje de renovables (Directiva 2009/28/CE)



Para analizar los motivos de las variaciones registradas en 2018 con relación al año anterior, se representa en la figura 9.4 la cuota de las energías renovables en electricidad (RES-E), en transporte (RES-T) y en usos térmicos (RES-H&C):

FIGURA 9.4. CUOTAS DE RENOVABLES EN ELECTRICIDAD, TRANSPORTE Y USOS TÉRMICOS, DE ACUERDO A LA METODOLOGÍA ESTABLECIDA EN LA DIRECTIVA 2009/28/CE



9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

Cuota de electricidad

El porcentaje correspondiente a la parte eléctrica de la cuota de renovables a efectos del cumplimiento del objetivo se ha reducido del 36,40% al 35,16%. Ello es debido fundamentalmente a una bajada del 3% en la generación eléctrica a partir de fuentes renovables (teniendo en cuenta las fórmulas de normalización que se explican más adelante) y a una ligera subida de la demanda bruta (definida de acuerdo a la metodología de Eurostat) del 0,33%.

	2017	2018	% variación
Generación Renovable [GWh]	102.687,6	99.533,4	-3,07%
Hidráulica (normalizada 15 años)	30.964,4	30.317,5	-2,09%
Eólica (normalizada 5 años)	51.231,4	50.557,3	-1,32%
Solar fotovoltaica	8.514,0	7.877,0	-7,48%
Solar térmica	5.883,0	4.867,0	-17,27%
Residuos sólidos urbanos renovables	772,0	755,0	-2,20%
Biomasa	4.365,0	4.221,0	-3,30%
Biogases	941,0	923,0	-1,91%
Biogás inyectado en red	16,8	15,6	-7,31%
Consumo total Eléctrico bruto [GWh]	282.147,0	283.085,0	0,33%
Cuota de renovables en electricidad (%)	36,40%	35,16%	

El análisis por tecnologías permite concluir:

- La **energía hidráulica** tiene una fórmula correctora para evitar el efecto de la variabilidad del recurso hidráulico en el resultado, que considera el promedio de horas de funcionamiento de los últimos 15 años y lo multiplica por la potencia actual. La generación hidráulica en 2018, pese a ser superior a la media y al valor del año 2017, ha sido inferior al año 2004, que es el año que deja de tenerse en cuenta en la fórmula de normalización, con relación a los cálculos de 2017. Por ello, pese a que la generación hidráulica de 2018 es significativamente superior a la de 2017, el promedio de generación hidráulica del año 2018 de los últimos 15 años es un 2% inferior al promedio de 2017.
- La **energía eólica** tiene otra fórmula correctora que considera los 5 últimos años. El promedio de horas de los últimos 5 años ha bajado, por lo que, aunque la potencia ha aumentado en 300 MW en 2018, el total de energía generada normalizada es un 1,32% inferior al valor de 2017.
- La **energía solar fotovoltaica** ha sufrido una importante reducción en 2018, que presenta el valor mínimo en la serie desde 2012, debido a una disminución del recurso solar.

- La **energía solar termoeléctrica** ha sufrido a su vez una importante reducción en 2018 por el mismo motivo, que presenta el valor mínimo en la serie desde 2014.

Cuota de usos térmicos

El porcentaje de renovables correspondiente a la producción de calor y frío se ha reducido del 17,62% al 17,36%. Esto es debido a que, pese a que el consumo de renovables en usos térmicos se ha incrementado en un 2,36% (incluyendo bombas de calor), la demanda ha aumentado en un 3,86% y esta subida ha sido satisfecha principalmente por combustibles fósiles.

Cuota de transporte

El porcentaje de renovables en el consumo final de energía en el transporte, de acuerdo con la metodología establecida en la Directiva 2009/28/CE, ha aumentado del 5,80% al 6,94%. La causa fundamental es el aumento del uso de los biocombustibles certificados, que se han incrementado un 30% en 2018.

9.1.3 Energías renovables para la generación eléctrica

En este apartado se analiza de forma específica la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables. Puede encontrarse más información relativa al sector eléctrico en su conjunto en el capítulo 3.

9.1.3.1. Generación eléctrica renovable en 2018

La generación eléctrica bruta a partir de fuentes de energía renovables durante el año 2018 alcanzó los 106.619 GWh, representando el 38,8% del total de la generación eléctrica, lo que supone un incremento del 18% respecto al año anterior.

Al igual que en los últimos años, la tecnología con mayor producción fue la eólica, alcanzando el 48% del total de la generación renovable, con un ligero incremento respecto al año anterior.

En segundo lugar, se situó la tecnología hidráulica, con el 35% del total renovable, que aumentó su producción en un 75% respecto al año anterior. Este hecho se explica, según los datos de la Agencia Estatal de Meteorología, porque el año 2018 fue muy húmedo en el conjunto de España, con una precipitación media en torno a 808 mm, valor que queda un 25% por encima del valor medio anual según el período de referen-

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

cia 1981-2010. El año resultó ser el quinto más húmedo desde 1965 y el segundo más húmedo en lo que llevamos de siglo.

En tercer y cuarto lugar se situaron las tecnologías solar y fotovoltaica, con el 7% y 5% respectivamente, seguidas de la biomasa con el 4%.

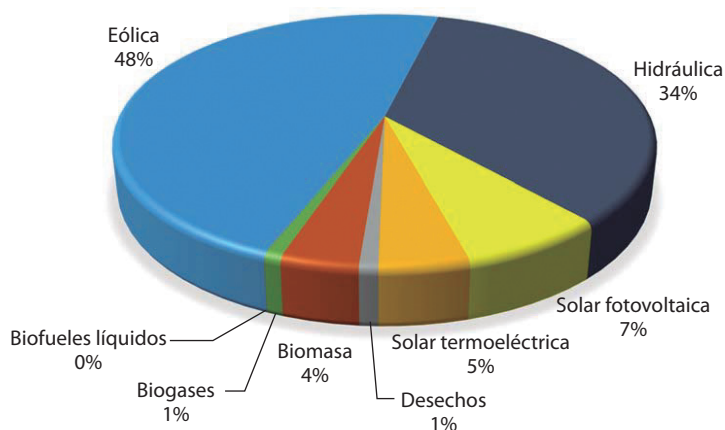
En la siguiente tabla se muestra la generación eléctrica por tecnología durante el año 2018 así como su variación respecto al año anterior.

TABLA 9.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE AÑO 2018

Tecnología	Energía (GWh)	% del total	Variación 2018/2017
Eólica	50.896	47,7%	4%
Hidráulica	36.803	34,5%	75%
Pura	31.954	30,0%	91%
Mixta	3.221	3,0%	33%
Bombeo	1.628	1,5%	-14%
Solar fotovoltaica	7.877	7,4%	-7%
Solar termoeléctrica	4.867	4,6%	-17%
Biomasa	4.221	4,0%	-3%
Biogases	923	0,9%	-2%
Residuos sólidos urbanos (renovables)	755	0,7%	-2%
Desechos industriales	265	0,2%	-
Biocombustibles líquidos	12	0,01%	-
Total	106.619	100%	18%

El reparto porcentual de la generación por fuente renovable se representa en la siguiente figura:

FIGURA 9.5. REPARTO PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE AÑO 2018



9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

En el año 2018, las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables suman una potencia de 51.765 MW, lo que supone un 50% del total de la potencia del sistema eléctrico español, experimentando un leve aumento respecto al año anterior, por debajo del 1%, en línea con los años anteriores.

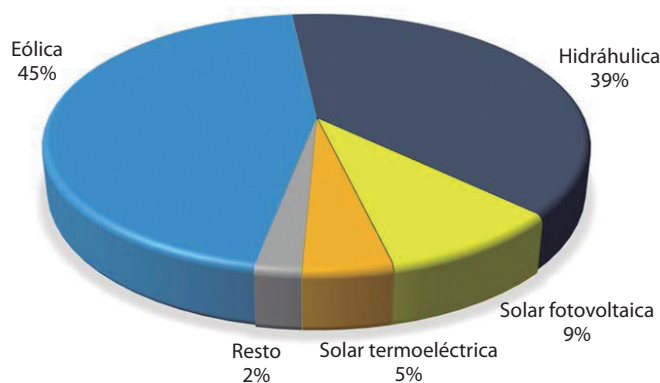
La tecnología renovable con mayor potencia instalada es la eólica, con un 45% del total, seguida de la hidráulica con el 39% y la solar fotovoltaica con el 9%, sumando así entre las tecnologías el 93% de la potencia total.

TABLA 9.2. POTENCIA ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA AÑO 2018

Tecnología	Potencia (MW)	% del total
Eólica	23.405	45%
Hidráulica	20.080	39%
Pura	14.053	27%
Mixta	2.690	5%
Bombeo	3.337	6%
Solar fotovoltaica	4.764	9%
<20 kW	159	0%
20-1000 kW	3.449	7%
>1 MW	1.122	2%
Sin conectar a red	33	0%
Solar termoeléctrica	2.304	4%
Biomasa	677	1%
Biogases	234	0,45%
Desechos municipales	241	0,47%
Desechos industriales	50	0,10%
Biocombustibles líquidos	6	0,01%
Olas y mareas	5	0,01%
Total	51.765	100%

El reparto porcentual de la potencia instalada por tecnología se representa en la siguiente figura:

FIGURA 9.6. REPARTO PORCENTUAL DE LA POTENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA AÑO 2018



9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

Analizando las horas equivalentes de funcionamiento de las distintas tecnologías durante el año 2018, cabe resaltar que la biomasa presenta 6.237 horas equivalentes anuales, seguida del biogás, con 3.952 horas equivalentes anuales.

Con relación a las tecnologías que utilizan recursos no gestionables, es destacable que la tecnología eólica tuvo 2.175 horas equivalentes anuales, situándose por encima de la tecnología solar termoeléctrica.

TABLA 9.3. HORAS ANUALES EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO POR TECNOLOGÍA RENOVABLE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AÑO 2018

Tecnología	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Horas anuales equivalentes
Hidráulica	36.803	20.080	1.833
Solar fotovoltaica	7.877	4.764	1.654
Solar termoeléctrica	4.867	2.304	2.112
Eólica	50.896	23.405	2.175
Biomasa	4.221	677	6.237
Biogases	923	234	3.952
Biocombustibles líquidos	12	6	1.871
Total	105.599	51.469	2.052

9.1.3.2. Régimen retributivo específico

El régimen retributivo específico es un mecanismo de retribución que tiene como objetivo complementar los ingresos de mercado por venta de energía eléctrica, para que las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, cubriendo sus costes y alcanzando una rentabilidad adecuada.

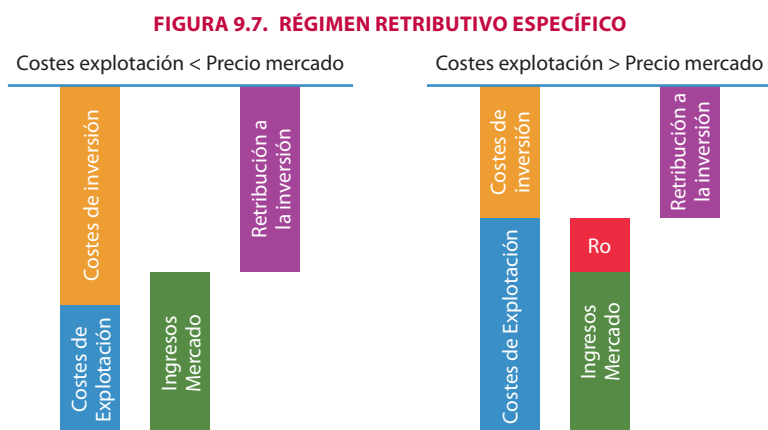
Para ello están definidas unas instalaciones estándares, denominadas «Instalaciones Tipo», a las que se asignan las instalaciones reales que tienen las características de la instalación tipo.

Para cada Instalación Tipo se aprueban un conjunto de parámetros retributivos que definen y concretan el régimen retributivo específico. En base a estos parámetros se calcularán los ingresos que le corresponden a cada una de las instalaciones reales asignadas a cada Instalación Tipo.

El régimen retributivo específico se compone de dos términos:

- **Retribución a la inversión:** término por unidad de potencia, que cubre los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por los ingresos de mercado en lo que le resta de vida útil regulatoria.

- Retribución a la operación: término que cubre, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por mercado de la instalación tipo.



FUENTE: MITECO.

El carácter complementario del régimen retributivo específico hace que se tenga que estimar dicho régimen partiendo de una senda de precios de futuro de venta de energía eléctrica, para luego realizar el correspondiente reajuste teniendo en cuenta las desviaciones del precio real respecto de la senda estimada.

Los parámetros retributivos se revisarán, conforme a lo establecido en la Ley 24/2013 y el Real Decreto 413/2014, con la siguiente periodicidad:

- Revisión en cada período regulatorio (6 años): se podrán modificar todos los parámetros retributivos excepto la «vida útil regulatoria» y «el valor estándar de la inversión inicial» que, una vez fijados, permanecerán invariables (el primer período regulatorio finalizó el 31/12/2019). La rentabilidad razonable se puede revisar, pero mediante una norma con rango de ley.
- Revisión en cada semiperíodo regulatorio (3 años): se revisarán para el resto del período regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento (el segundo semiperíodo regulatorio finalizó el 31/12/2019).
- Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. La Orden IET/1345/2014 determina que la revisión será semestral y establece el método de actualización.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

En el año 2018, el coste del régimen retributivo específico se situó en el entorno de los 7.200 millones de euros. En la siguiente tabla se muestra la potencia de generación renovable acogida a dicho mecanismo retributivo, así como el número de instalaciones y la energía primada bajo el mismo.

TABLA 9.4. GENERACIÓN RENOVABLE ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2018

Tecnología	Energía primada (GWh)	Potencia primada (MW)	Nº de instalaciones
Solar fotovoltaica	7.689	4.592	58.957
Solar termoeléctrica	4.424	2.298	49
Eólica	36.175	16.982	943
Hidráulica	2.899	877	611
Biomasa	3.541	694	164
Residuos	3.078	603	25
Resto	0,3	0,3	1
Total	57.806	26.046	60.750

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Esta potencia renovable acogida al régimen retributivo específico se reparte de manera desigual por el territorio nacional en función de la tecnología empleada:

- Las comunidades con mayor insolación acogen una mayor concentración de potencia solar fotovoltaica, como Andalucía, Murcia, Extremadura y ambas Castillas.
- La potencia de tecnología solar termoeléctrica se aglutina principalmente en tres comunidades, Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha.
- La potencia de generación eólica se concentra en la meseta central, mientras que en lo relativo a la hidráulica, Cataluña y Galicia concentran más de la mitad de la potencia hidráulica.

TABLA 9.5. DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE ELECTRICA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA

Comunidad Autónoma	Solar fotovoltaica	Solar termoeléctrica	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Residuos
ANDALUCÍA	19%	44%	16%	3%	37%	3%
ARAGÓN	4%	0%	6%	3%	1%	13%
ASTURIAS	0%	0%	2%	3%	7%	25%
BALEARES	1%	0%	0%	0%	0%	9%
CANARIAS	3%	0%	1%	0%	0%	0%
CANTABRIA	0%	0%	0%	1%	2%	2%
CASTILLA LA MANCHA	20%	15%	17%	8%	8%	0%
CASTILLA Y LEÓN	10%	0%	27%	13%	8%	0%

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

Comunidad Autónoma	Solar fotovoltaica	Solar termoeléctrica	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Residuos
CATALUÑA	5%	2%	7%	22%	5%	1%
CEUTA Y MELILLA	0%	0%	0%	0%	0%	0%
COMUNIDAD VALENCIANA	7%	2%	7%	0%	1%	2%
EXTREMADURA	13%	37%	0%	0%	7%	0%
GALICIA	0%	0%	12%	30%	7%	11%
LA RIOJA	2%	0%	1%	1%	0%	0%
MADRID	1%	0%	0%	0%	4%	5%
MURCIA	10%	1%	1%	0%	1%	0%
NAVARRA	4%	0%	2%	11%	8%	0%
PAÍS VASCO	0%	0%	0%	4%	2%	27%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Atendiendo al total de la retribución percibida por cada tecnología en concepto de régimen retributivo específico, la tecnología que percibió una mayor retribución fue la solar fotovoltaica, superando los 2.500 millones de euros, seguida de la eólica, con 1.481 millones de euros (sin contabilizar retribución a la operación) y la solar termoeléctrica, con cerca de 1.300 millones de euros.

TABLA 9.6. RETRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2018

Tecnología	Régimen Retributivo Específico (miles €)	Retribución Inversión (miles €)	Retribución Operación (miles €)
Solar fotovoltaica	2.502.785	2.292.283	210.502
Solar termoeléctrica	1.297.120	1.084.204	212.916
Eólica	1.481.154	1.481.154	-
Hidráulica	94.970	92.658	2.312
Biomasa	315.775	146.289	169.486
Residuos	124.574	80.974	43.600
Resto	187	151	36
Total	5.816.565	5.177.713	638.852

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

9.1.3.3. Normativa aprobada en 2018

Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

Este real decreto procede a suspender la aplicación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica a la electricidad producida e incorporada al sistema eléctrico durante seis meses desde su entrada en vigor, a través de su disposición adicional sexta y disposición adicional séptima.

Por otra parte, en su disposición final primera, modifica la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de impuestos especiales, para introducir una exención en el impuesto sobre hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.

Circular 1/2018, de 18 de abril, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Esta Circular tiene por objeto establecer las normas de organización y funcionamiento del Sistema de Garantía de Origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

La garantía de origen es una acreditación, en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en una central, en un período temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia. Los titulares o sus representantes, podrán solicitar garantías de origen reguladas por la presente Circular para la energía generada en instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía primarias renovables o que utilicen cogeneración de alta eficiencia, así como para la energía generada a partir de la fracción biodegradable de las instalaciones que utilicen como combustible principal residuos.

El Sistema de Garantía de Origen es el instrumento a través del cual se asegura la publicidad y permanente gestión y actualización de la titularidad y control de las garantías de origen otorgadas a la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es el organismo responsable de su gestión, así como de la expedición y tramitación de las garantías de origen generadas.

Todas las instalaciones de generación que deseen participar en el Sistema de Garantía de Origen deberán estar dadas de alta en el Sistema de Liquidación del régimen retributivo específico de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aun cuando nunca hayan sido inscritas en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, con excepción de las instalaciones de tecnología hidráulica de potencia instalada superior a 50 MW.

Las garantías de origen expedidas o importadas correspondientes a la energía generada en el mes de producción m se considerarán automáticamente caducadas en el mes $m+12$.

Esta Circular, en vigor desde 28 de abril de 2018, será de aplicación para los trámites relacionados con garantías de origen relativas a energía eléctrica producida antes del 1 de enero de 2018.

La Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Entre los aspectos más destacados de dicha directiva cabe reseñar los siguientes:

- Establecimiento de un nuevo objetivo vinculante de energías renovables en el conjunto de la UE del 32% en 2030, incluyendo una cláusula de revisión al alza en 2030.
- Mejora el diseño y la estabilidad de los esquemas de apoyo para las energías renovables.
- Búsqueda de la racionalización y reducción de los procedimientos administrativos.
- Establecimiento de un marco regulatorio claro y estable para el autoconsumo.
- Posicionamiento del ciudadano en el centro de la Unión de la Energía mediante, entre otros, la creación de la figura de la comunidad de energía renovable.
- Aumento del nivel de ambición en los sectores del transporte y de calefacción/refrigeración.
- Mejora de la sostenibilidad de la bioenergía.

Esta directiva deberá ser transpuesta al ordenamiento jurídico nacional antes del 30 de junio de 2021

Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnologías eólica y fotovoltaica situadas en los territorios no peninsulares cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER.

Objetivo: aumentar la participación de las tecnologías eólica y fotovoltaica en la producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.

Modalidad: la ayuda adoptará la forma de subvención, en régimen de concurrencia competitiva. Al objeto de facilitar la financiación de los proyectos, se podrá adelantar al beneficiario mediante un anticipo de la cofinanciación FEDER.

Criterios de selección: importe de la ayuda unitaria solicitada, recurso, viabilidad administrativa y localización.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

El IDAE, en su calidad de Organismo Intermedio FEDER, realizará diferentes convocatorias para la concesión de las ayudas.

9.1.4. Energías renovables para usos térmicos

Durante el año 2018 el consumo de energía final renovable sin biocarburantes, Tabla 9.7, se incrementó en cerca de un 1% con respecto a 2017, alcanzando los 4.528 ktep, como consecuencia, principalmente, de la menor actividad existente en las plantas de cogeneración con biomasa, una retracción del orden del 3% en la producción eléctrica que supuso una contracción en los consumos para la producción de calor en estas unidades del 5%.

TABLA 9.7. CAPACIDAD INSTALADA Y CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES TÉRMICAS 2018

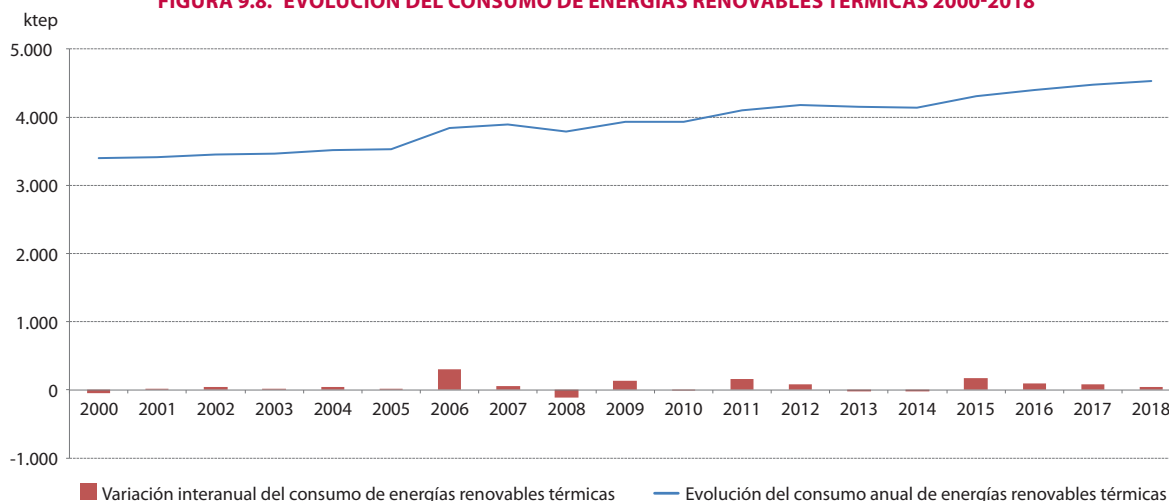
	Capacidad instalada		Consumo de energías renovables térmicas (ktep)		TOTAL
	Potencia (MW)	Superficie solar (m ²)	Para usos exclusivamente térmicos	Para producción de calor en centrales de cogeneración	
Biomasa y carbón vegetal	27.333		3.574	552	4.126
Biogás	134		25	30	55
Solar térmica de baja temperatura	2.939	4.198.848	324	–	324
Geotermia	107		19	–	19
Residuos renovables	–		–	4	4
TOTAL	30.513	4.198.848	3.942	586	4.528

Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE.

Desde el año 2000, los consumos finales de energías renovables térmicas, Figura 9.8, han iniciado una lenta pero constante tendencia de progresión, con crecimientos medios interanuales del 1,6%, en contraposición con la evolución registrada en la última década del pasado siglo que registró contracciones de estos consumos del orden del -1,5% anual.

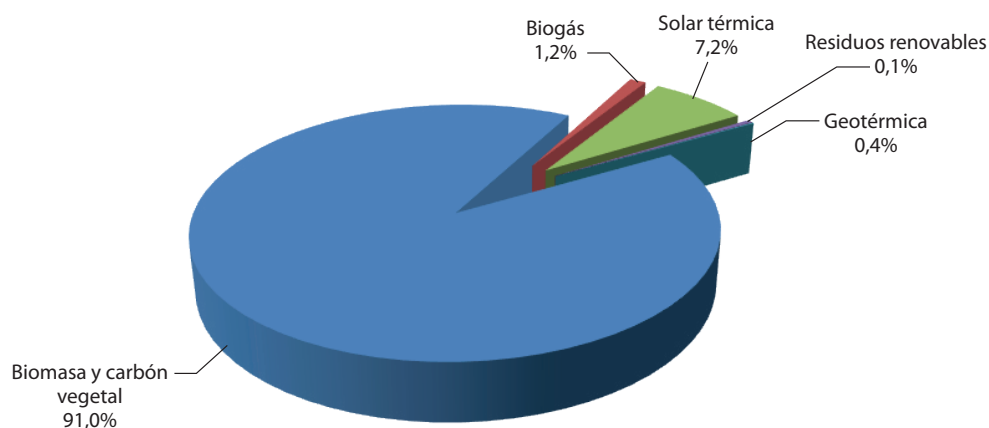
La biomasa, Figura 9.9, continúa siendo el primer recurso renovable consumido (91%) en términos de energía final seguido a distancia por la energía solar térmica (7%). Más alejadas, y con presencia prácticamente testimonial, se encuentran las aportaciones con origen en los biogases (1%), la geotermia y los residuos renovables, estas dos últimas en su conjunto apenas alcanzan el 1%.

FIGURA 9.8. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES TÉRMICAS 2000-2018



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE.

FIGURA 9.9. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS AL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL RENOVABLE EN 2018



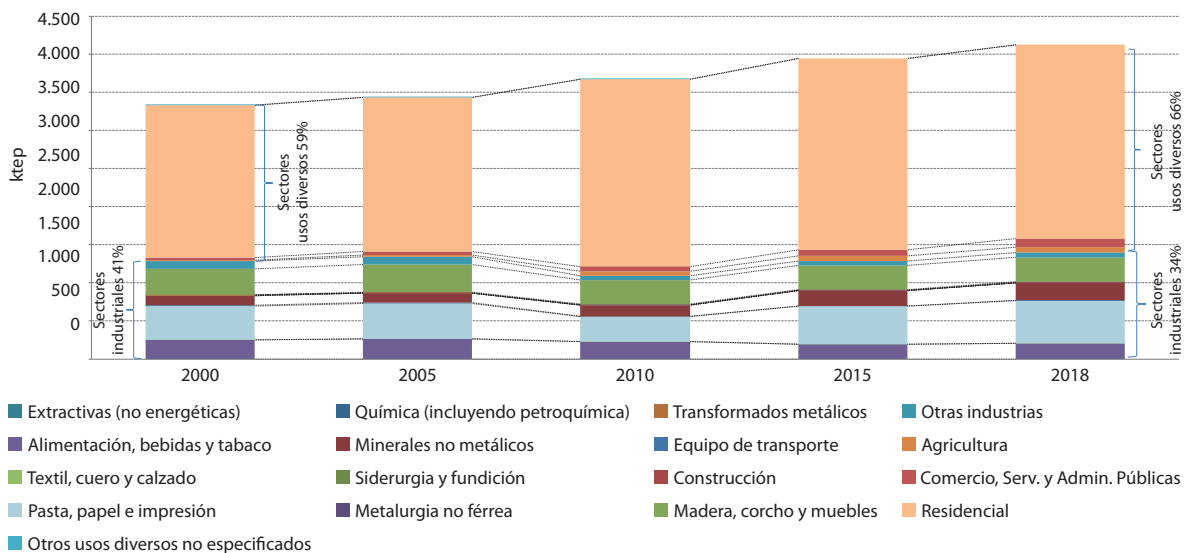
Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE.

El consumo de biomasa, que supera ligeramente los 4 millones de tep, se reparte en 3.574 ktep utilizados en instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios, y los restantes 552 ktep se corresponden con consumos imputables a la producción de calor de las centrales de cogeneración con biomasa.

Sectorialmente, destaca la evolución creciente de los consumos asociados a los sectores de uso diversos (agricultura, comercio, servicios y sector residencial) en contraposición a los correspondientes al sector industrial que progresivamente va perdiendo peso en la estructura de consumos de biomasa.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

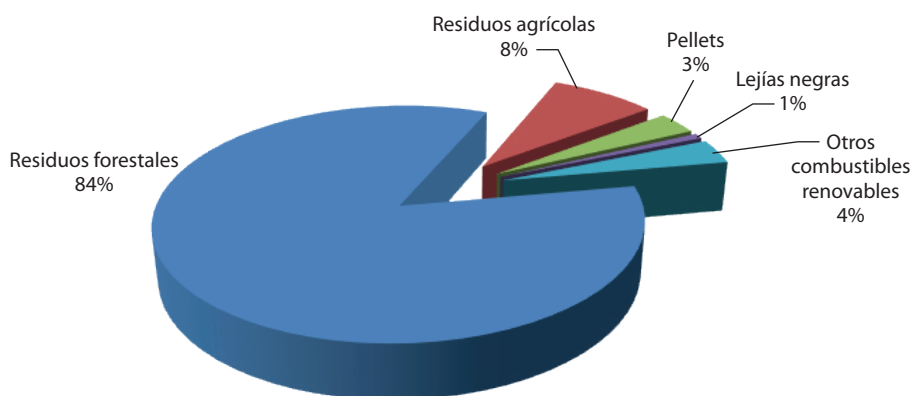
FIGURA 9.10. EVOLUCIÓN SECTORIAL DE LOS CONSUMOS DE BIOMASA 2000-2018



Datos provisionales.
FUENTE: MITECO, IDAE.

Dada la alta representatividad del sector residencial en los consumos térmicos de energías renovables, 62% del consumo de biomasa exclusivamente térmica, los residuos forestales, tradicionalmente asociados a este sector, representan el 80% del consumo, Figura 9.11, seguidos a distancia de los residuos agrícolas, 8%, los pellets, 3%, las lejíjas negras, 1%, y otros tipos de combustibles renovables, 4%.

FIGURA 9.11. CONSUMO DE BIOMASA TÉRMICA 2018: CONTRIBUCIÓN POR COMBUSTIBLES

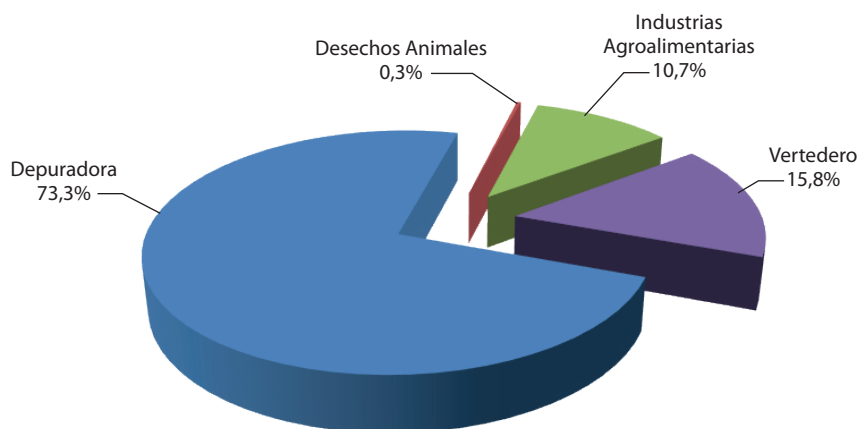


Datos provisionales.
FUENTE: IDAE

Del total de consumos de biogás en 2018, 55 ktep, el 54% se utiliza en centrales de cogeneración y va destinado a la producción de calor, mientras que el 46% restante se consume en calderas del sector industrial

mayoritariamente, concentrado en los sectores de pasta y papel (63%) y alimentación, bebidas y tabaco (11%). En cuanto al origen de este biogás, Figura 9.12, alrededor del 73% tiene su origen en depuradoras, un 16% en vertederos y el resto, un 11% en industrias agroalimentarias y en desechos animales.

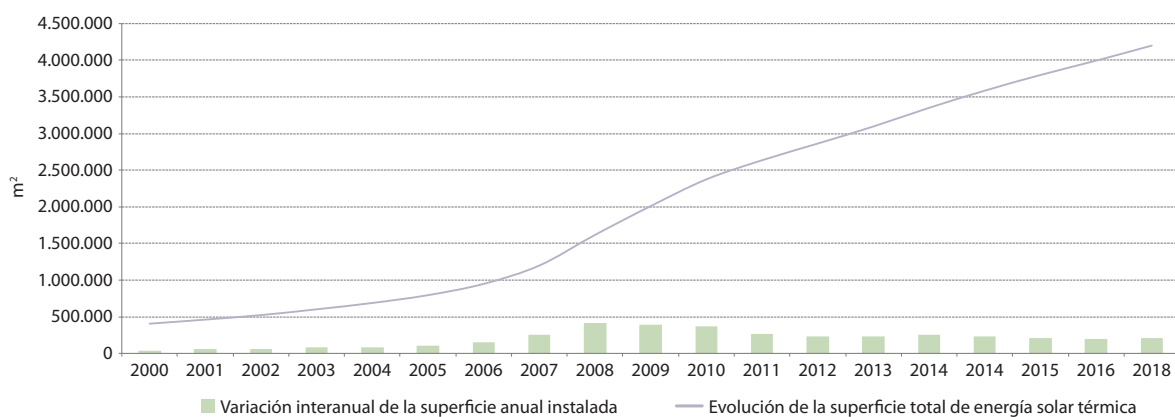
FIGURA 9.12. ORIGEN DEL BIOGÁS TÉRMICO CONSUMIDO EN 2018



Datos provisionales.
FUENTE: IDAE.

Por su parte, la evolución de la energía solar térmica en el año 2018, Figura 9.13, parece indicar un cambio en la tendencia decreciente que venía registrándose en este mercado desde el año 2015, habiéndose incrementado una superficie anual instalada en cerca de 206 mil m², un 5% más que la superficie instalada en 2017.

FIGURA 9.13. EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE SOLAR INSTALADA 2000-2018



Datos provisionales.
FUENTE: IDAE.

La superficie solar instalada alcanza los 4,2 millones de m², concentrados principalmente en el sector residencial (80%) y en el sector de comercio y servicios (16%). Casi el 100% de los usos satisfechos por esta

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

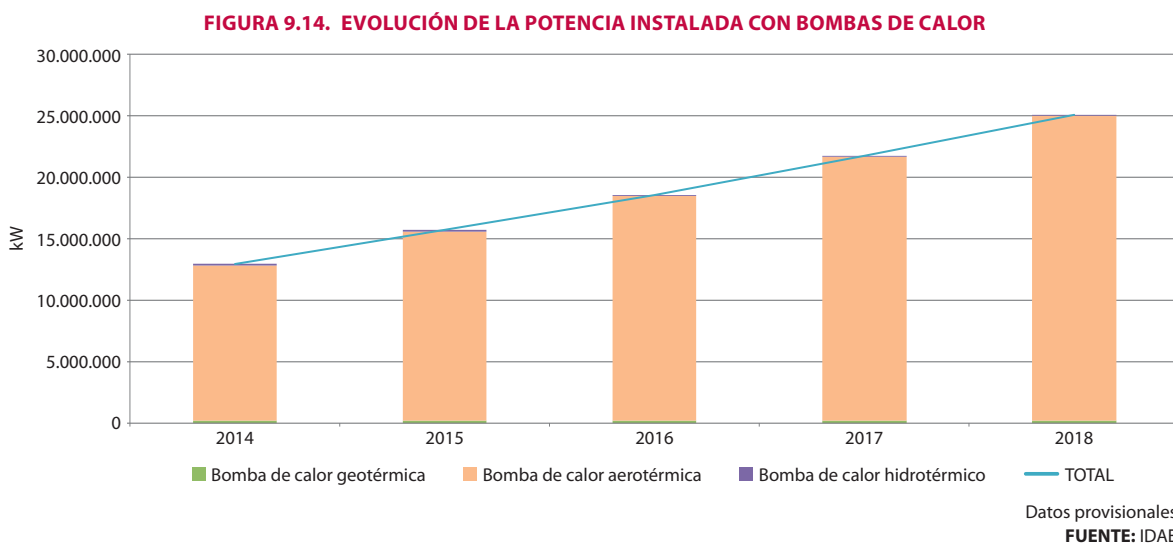
tecnología están asociados al calentamiento de agua, bien para su utilización en ACS en los sectores de residencial y comercio-servicios, o bien para su utilización tanto como ACS como para agua caliente en procesos industriales.

En lo que a geotermia de uso directo se refiere, esto es el aprovechamiento de energía geotérmica a través de intercambiadores de calor, a finales de 2018 el balance provisional de las instalaciones basadas en esta tecnología arroja un total cercano a los 19 ktep de consumo concentrados en los sectores de agricultura, básicamente en instalaciones de calefacción de invernaderos, y de comercio-servicios, principalmente en instalaciones de baños termales.

En esta tecnología, durante el año 2020 se espera finalizar un estudio de validación, contraste y actualización de las instalaciones inscritas al objeto de poder contabilizar más rigurosamente los valores energéticos asociados a la misma.

Por lo que respecta a la energía ambiente, es decir la energía renovable suministrada mediante tecnologías de bombas de calor al objeto de satisfacer las demandas de calor y agua caliente de los usuarios, la misma no se contabiliza en los balances de energía final, aunque sí se considera para el cálculo de la contribución de energía renovable al consumo final bruto de energía.

Desde que en el año 2014 se empezarán a contabilizar las instalaciones basadas en bombas de calor, siguiendo las directrices de cálculo de la energía renovable procedente de las bombas de calor establecidas en la Decisión de la Comisión de 1 de marzo de 2013, la potencia instalada de estas tecnologías, Figura 9.14, prácticamente se ha duplicado registrándose incrementos medios anuales del 18%.



9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

A finales de 2018, Tabla 9.8, se disponía de una potencia instalada de bombas de calor ligeramente superior a los 25.000 MW, un 45% de la potencia térmica total instalada con energías renovables y 4 puntos porcentuales menos que la instalada con tecnologías de biomasa. Esta potencia proporcionó algo más de 1 Mtep de calor útil con una energía renovable suministrada de 742 ktep, unos 8.360 GWh/año.

TABLA 9.8. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR EN 2018

Tipo de bomba de calor	Sector	2018						
		Número de unidades	Potencia Térmica (kW)	Horas de funcionamiento	Calor útil (tep)	Factor de rendimiento medio estacional (SPF)	Consumo eléctrico (GWh)	Energía renovable suministrada (tep)
Bomba de calor aerotérmica	Industrias	318.500	5.476.317	624	294.009	2,90	1.180	192.540
	Residencial	2.933.673	13.293.982	182	207.814	3,07	787	140.140
	Comercio-Servicios	458.862	5.976.154	1.085	557.790	3,09	2.097	377.463
Total Bomba de calor aerotérmica		3.711.035	24.746.453	498	1.059.613	3,03	4.064	710.142
Bomba de calor geotérmica	Química	1	200	3.150	54	4,92	0	43
	Bienes de Equipo	1	70	1.340	8	5,33	0	7
	Madera y Productos de la Madera	1	16	1.340	2	5,78	0	2
	Construcción	5	232	1.545	31	4,69	0	24
	Textil, Cuero y Calzado	1	52	1.340	6	6,15	0	5
	Otras Industrias	467	39.658	801	2.732	3,21	10	1.880
	Residencial	565	11.169	1.221	1.172	5,02	3	939
	Agricultura	1	295	1.340	34	5,54	0	28
	Hoteles	15	1.099	1.596	151	5,39	0	123
	Oficinas	3	883	1.223	93	5,48	0	76
	Comercio	3	80	1.333	9	4,55	0	7
	Otras Actividades no especificadas	8.086	165.012	1.914	27.163	3,45	91	19.300
	Otros Servicios y Servicios Públicos	14	1.141	1.542	151	4,78	0	120
Administraciones Públicas	10	1.257	1.584	171	5,32	0	139	
Total Bomba de calor geotérmica		9.173	221.164	1.671	31.778	3,50	106	22.693
Bomba de calor hidrotérmica	Industrias	1.264	81.388	905	6.332	3,20	23	4.353
	Comercio-Servicios	148	22.803	3.598	7.056	3,50	23	5.040
Total Bomba de calor hidrotérmica		1.412	104.191	1.494	13.388	3,35	46	9.393
TOTAL		3.721.620	25.071.809	512	1.104.779	3,05	4.216	742.228

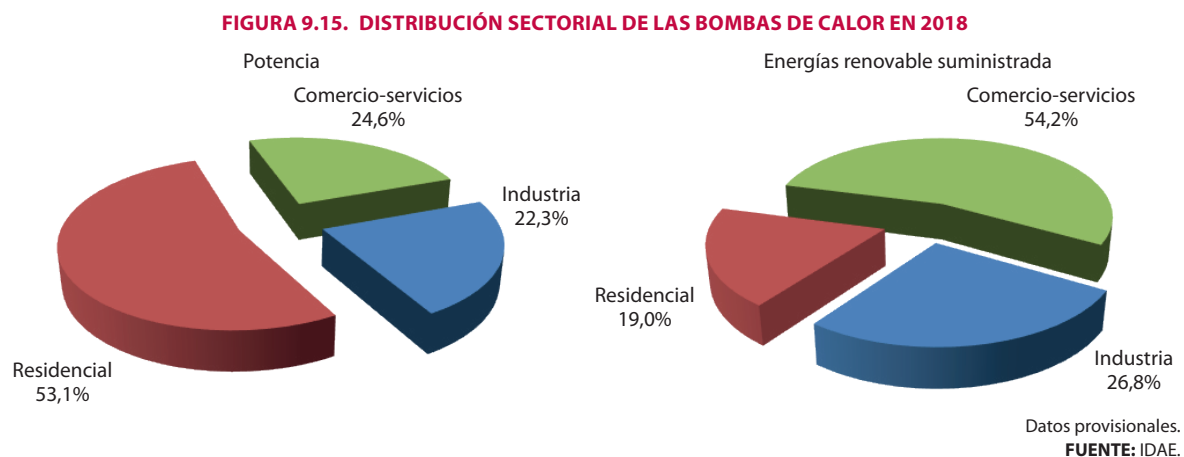
Datos provisionales.

FUENTE: IDAE.

El tipo de bomba de calor que domina el mercado es la aerotérmica reversible de aire-aire, con casi 22.700 MW en funcionamiento, que es utilizada no solamente para la satisfacción de las necesidades de calefacción de los alojamientos sino también para cubrir la demanda de refrigeración de los mismos. Por dicho motivo, y dado que la nueva Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (RED-II) establece en su artículo 7 punto 3 que se tendrá en cuenta la energía ambiente y geotérmica utilizadas para los sistemas de calefacción y refrigeración mediante bombas de

calor, se prevé que, en función de la metodología para calcular la cantidad de energía renovable utilizada para estos fines que establezca la Comisión, se incremente significativamente la aportación energética renovable de este tipo de bombas.

Aunque tanto potencia instalada como el número de unidades operativas se encuentran asociados al sector residencial, Figura 9.15, la energía renovable suministrada está concentrada en el sector de comercio y servicios. Las diferencias sectoriales en las tecnologías de bombas de calor afectan tanto al tamaño medio de las instalaciones, que varía entre los 5 kW del sector residencial y los 17 kW del sector industrial, como a las horas de utilización, con un mínimo de 123 horas en el sector residencial y un máximo de 758 horas en los sectores de comercio y servicios.



En la tecnología de bombas de calor de tipo geotérmico y de calor hidrotérmico, y al igual que con la correspondiente a instalaciones geotérmicas de uso directo, durante el año 2020 se espera finalizar un estudio de actualización de las instalaciones registradas al objeto de contabilizar más rigurosamente los valores energéticos asociados a estas tecnologías.

9.1.5. Energías renovables en el transporte

Desde la aprobación de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, las energías renovables han cobrado un papel especialmente relevante en el sector transporte. Dicha directiva, establecía en su artículo 3, apartado 4, un objetivo para el sector del transporte, obligando a cada Estado miembro a obtener una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final de energía en el sector transporte en 2020.

Para garantizar el cumplimiento de este objetivo, se aprobó el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes, mediante el que se fija una senda creciente de contribución de los biocarburantes al sector del transporte. Concretamente la senda establece los valores recogidos en la Tabla 9.8, cuya metodología de cálculo está establecida en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte:

TABLA 9.8. OBJETIVOS OBLIGATORIOS MÍNIMOS DE VENTA O CONSUMO DE BIOCARURANTES EN TRANSPORTE

	2017	2018	2019	2020
Objetivos obligatorios mínimos de biocarburantes (%)	5%	6%	7%	8,5%

Para que los biocarburantes puedan ser contabilizados para alcanzar los objetivos anuales, deben cumplir con los requisitos fijados en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo (en adelante RD de Sostenibilidad), en línea con lo establecido en la Directiva antes citada. Estos criterios de sostenibilidad, también recogidos en la Directiva 98/70/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 1998 relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo se basan en:

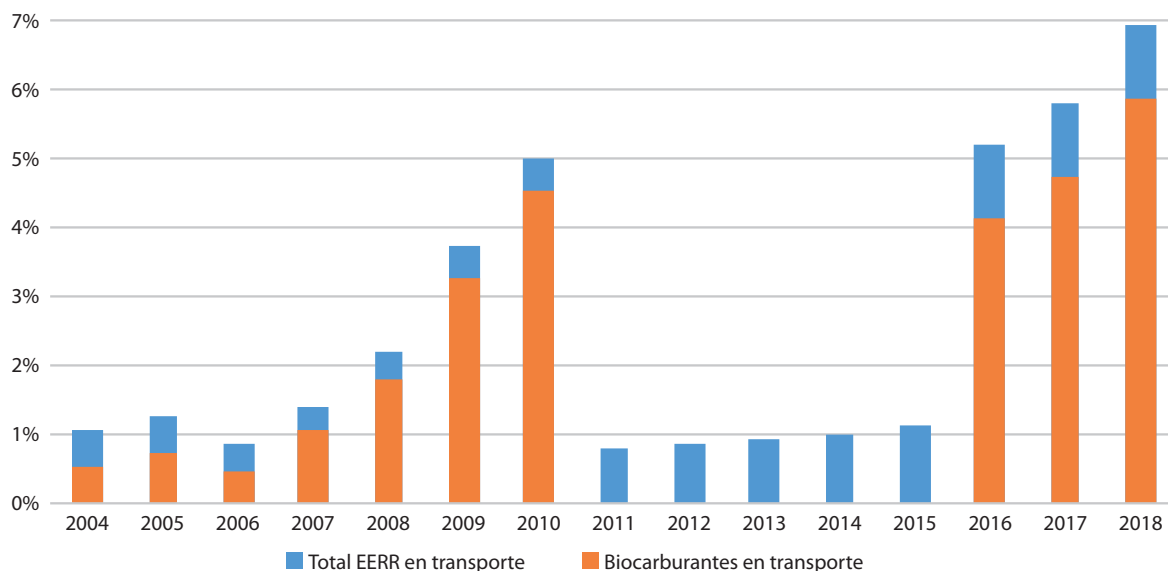
- La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- La protección de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad o tierras con elevadas reservas de carbono.

Hasta el año 2010, los biocarburantes contabilizados en el transporte no estaban sujetos al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad. En España hubo un período de carencia en el que los criterios de sostenibilidad tenían carácter indicativo si bien los sujetos obligados a ello debían remitir toda la información veraz exigida en el citado real decreto de sostenibilidad.

Teniendo en cuenta las anteriores disposiciones normativas, la cuota de las energías renovables en el transporte, Figura 9.16, se ha visto esencialmente influenciada por la contribución de los biocarburantes en este sector.

En los últimos años, la contribución de las energías renovables ha ido creciendo al ritmo de crecimiento de los objetivos obligatorios de venta o consumo de biocarburantes establecidos en el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre. El crecimiento se debe fundamentalmente al aumento del consumo de biocarburantes.

FIGURA 9.16. EVOLUCIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL TRANSPORTE



FUENTE: EU SHARES.

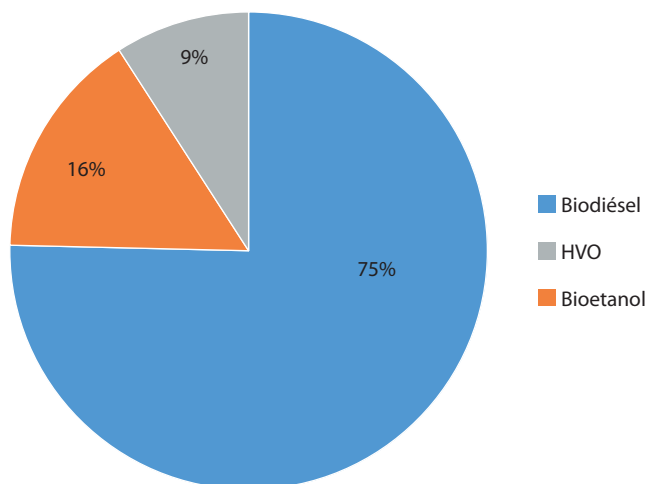
El segmento restante está compuesto por la energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables y consumida en el transporte. Para el cómputo de esta última, la Directiva (UE) 2015/1513 del Parlamento Europeo y del Consejo de 9 de septiembre de 2015 por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, 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, establece que para el cálculo de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables consumida por el transporte ferroviario electrificado y por los vehículos eléctricos de carretera, se considerará que dicho consumo corresponde a 2,5 y 5 veces, respectivamente, el contenido en energía del insumo de electricidad procedente de fuentes de energía renovables.

- Análisis del sector en 2018

Como se observa en la Figura 9.16, en el año 2018 la cuota de renovables en transporte ascendió al entorno del 7%, correspondiendo cerca del 6% a los biocarburantes, en línea con el objetivo fijado por el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre.

Los biocarburantes son, por tanto, el primer recurso en importancia para el cumplimiento del objetivo de energías renovables en transporte, alrededor de 1,7 millones de tep. Dentro de los biocarburantes, adquiere especial importancia los biocarburantes incorporados o sustitutos del diesel (biodiésel y HVO), ya que suponen el 91% de los biocarburantes vendidos o consumidos en el sector transporte, Figura 9.17, representando el bioetanol únicamente el 9%.

FIGURA 9.17. DISTRIBUCIÓN DE BIOCARBURANTES VENDIDOS O CONSUMIDOS EN EL SECTOR TRANSPORTE EN 2018



FUENTE: CNMC.

En cuanto al porcentaje de electricidad, el 1% restante de las energías renovables en el sector transporte, es aportado mayoritariamente (90%) por el transporte ferroviario electrificado, donde el consumo de energía eléctrica en términos absolutos es superior al consumo de electricidad de los vehículos eléctricos de carretera.

Normativa aprobada en 2018

- **Directiva (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

Esta Directiva deroga la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 y fija objetivos más ambiciosos sobre la contribución de las energías renovables tanto en el consumo bruto de energía como en el consumo de energía final para el transporte en el año 2030.

Concretamente, para el sector del transporte eleva la cuota mínima obligatoria de energía procedente de fuentes renovables hasta un **14% en el consumo final de energía final del sector transporte** en el año 2030.

- **Real Decreto 235/2018, de 27 de abril**, por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte. Se modifica el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo; y se establece un objetivo indicativo de venta o consumo de biocarburantes avanzados.

- **Orden TEC/1420/2018, de 27 de diciembre**, por la que se desarrollan los aspectos de detalle del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y de la emisión del informe de verificación de la sostenibilidad, regulados en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo.
- **Plan Movalt Infraestructura**

La electrificación del transporte necesita de una infraestructura específica de recarga de uso público que permita cubrir las necesidades de movilidad de los usuarios, y así permitir el desarrollo del mercado. Considerando las barreras existentes asociadas a la infraestructura de recarga de los vehículos eléctricos, se estima conveniente mantener el apoyo a las energías alternativas en el sector transporte, a través del lanzamiento del **Programa de Ayudas para la implantación de infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos –Plan MOVALT Infraestructuras–**, estableciéndose su convocatoria mediante la Resolución de 10 de enero de 2018 de la Dirección General del IDAE.

9.2. COGENERACIÓN

9.2.1. Principales magnitudes

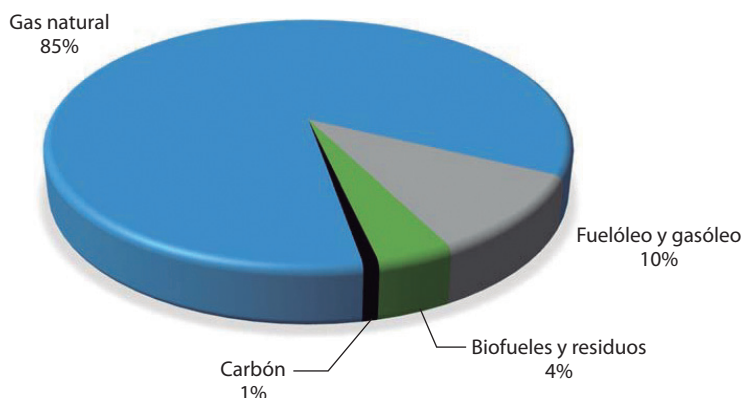
La generación eléctrica bruta correspondiente a la tecnología de cogeneración en 2018 alcanzó los 32.895 GWh, un 3% superior a la del año anterior. El principal combustible empleado por esta tecnología fue el gas natural, representando un 85% del total, seguido del fuelóleo y gasóleo con un 10%. La producción con gas natural se incrementó un 4% respecto a 2017, mientras que la producción con fuelóleo y gasóleo se redujo en un 5%.

TABLA 9.9. GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA MEDIANTE COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE AÑO 2018

Cogeneración	Energía (GWh)	% del total	Variación 2018/2017
Gas natural	27.947	85%	4%
Fuelóleo y gasóleo	3.363	10%	-5%
Biocombustibles y residuos	1.315	4%	1%
Carbón	270	1%	8%
Total	32.895	100%	3%

La siguiente figura muestra la representación porcentual de la generación eléctrica mediante cogeneración por combustible utilizado durante el año 2018.

FIGURA 9.18. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LA COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE



Se analizan a continuación las principales magnitudes de las instalaciones de cogeneración incluidas en el grupo a.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que percibieron régimen retributivo específico en 2018.

Atendiendo a la tecnología de cogeneración acogida al régimen retributivo específico, éste engloba a finales de 2018 a 523 instalaciones (4.184 MW) que generaron más de 26 TWh durante ese año, distribuida en los subgrupos a.1.1 y a.1.2¹.

TABLA 9.10. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2018

Tecnología	Subgrupo	Energía primada (GWh)	Potencia primada (MW)	Nº de instalaciones
Cogeneración	a.1.1	23.269	3.730	477
	a.1.2	2.896	451	46
Total		26.165	4.181	523

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

¹ – Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.

– Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

Analizando la distribución de las instalaciones de cogeneración en función de su potencia, cabe reseñar que más del 80% de las instalaciones disponen de una potencia inferior a los 10MW, si bien sólo agrupan un tercio de la potencia total con acceso al régimen retributivo específico y menos de un tercio de la energía.

TABLA 9.11. DISTRIBUCIÓN POR RANGO DE POTENCIA DE LA COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2018

GRUPO	Rango de potencia (MW)	Nº de instalaciones		Potencia primada (MW)		Energía primada (GWh)	
a11	P ≤ 1 MW	164	31%	95	2%	395	2%
	1 < P ≤ 10 MW	230	44%	1.212	29%	6.502	25%
	10 < P ≤ 30 MW	49	9%	864	21%	5.665	22%
	30 < P ≤ 50 MW	28	5%	1.120	27%	7.938	30%
	50 < P ≤ 100 MW	6	1%	439	10%	2.769	11%
a12	P ≤ 1 MW	8	2%	7	0%	19	0%
	1 < P ≤ 10 MW	22	4%	100	2%	488	2%
	10 < P ≤ 30 MW	15	3%	310	7%	2.216	8%
	30 < P ≤ 50 MW	1	0%	34	1%	173	1%
Total general		523	100%	4.181	100%	26.165	100%

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Las principales comunidades autónomas con producción eléctrica primada mediante cogeneración son Cataluña, Andalucía, Aragón y Galicia cuyo acumulado supera el 50% del total nacional.

TABLA 9.11. DISTRIBUCIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN (GRUPO A.1) ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2018

COMUNIDAD	Porcentaje (%)
ANDALUCÍA	14%
ARAGÓN	11%
ASTURIAS	1%
BALEARES	0%
CANARIAS	0%
CANTABRIA	5%
CASTILLA LA MANCHA	4%
CASTILLA Y LEÓN	9%
CATALUÑA	19%
COMUNIDAD VALENCIANA	6%
EXTREMADURA	0%
GALICIA	10%
LA RIOJA	0%
MADRID	3%
MURCIA	6%
NAVARRA	3%
PAÍS VASCO	8%
Total	100%

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

La retribución procedente del régimen retributivo específico de las instalaciones del grupo a.1 ascendió en el año 2018 a 1.235 millones de euros, correspondiendo el 93% a retribución a la operación, al estar la mayor parte de las instalaciones ya amortizadas y no contar con retribución a la inversión.

TABLA 9.12. RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2018

Tecnología	Retribución Específica (miles €)	Retribución Inversión (miles €)	Retribución Operación (miles €)
Cogeneración (grupo a.1)	1.235.499	82.398	1.153.101

FUENTE: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

9.2.2. Normativa aprobada en 2018

Orden ETU/360/2018, de 6 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2018 y por la que se aprueba una instalación 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.

Esta orden tiene por objeto actualizar la retribución a la operación, correspondiente al primer semestre natural del año 2018, de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible, según lo previsto por la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio.

Esta actualización afecta a las instalaciones correspondientes a los grupos a.1, b.6 y b.8, definidos en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, así como a las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos que tuvieran reconocida retribución primada a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio. Se excluyen de lo anterior las instalaciones tipo que hayan superado su vida útil regulatoria antes del 1 de enero de 2018 o bien no tengan asignada ninguna instalación que esté dentro de su vida útil regulatoria.

Asimismo, es objeto de esta orden la aprobación de una nueva instalación tipo, así como el establecimiento de sus parámetros retributivos de aplicación al primer y segundo semiperíodos regulatorios, y su equivalencia con la correspondiente categoría, grupo y subgrupo definidos con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

Orden TEC/1174/2018, de 8 de noviembre, 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 semiperíodo 2017-2019.

La orden establece los parámetros retributivos de las instalaciones tipo correspondientes a las instalaciones de tratamiento y reducción de purines para adecuarlos a lo establecido en diversos autos de la Sala Tercera del Tribunal Supremo relativos a incidentes de ejecución de las sentencias dictadas por dicha Sala sobre distintos recursos contencioso-administrativos contra los parámetros retributivos de estas instalaciones recogidos en la mencionada Orden IET/1045/2014, de 16 de junio.

Asimismo, actualizar los valores de la retribución a la operación para las citadas instalaciones tipo para el segundo semestre de 2015, el primer y el segundo semestre de 2016, el primer y el segundo semestre de 2017 y el primer semestre de 2018 y establecer los valores de los parámetros A, B y C necesarios para estas actualizaciones semestrales.

Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España.

La disposición transitoria tercera establece que las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia que utilicen combustibles renovables o gas natural, y que superen su vida útil regulatoria con fecha posterior al 1 de enero de 2018, podrán percibir el término de retribución a la operación correspondiente a su instalación tipo por la energía que produzcan desde la entrada en vigor de dicho real decreto-ley y hasta un período máximo de dos años a contar desde su entrada en vigor. Para la percepción de esta retribución, las instalaciones de producción de energía eléctrica con cogeneración a las que sea de aplicación esta disposición deberán mantenerse en el cumplimiento de las condiciones de eficiencia energética y de los demás requisitos recogidos en la normativa de aplicación.

9.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA

9.3.1. Eficiencia energética

9.3.1.1. *Ámbito General*

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, creó un marco común para fomentar la eficiencia energética

dentro de la Unión y estableció acciones concretas a fin de alcanzar un notable ahorro de energía acumulado en el período 2014-2020.

Cabe señalar que esta Directiva ha sido revisada mediante la Directiva (UE) 2018/2002, de 11 de diciembre de 2018, con el objetivo de asegurar la consecución del objetivo principal de mejora de la eficiencia en un 20% en 2020 y un 32,5% en 2030.

De acuerdo con las obligaciones establecidas en la anteriormente mencionada Directiva 2012/27/UE (DEE):

- Los Estados miembros deben acreditar la consecución de un objetivo de ahorro acumulado de energía final en el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2020, y posteriormente entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030.

Este objetivo acumulado de energía final ha sido calculado para España de conformidad con lo establecido en el artículo 7 de la propia DEE, ascendiendo para el primer período a 15.979 ktep, lo que equivale a 571 ktep/año de ahorros nuevos y adicionales de energía final, supuesta una distribución lineal del objetivo a lo largo del período.

- Por otra parte, el citado artículo 7 determinaba que cada Estado miembro establecería un sistema de obligaciones de eficiencia energética mediante el cual los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarían obligados a alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de un ahorro equivalente al 1,5 % de sus ventas anuales de energía.

Con la revisión de la DEE mediante la Directiva (UE) 2018/2002, se amplía el alcance del sistema de obligaciones de eficiencia energética a un nuevo período de obligación, del 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2030, para que la UE logre sus objetivos de eficiencia energética para 2030 y cumpla su compromiso de situar a los consumidores en el centro de la Unión de la Energía.

- Asimismo, el artículo 20 de la DEE permitió a los Estados miembros crear un Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) como respaldo de las iniciativas nacionales de eficiencia energética.

A la vista de lo anterior, para la consecución del objetivo de ahorro de energía final del actual período 2014-2020, España ha optado por una combinación de los dos sistemas permitidos por la DEE:

1. Un sistema de obligaciones de eficiencia energética además del FNEE, regulado mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

2. Adopción de medidas de actuación alternativas como por ejemplo fiscalidad, reglamentación o acuerdos voluntarios, entre otras; conforme al artículo 7 ter de la DEE.

9.3.1.2. Normativa de aplicación específica en 2018

- **Orden ETU/257/2017, de 16 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2018.**

Tal y como se ha citado en el apartado anterior, dado que la Directiva 2012/27/UE establece la obligación de justificar una cantidad de ahorro de energía para 2020 (15.979 ktep), para su consecución, España ha optado por la combinación de un sistema de obligaciones de eficiencia energética y medidas de actuación alternativas.

En concreto, el mencionado sistema de obligaciones de eficiencia energética se basa en asignar 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 deben realizar una contribución financiera anual al FNEE (*equivalente a las obligaciones de ahorro por una equivalencia financiera*), la cual, para el año 2018, se establece en la Orden ETU/257/2017, de 16 de marzo.

9.3.2. Eficiencia energética en edificios

9.3.2.1. Ámbito General

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, tiene por objeto mejorar la eficiencia energética de los edificios de la UE teniendo en cuenta diversas condiciones climáticas y particularidades locales. Para ello, establece una serie de instrumentos y obligaciones:

- Los países de la UE deben establecer requisitos mínimos óptimos de eficiencia energética. Dichos requisitos deben ser revisados cada 5 años. Deben cubrir el edificio, sus componentes y la energía consumida para:
 - la calefacción de espacios;
 - la refrigeración de espacios;

- el agua caliente sanitaria;
 - la ventilación;
 - la iluminación integrada;
 - otras instalaciones técnicas de los edificios.
- La Comisión Europea ha establecido un marco metodológico comparativo para calcular los niveles de coste óptimos para los requisitos de eficiencia energética.
 - Los edificios nuevos deben cumplir las normas mínimas. Los edificios que estén ocupados y sean propiedad de autoridades públicas deben alcanzar un consumo de energía casi nulo² a más tardar el 31 de diciembre de 2018 y los demás edificios nuevos a más tardar el 31 de diciembre de 2020.
 - Los edificios existentes en los que se haga una reforma importante deberán mejorar su eficiencia energética para cumplir los requisitos aplicables.
 - Los países de la UE deben contar con un sistema de certificación de la eficiencia energética. Los certificados:
 - ofrecen información a los posibles compradores o arrendatarios sobre la calificación energética de un edificio;
 - incluyen recomendaciones para la mejora de los niveles rentables;
 - deben mencionarse en todos los anuncios publicitarios que aparezcan en los medios de comunicación cuando un edificio o unidad de un edificio se ponga a la venta o en alquiler.
 - Las autoridades nacionales de los países de la UE deben asegurarse de poner en marcha programas de inspección de las instalaciones de calefacción y aire acondicionado.

En España, la Directiva 2010/31/UE se ha traspuesto a través de tres instrumentos normativos:

² Según lo define la Directiva, un edificio de consumo de energía casi nulo es aquél con un nivel de eficiencia energética muy alto; la cantidad muy baja de energía requerida debería de estar cubierta, en muy amplia medida, por fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno.

- 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. El real decreto establece la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética que deberá incluir información objetiva sobre la eficiencia energética de un edificio y valores de referencia tales como requisitos mínimos de eficiencia energética con el fin de que los propietarios o arrendatarios del edificio o de una unidad de éste puedan comparar y evaluar su eficiencia energética. De esta forma, valorando y comparando la eficiencia energética de los edificios, se favorecerá la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro de energía. Además, este real decreto contribuye a informar de las emisiones de CO₂ por el uso de la energía proveniente de fuentes emisoras en el sector residencial, lo que facilitará la adopción de medidas para reducir las emisiones y mejorar la calificación energética de los edificios.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. Es el marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE). El Código Técnico de la Edificación está dividido en dos partes. En la primera se detallan todas las exigencias en materia de seguridad y de habitabilidad que son preceptivas a la hora de construir un edificio, según la Ley de Ordenación de la Edificación y la segunda se compone de los diferentes Documentos Básicos.

La primera parte está subdividida a su vez en varias secciones referidas cada una de ellas a las distintas áreas que deben regularse. En el ámbito de la seguridad nos encontramos las disposiciones referidas a la seguridad estructural, la seguridad en caso de incendios y la seguridad de utilización. Mientras, en el área de habitabilidad están incluidos los requisitos relacionados con la salubridad, la protección frente al ruido y el ahorro de energía.

En lo que respecta al ahorro de energía, es de aplicación el Documento Básico de Ahorro de Energía (**DB-HE**) que tiene como objetivo conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir, asimismo, que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su proyecto, construcción, uso y mantenimiento.

- El Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), establece las condiciones que deben cumplir las instalaciones destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene a través de las instalaciones de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, para conseguir un uso racional de la energía.

Por último, cabe destacar que en la página web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se publica anualmente el número de certificados registrados por las Comunidades Autónomas.

mas. Estos datos presentan el acumulado de dichos registros desde su creación, y sólo reflejan los datos relativos a edificios terminados, tanto nuevos como existentes, o a las unidades de los edificios que se han certificado de forma independiente:

<https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Documentos/Paginas/documentosInformativos.aspx>

9.3.2.2. Normativa aprobada en 2018

Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

El objetivo principal era acelerar la renovación económicamente rentable de los edificios existentes y la promoción de las tecnologías inteligentes en los edificios. Como parte del paquete Energía limpia, la Directiva revisada complementa la legislación sobre eficiencia energética.

Real Decreto 1516/2018, de 28 de diciembre, por el que se modifica el 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), actualmente POPE³, prevé que una parte de la dotación presupuestaria del Eje «Transición a una Economía Baja en Carbono», equivalente a 480 M€, se destine a proyectos que permitan el paso a una economía baja en carbono en el ámbito de las Entidades locales.

Mediante el Real Decreto 616/2017, de 16 de junio, se estableció una línea de ayudas a fondo perdido, gestionada por el IDAE, dirigida a la subvención de este tipo de proyectos en el ámbito de **entidades locales de menos de 20.000 habitantes**. El presupuesto de esta primera convocatoria de ayudas fue de 336.053.612 euros, distribuidos por tipologías de región y objetivos específicos (OE 431 -Mejora de la eficiencia energética en la edificación y en las infraestructuras y servicios públicos; OE 451 -Movilidad urbana sostenible; y OE 432- Uso de las energías renovables en edificios e infraestructuras públicas).

³ A finales de 2017 tuvo lugar la aprobación del «Programa Operativo Plurirregional de España» (POPE) como resultado de la fusión del Programa Operativo de Crecimiento Sostenible (POCS) con el Programa Operativo de Crecimiento Inteligente (POCI).

La buena acogida del programa por parte de las entidades locales, y su adecuada contribución al cumplimiento de los objetivos programados, hace necesaria una ampliación del presupuesto inicial en 144.022.976 euros, para alcanzar con ello las previsiones que, para este tipo de actuaciones, se contemplan en el mencionado Programa Operativo FEDER Plurirregional de España 2014-2020 (POPE).

Como consecuencia de lo anterior, se ha ampliado el plazo de vigencia de este programa de ayudas hasta el 30 de junio de 2019.

Real Decreto 106/2018, de 9 de marzo, por el que se regula el Plan Estatal de Vivienda 2018-2021

Este real decreto, en vigor desde el 11 de marzo de 2018, tiene por objeto regular el Plan Estatal de Vivienda 2018-2021.

El Plan Estatal de Vivienda, 2018-2021 tiene por objetivos: el incremento del parque de viviendas en alquiler; y fomentar la rehabilitación y regeneración urbana y rural. Este Plan se desarrolla a través de las siguientes líneas estratégicas: especial atención a la gente más vulnerable; mejora de la calidad de la edificación, en particular, la **eficiencia energética** y la sostenibilidad medioambiental; y facilitar el acceso a la vivienda (en alquiler) a los jóvenes.

El Plan, cuya financiación se realizará con las dotaciones que se consignan en los Presupuestos Generales del Estado de cada año, se estructura en 9 programas, de los cuales cabe destacar el «**Programa de fomento de la mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad en viviendas**». Este programa tiene por objeto, tanto en ámbito urbano como rural, la financiación de obras de mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad, con especial atención a la envolvente edificatoria en edificios de tipología residencial colectiva, incluyendo sus viviendas, y en las viviendas unifamiliares.

Entre otras se considerarán **actuaciones subvencionables** para la mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad de las **viviendas unifamiliares o edificios de viviendas de tipología residencial colectiva**, las siguientes:

- La **mejora** de la envolvente térmica de la vivienda o del edificio para reducir su demanda energética de calefacción o refrigeración, mediante actuaciones de mejora de su aislamiento térmico, incluyendo la instalación de dispositivos bioclimáticos y de sombreado.
- La instalación de sistemas de calefacción, refrigeración, producción de agua caliente sanitaria y ventilación para el acondicionamiento térmico, o el incremento de la eficiencia energética de los ya existentes, mediante actuaciones como: la sustitución de equipos de producción de calor o frío, la instalación de sistemas de control, regulación y gestión energética, y contadores y repartidores de costes energéticos para instalaciones centralizadas de calefacción en el caso de edificios; el aislamiento térmico de las insta-

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

laciones de distribución y transporte; la instalación de dispositivos de recuperación de energías residuales; y la conexión de viviendas a redes de calor y frío existente.

- La instalación de equipos que permitan la utilización de energías renovables. Incluirá la instalación de cualquier tecnología, sistema, o equipo de energías renovables, como paneles solares térmicos y soluciones integrales de aerotermia para climatización y agua caliente sanitaria, a fin de contribuir a la producción de agua caliente sanitaria demandada por la vivienda o viviendas, o la producción de agua caliente para las instalaciones de climatización.

En el caso de los **edificios de viviendas de tipología residencial colectiva**, se consideran, además:

- La mejora de la eficiencia energética de las instalaciones comunes de ascensores e iluminación, del edificio o de la parcela, mediante actuaciones como la sustitución de lámparas y luminarias por otras de mayor rendimiento energético.
- La mejora de las instalaciones de suministro.
- Las actuaciones que fomenten la movilidad sostenible en los servicios e instalaciones comunes de los edificios tales como la **instalación de puntos de recarga de vehículos eléctricos en los aparcamientos o adecuación de zonas e instalaciones** de aparcamientos de bicicletas.

Con relación a las actuaciones relativas a la envolvente térmica, instalación de sistemas de calefacción, refrigeración, producción de ACS e instalación de equipos de aprovechamiento de energías renovables, la concesión de las ayudas se supedita a la obtención de una reducción de la demanda energética anual de calefacción y refrigeración del edificio, referida a la certificación energética. Este requisito de reducción varía según la zona climática entre el 20% y el 35%.

La cuantía máxima de las ayudas por vivienda unifamiliar o edificios se establece según se indica:

	Vivienda unifamiliar aislada (o agrupada en fila)	Vivienda en edificio de tipología residencial colectiva
Ayuda unitaria básica	12.000 euros Límite: 40% de la inversión ^(*)	<ul style="list-style-type: none"> • 8.000 € por cada vivienda • 80 € por cada m² de superficie construida de local comercial u otros usos compatibles. Límite: 40% de la inversión ^(*)
Complemento en caso de viviendas/edificios declarados Bien de Interés Cultural	1.000 €	<ul style="list-style-type: none"> • 1.000 € por vivienda • 10 € por cada m² de superficie construida de local comercial u otros usos compatibles
Ayuda en caso de residir en la vivienda una persona con discapacidad	18.000 – 24.000 €	12.000 € - 16.000 €

^(*) Este límite podrá incrementarse hasta el 75% de la inversión en el caso de que los ingresos de la unidad de convivencia residente sean inferiores a tres veces el IPREM (Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples).

Entre otros podrán ser **beneficiarios** de este programa los propietarios de viviendas unifamiliares aisladas o agrupadas en fila y de edificios existentes de tipología residencial de vivienda colectiva, así como de sus viviendas, las administraciones públicas, empresas públicas y privadas, las comunidades de propietarios, las empresas con estructuras, arrendatarias o concesionarias de los edificios, así como cooperativas que acrediten dicha condición y las empresas de servicios energéticos.

Estas ayudas podrán compatibilizarse con las del programa de fomento de la conservación, de la mejora de la seguridad de utilización y de la accesibilidad en viviendas, así como con otras ayudas para el mismo objeto procedentes de otras Administraciones o instituciones siempre que el importe total de las ayudas recibidas no supere el coste total de las actuaciones.

Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios existentes (Programa PAREER II)

La segunda convocatoria del **Programa de Ayudas para actuaciones de rehabilitación energética de edificios existentes (PAREER II)**, establecida mediante Resolución de 21 de diciembre de 2017 de la Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, ha sido **modificada mediante la Resolución de 14 de marzo de 2018** del Instituto, ampliándose su dotación presupuestaria inicial hasta un máximo de 204 M€, con origen en el Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

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 medida 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.

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 3 de febrero de 2018 hasta el 31 de diciembre 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 la ayuda otorgada por la otra entidad incluya criterios sociales o de alta eficiencia energética.

Plan de Impulso al Medio Ambiente PIMA FRIO

El Plan PIMA FRIO, de Impulso al Medio Ambiente, dispone de un presupuesto de 1,5 M€ para la sustitución de instalaciones de refrigeración por instalaciones basadas en el uso de gases de bajo o nulo potencial de calentamiento (PCA) en establecimientos existentes de distribución comercial de alimentos, o la implantación de instalaciones de refrigeración basadas en gases de bajo o nulo PCA para establecimientos de distribución comercial de alimentos nuevos.

Mediante el Real Decreto 1114/2018, de 7 de septiembre, se regula la concesión de las ayudas a la inversión bajo ciertas condiciones de cumplimiento de las exigencias del reglamento europeo y de requisitos de coste eficientes en el consumo de energía. La cuantía de las ayudas se determinará conforme al siguiente ratio: 650 euros por kW de potencia frigorífica instalada, con un máximo de 100.000 euros por instalación y de 200.000 euros por persona beneficiaria en el caso que una misma persona beneficiaria presente varias solicitudes.

Las instalaciones de refrigeración que se acojan al Plan PIMA Frío deben cumplir, entre otros, los siguientes requisitos:

- El 100% de la superficie de muebles de congelados y el 70% de los metros lineales de muebles frigoríficos que enfrían a temperatura igual o inferior a 6°C instalados en el establecimiento de refrigeración comercial deberán estar cerrados.
- La nueva instalación debe tener más de 40 kW de potencia frigorífica instalada.

Las ayudas podrán solicitarse en el período comprendido entre el 10 de octubre y el 16 de noviembre de 2018. Estas subvenciones no serán compatibles con otras subvenciones, ayudas, ingresos o recursos vigentes para la misma finalidad.

10. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

Los conceptos de **energía y medio ambiente** se encuentran íntimamente relacionados. 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 y emisiones de contaminantes atmosféricos en España en 2018, 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 1990-2018», disponible en:

<https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/default.aspx>.

Cabe señalar que, a pesar de que el año sobre el que trata esta publicación aún no se había hecho público, el 22 de febrero de 2019 se remitió a la Unión Europea, y se inició un proceso de consulta pública sobre el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Este documento forma parte del Marco Estratégico de Energía y Clima, junto con la Estrategia de Transición Justa y el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

El PNIEC es un documento de planificación que cubre la década 2021-2030 y que establece las bases para alcanzar la neutralidad climática a mediados de siglo. Para ello, establece como objetivo alcanzar una reducción de emisiones de un 23% respecto de 1990. El PNIEC pretende facilitar el aprovechamiento por parte de la economía española de la multitud de oportunidades de la descarbonización (más allá de las ambientales): generación de tejido productivo, empleo, aumento del valor añadido y de la competitividad de las empresas nacionales por el abaratamiento de los costes energéticos.

El PNIEC, además de la meta de reducción de emisiones señalado en el párrafo anterior, tiene también objetivos de energías renovables, de eficiencia energética, de emisiones de CO₂, del mercado interior de la energía, de la seguridad energética y de investigación, innovación y competitividad.

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.

10.1. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2018

Las emisiones totales brutas¹ de gases de efecto invernadero (GEI) en España estimadas para el año 2018 fueron de 334,3 millones de toneladas de CO₂ equivalente (Mt CO₂-eq). Esto representa una disminución global en 2018 del -1,7% respecto de las emisiones estimadas para el año 2017, debido fundamentalmente a un descenso de -13,3% en las emisiones ligadas a la generación eléctrica. En relación a las emisiones del año base para el Protocolo de Kioto, 1990, las de 2018 son un +15,5% más altas. Sin embargo, comparadas con las emisiones de 2005, año de referencia para el establecimiento de objetivos europeos, son un -25,1% 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 descenso de -1,7% de las emisiones en 2018 se sitúa por debajo del incremento del PIB en ese año, que fue del +2,4%. Así pues, el indicador de intensidad total de CO₂ del PIB (emisiones totales brutas de CO₂ respecto al PIB a precios constantes), ha experimentado una ligera mejoría. Dicho indicador para España venía experimentando desde 2005 una tendencia, en general, descendente, aunque con ciertas fluctuaciones.

Las emisiones contempladas en el régimen de comercio de derechos de emisiones (EU ETS, por sus siglas en inglés) (38,1% del total) disminuyeron un -6,6% respecto al año anterior. Por su parte, los sectores difusos generaron un 61,0% de las emisiones en 2018, registrando un aumento de +1,5% respecto a 2017 y situándose en un nivel de emisiones de -15,8% respecto al año 2005, y por debajo de la asignación anual de emisiones (AEA) para España en el año 2018 (216,3 Mt CO₂-eq).

En cuanto al desglose sectorial, el sector con más peso en el global de emisiones de GEI en 2018 es el del transporte (27%) seguido de las actividades industriales (19,9%), la generación de electricidad (17,8%) y la agricultura (11,9%).

A continuación, se detallan las principales variaciones interanuales observadas por sectores:

¹ Sin considerar las absorciones derivadas de las actividades de usos del suelo, cambios de uso del suelo y silvicultura (acrónimo LULUCF en inglés).

- **Transporte:** en 2018, este sector constituyó un 27% del total de las emisiones de GEI, y registró un aumento de sus emisiones de un +1,4% respecto del año 2017. Esto fue debido principalmente al incremento de las emisiones del transporte por carretera (25% del total de las emisiones, con un incremento interanual de +1,1%), y a un notable aumento en el consumo de combustibles en la navegación aérea (0,9% del total de las emisiones, con un incremento interanual del +8,0%). Por su parte, aunque con un menor peso en el global del sector, el transporte por ferrocarril y la navegación doméstica (0,1% y 0,9% del total de las emisiones, respectivamente) también registraron un aumento en sus emisiones (+3,2% y +3,1% respectivamente).
- **Industria** (19,9% del total de las emisiones): en 2018 se estima un aumento de sus emisiones respecto al año anterior del +3,8% en el conjunto del sector, incluyendo tanto las procedentes del consumo de combustibles (que aumentaron un +4,2%), como las emisiones procedentes de los propios procesos industriales (+3,0%), destacando el aumento de las emisiones en la producción de cemento (+2,3%) y en la industria siderúrgica (+13,3%).
- **Generación eléctrica** (17,8% del total de las emisiones): descenso del -13,3% de las emisiones en la generación eléctrica respecto al año anterior, debido a la disminución del consumo de combustibles fósiles, por la disminución del -0,5% en la generación eléctrica total y el aumento de la generación hidráulica (+84,9% respecto a 2017) en un año hidrológicamente muy húmedo, y el aumento del 3,5% en la producción de origen eólico. Como consecuencia del incremento en el uso de fuentes renovables, la generación eléctrica en ciclos combinados descendió un -18,9%, en térmicas de carbón un -17,2% y la que utiliza combustibles líquidos descendió un -4,3%. Pueden encontrarse más detalles al respecto en el capítulo 3, relativo al sector eléctrico.
- **Residencial, Comercial e Institucional (RCI)** (8,5% del total de las emisiones): en 2018 este sector experimentó un +3,3% de incremento interanual de las emisiones, debido al aumento en el consumo de gasóleo C en un año que, aunque fue climatológicamente cálido, registró una temperatura media inferior (-0,7°C) a la del año 2017 y un 12% más de grado-días de calefacción.
- **Agricultura** (11,9% del total de las emisiones): las emisiones del conjunto del sector no variaron apenas respecto del año anterior (-0,6%). Las actividades ganaderas, responsables del 67% de las emisiones de este sector, apenas aumentaron sus emisiones en un +0,1%. Por el contrario, las emisiones debidas a los cultivos disminuyeron en -2,0%, fundamentalmente debido al descenso en el uso de fertilizantes inorgánicos (-3,6%). Las emisiones derivadas de la maquinaria agrícola, forestal y pesquera (3,5% del total de las emisiones nacionales) también se vieron incrementadas (+1,3%) en 2018 respecto al año anterior, debido al aumento del consumo de gasóleo B.

10. Energía y medio ambiente

- **Residuos** (4% del total de las emisiones): se estiman unas emisiones en 2018 muy similares a las del año anterior, con una ligera variación de -0,6% vinculada a la reducción de emisiones de metano de los vertederos.
- **Refino** (3,4% del total de las emisiones): se experimentó un aumento de las emisiones del sector refino de un +0,8% respecto al año 2017 ligado a un incremento en la producción global (+4,3%).
- **Gases fluorados** (1,9% del total de las emisiones): las emisiones derivadas del uso de gases fluorados disminuyeron un -13,9% consecuencia fundamentalmente del efecto del impuesto sobre el uso de estos gases.

Si se agrupan las emisiones registradas en el año 2018 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 10.1, 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 2018.

TABLA 10.1. EMISIONES DE CO₂-EQ DEL SECTOR ENERGÍA (CRF 1) (CIFRAS EN KT)

Total Energía	1990	2005	2015	2016	2017	2018
A. Combustión de combustibles	209.305	340.069	249.885	239.248	254.288	245.038
1. Industrias de la Energía	78.912	126.739	86.405	71.053	81.248	71.486
2. Industrias manufactureras y de la construcción	45.086	68.177	40.117	40.588	43.462	45.255
3. Transporte	58.655	102.300	83.235	86.103	88.784	89.215
4. Otros sectores	26.352	42.348	39.607	41.014	40.308	38.635
5. Otros	301	505	521	490	486	447
B. Emisiones fugitivas de combustibles	3.867	3.484	4.553	4.600	4.626	3.791
1. Combustibles sólidos	1.638	693	134	90	83	7,4
2. Emisiones de petróleo, gas natural y otras procedentes de la producción de energía	2.229	2.791	4.419	4.510	4.543	3.784
Total Energía	213.172	343.553	254.438	243.848	258.913	248.829

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 el año 2018 se han estimado unas absorciones de 38,1 millones de toneladas de CO₂-eq. Estas absorciones, que suponen un 11,4% de las emisiones brutas totales nacionales, disminuyeron un -2,2% respecto a las estimadas para el año 2017. Dicho ligero incremento está ligado a la compensación de la disminución de las absorciones

del sector forestal (-1,9%), consecuencia de la disminución del efecto de las repoblaciones sobre el incremento de biomasa forestal.

Una vez descontadas las absorciones LULUCF de las emisiones brutas indicadas anteriormente, 334,3 Mt CO₂-eq, las emisiones totales netas de CO₂ equivalente resultan en 296,15 Mt CO₂-eq para el conjunto de sectores en España en 2018.

10.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2018

En el Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos se estiman anualmente las emisiones a la atmósfera de: óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂), amoníaco (NH₃), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), partículas, metales pesados y algunos contaminantes orgánicos persistentes, según lo previsto en el Convenio de Ginebra contra la Contaminación Atmosférica Transfronteriza a Larga Distancia (CLRTAP) y en la Directiva (UE) 2016/2284 relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos (Directiva de Techos).

El Sistema Nacional de Inventario establece las emisiones nacionales de 2018 de contaminantes atmosféricos en 768,1 kilotoneladas de óxidos de nitrógeno (NO_x), 638,1 kilotoneladas de compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), 212,0 kilotoneladas de óxidos de azufre (SO_x), 473,8 kilotoneladas de amoníaco (NH₃) y 128,0 de material particulado (PM_{2,5}).

En cuanto a la evolución temporal de las emisiones, desde el año 1990, las emisiones de los principales contaminantes atmosféricos han experimentado notables disminuciones a lo largo de la serie, salvo para el caso del amoníaco (NH₃), como se muestra en la tabla 10.2.

A continuación, se detallan las principales variaciones interanuales observadas por contaminante y por sectores:

- **Emisiones de NO_x:** en 2018 registraron un descenso respecto al año anterior (-5,6%). Esta reducción estuvo fundamentalmente relacionada con un descenso del -23,5% en las emisiones debidas a la generación eléctrica. Esto se explica por tratarse de un año hidrológicamente húmedo (un 25% por encima del valor medio anual según el período de referencia 1981-2010), con un fuerte aumento de la generación hidráulica (+84,9% respecto al año 2017), lo que, unido a un aumento de +3,5% en la producción de origen eólico, llevó a la disminución de combustibles fósiles en la producción de electricidad. Por otro lado, las emisiones del transporte por carretera, se redujeron en un -6,4%, como consecuencia de la continua mejora tecnológica del parque automovilístico.

Las emisiones de NO_x han disminuido un –46% respecto a los niveles de 1990. Esta disminución se ha debido principalmente a los avances tecnológicos experimentados en el parque de vehículos y al uso de técnicas de abatimiento en las grandes instalaciones de combustión.

- **Emisiones de COVNM:** en 2018 aumentaron un +1,0% a nivel nacional. Las emisiones de COVNM están fundamentalmente dominadas por el uso de disolventes (46% del global de las emisiones), y este grupo de actividades experimentó un aumento de sus emisiones del +2,5%, en un año con un incremento del PIB del +2,4%. Además, se estiman subidas de las emisiones debidas al consumo de combustibles en los sectores Residencial, Comercial, Institucional (+2,8%).
- **Emisiones de SO_x:** las emisiones de óxidos de azufre en 2018 disminuyeron un –8,7%. Detrás de esta reducción se encuentra la disminución de –26% en las emisiones en el sector de la generación eléctrica (responsable de un 33% de las emisiones de este contaminante a nivel nacional), debida a la disminución respecto al año anterior en el consumo de carbón y del resto de combustibles fósiles.

A lo largo de la serie histórica, las emisiones de SO_x muestran la reducción más importante con respecto a 1990 (–90% de disminución), debida fundamentalmente a la disminución del uso de carbón en las centrales térmicas (especialmente a partir del año 2008) por la expansión de las centrales de ciclo combinado y a la introducción de técnicas de desulfurización en las grandes instalaciones de combustión.

- **Emisiones de NH₃:** en 2018, las emisiones de amoníaco generadas en un 97% por las actividades agrícolas, disminuyeron un –1,9% a nivel nacional respecto al año anterior. Esto se debió fundamentalmente al descenso en las emisiones debidas al uso de fertilizantes nitrogenados inorgánicos. En el resto de actividades se registraron niveles similares a los del año anterior.
- **Emisiones de PM_{2,5}:** en 2018 disminuyeron ligeramente (en un –0,2%), al compensarse las disminuciones registradas en los sectores de la generación eléctrica y el transporte con los aumentos en las emisiones debidas a la combustión en los sectores Residencial, Comercial, Institucional y en las industrias manufactureras y de la construcción, ligados a un aumento en el consumo de biomasa en dichos procesos de combustión.

Las emisiones de PM_{2,5} presentan un continuado descenso desde el año 2000 (primer año de reporte de estas emisiones) alcanzando una reducción máxima de –27% en 2014 debido a las mejoras tecnológicas introducidas en el parque móvil de vehículos, a la sustitución de combustibles sólidos y líquidos por gas natural, y a la implantación de técnicas de abatimiento en centrales de generación eléctrica e instalaciones industriales.

**TABLA 10.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS DEL AÑO 2018
DEL SECTOR ENERGÍA (CRF 1) (CIFRAS EN KT)**

	NOx	COVNM	SO2	NH3	PM2,5
A. Actividades de combustión	659,9	107,9	169,3	12,8	81,7
1. Industrias del sector energético	112,7	10,3	75,3	1,3	4,4
2. Industrias manufactureras y de la construcción	109,7	17,7	53,1	1,2	7,3
3. Transporte	310,9	26,9	17,3	2,4	13,1
4. Residencial y otros	124,4	52,9	23,5	7,9	56,8
5. Otros sectores	2,1	0,1	0,1	0,0	0,0
B. Emisiones fugitivas de combustibles	4,4	24,4	25,2	0,0	0,3
1. Combustibles sólidos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
2. Emisiones de petróleo, gas natural y otras procedentes de la producción de energía	4,4	24,4	25,2	0,0	0,2
Total Energía	664,3	132,3	194,4	12,8	82,0

10.3. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL

En el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), al margen de la celebración de la COP24 o Conferencia de Katowice, de la cual se ha dado cuenta en el capítulo 1 de este libro, cabe mencionar los siguientes procesos y eventos importantes que han tenido lugar también en el año 2018:

- **Diálogo de Talanoa:**

Este Diálogo es uno de los elementos acordados en París que se estableció 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 desarrolló a lo largo de todo 2018, fue el siguiente hito político después de París donde todos los países tenían que evaluar dónde están y cómo llegar al objetivo de los 2 °C.

El Diálogo de Talanoa se planteaba como un diálogo inclusivo, participativo y transparente, centrado en aspiraciones y medidas, celebrado bajo los auspicios de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y concebido para ayudar a impulsar y aumentar la ambición en la preparación las contribuciones determinadas a nivel nacional (CDN) nuevas o actualizadas, que deben presentarse en 2020.

- **Cumbre Global de Acción Climática:**

La Cumbre Global de Acción Climática de septiembre de 2018 reunió a numerosos agentes no estatales y subnacionales que participan de manera activa en cuestiones relacionadas con la gestión del cambio climático.

- **Informe Especial sobre el Calentamiento Global:**

El objetivo del Acuerdo de París sobre cambio climático, según lo pactado en la Conferencia de las Partes en 2015, es mantener el aumento de la temperatura global en este siglo muy por debajo de 2 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales. El Acuerdo también pide hacer mayores esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1.5 grados centígrados.

El **Informe Especial sobre el calentamiento global de 1,5 °C** del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC), hace hincapié en los impactos del calentamiento global de 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza.

El informe del IPCC de 2018 presenta la evaluación más reciente de la disparidad en las emisiones en 2030 entre los niveles de emisiones en caso de cumplirse plenamente las CDN incondicionales y condicionales y los niveles acordes con las trayectorias de menor costo para mantener el calentamiento por debajo de 2 °C y 1,5 °C, respectivamente.

El **Informe anual sobre la Brecha de Emisiones** de ONU Medio Ambiente se ha fundamentado en gran medida en el Informe Especial del IPCC y sus estudios adyacentes. Presenta una evaluación de los esfuerzos nacionales de mitigación y las ambiciones que los países han presentado en sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (CDN), que constituyen la base del Acuerdo de París.

En vista de los resultados de los nuevos estudios mundiales elaborados para el informe del IPCC, la disparidad en las emisiones o brecha de emisiones —especialmente con miras a contener el calentamiento por debajo de 1,5 °C— aumentaron significativamente en comparación con estimaciones anteriores, dado que los nuevos estudios analizan un mayor número de variaciones y se muestran más cautos ante la posibilidad de hacer realidad a escala mundial la eliminación del dióxido de carbono.

De acuerdo con el Informe, las trayectorias basadas en las CDN actuales conllevan un calentamiento del planeta de en torno a 3 °C de aquí a 2100, un calentamiento que además tendría continuidad. Si no se elimina la disparidad en las emisiones antes de 2030, es muy posible que el objetivo de mantener el incremento de la temperatura muy por debajo de los 2 °C también resulte inalcanzable.

La evaluación de las medidas adoptadas por los países, recogida en el Informe sobre la Brecha de Emisiones concluye que, si bien la mayoría de los países del G20 están bien encaminados para cumplir sus compromisos de Cancún para 2020, la mayor parte aún no ha tomado la senda que le permitirá cumplir sus CDN en 2030.

10.4. 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 otros aspectos que también han sido relevantes durante el año 2018 en dos ámbitos de especial importancia en la relación energía-medio ambiente: el régimen de comercio de derechos de emisión, y el control de las emisiones de los sectores industriales.

10.4.1. Régimen de comercio de derechos de emisión (en adelante RCDE UE)

- **Directiva 2003/87/CE**

El régimen europeo de comercio de derechos de emisión fue concebido como una herramienta para facilitar el cumplimiento de los compromisos contraídos por la Comunidad Europea tras la aprobación del Protocolo de Kioto y para adquirir experiencia previa a la entrada en vigor de dicho Protocolo en la participación en un régimen comercio de derechos de emisión. Así, el de 13 de octubre de 2003 se aprobó la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo. Conforme a lo establecido en la Directiva, el 1 de enero de 2005 comenzó a funcionar el régimen europeo de comercio de derechos de emisión.

El régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE) se instauró para promover la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero de un modo rentable y económicamente eficiente. **Limita el volumen de 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 a un nivel máximo establecido por la UE, y las empresas reciben o compran derechos individuales. El límite máximo se va reduciendo con el tiempo de 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 UE 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.

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 energías renovables y almacenamiento y captura de carbono (Programa NER 300).

Derechos de emisión y asignación gratuita

Durante el año 2018 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.

- **Modificación de la Directiva 2003/87/CE: Directiva (UE) 2018/410**

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.

El 27 de febrero de 2018, el Consejo aprobó formalmente la reforma del régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) para el período posterior a 2020 o fase 4 (2021-2030). El 19 de marzo, el Diario Oficial de la Unión Europea publicaba la Directiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de marzo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, así como la Decisión (UE) 2015/1814 sobre la reserva de estabilidad del mercado. Su entrada en vigor fue el 8 de abril de 2018.

La Directiva (UE) 2018/410 supone un paso importante hacia el cumplimiento por la UE de su objetivo de **reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 40% para 2030**, según lo acordado en el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta el año 2030, y de los compromisos asumidos en virtud del Acuerdo de París.

En la reforma del régimen de comercio de derechos de emisión se han introducido 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 (tasa de alimentación).
- En 2023 estará operativo un nuevo mecanismo para limitar la validez de los derechos de emisión de la reserva de estabilidad del mercado por encima de un nivel determinado.

La Directiva del RCDE revisada también contiene diversas disposiciones nuevas destinadas a proteger a la industria del **riesgo de fugas de carbono** y del riesgo de la **aplicación de un factor de corrección intersectorial**:

- 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** permitirán una mejor adaptación a los niveles de producción real de las empresas y se actualizarán los parámetros de referencia utilizados para determinar la asignación gratuita.
- 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 la calefacción urbana.
- La **reserva de nuevos entrantes** contendrá inicialmente derechos de emisión no utilizados del actual período 2013-2020 y 200 millones de derechos de emisión de la reserva de estabilidad del mercado. Hasta 200 millones de derechos de emisión serán devueltos a la reserva de estabilidad del mercado si no se utilizan durante el período 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.
- 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.

Un objetivo clave de la Directiva del RCDE revisada 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 han creado los siguientes mecanismos de financiación:

- Se renueva el instrumento NER300 vigente en la fase III, que proporciona apoyo continuado a la innovación hipocarbónica en fuentes de energía renovables y en proyectos de captura y almacenamiento de carbono. En la fase IV el ámbito de aplicación del ahora llamado **fondo de innovación** se amplía 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 financia un **fondo de modernización** subastando 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 inferior 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.

10.4.2. Sectores difusos

La legislación sobre el **reparto del esfuerzo** establece objetivos anuales vinculantes de emisiones de gases de efecto invernadero para los Estados miembros para los períodos 2013-2020 y 2021-2030. Los objetivos se refieren a las emisiones de la mayoría de los **sectores no incluidos en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE** (RCDE UE), como los transportes, los edificios, la agricultura y los residuos.

La legislación sobre el reparto del esfuerzo forma parte de una serie de políticas y medidas sobre el cambio climático y la energía que contribuirán a que Europa avance hacia una economía hipocarbónica y aumente su seguridad energética.

Los objetivos nacionales supondrán colectivamente una reducción de las emisiones totales de la UE de alrededor del 10% de aquí a 2020 y del 30% de aquí a 2030, en relación con los niveles de 2005.

La Decisión de reparto del esfuerzo forma parte del marco estratégico de políticas en materia de cambio climático y energía para 2020 de la UE. Establece **objetivos nacionales de emisiones para 2020**, expresados en porcentaje de variación con respecto a los niveles de 2005. También fija las modalidades de cálculo de las asignaciones anuales de emisiones (AAE) en toneladas para cada año entre 2013 y 2020 y define los mecanismos de flexibilidad.

Los objetivos nacionales se basan en la riqueza relativa de los Estados miembros, medida en términos de producto interior bruto (PIB) per cápita. Los países menos ricos asumen objetivos menos ambiciosos porque es probable que su crecimiento económico, relativamente superior, produzca emisiones más importantes y que sus capacidades de inversión sean relativamente menores.

Las **metas nacionales de emisiones para 2020** oscilan entre una reducción del 20% de aquí a 2020 (respecto de los niveles de 2005) para los Estados miembros más ricos, y un incremento del 20% en el menos rico, Bulgaria. Croacia, que se adhirió a la UE el 1 de julio de 2013, está autorizada a aumentar las emisiones en un 11%.

El Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre las reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 (**Reglamento sobre el reparto del esfuerzo**), adoptado el 30 de mayo de 2018, forma parte de la estrategia de la Unión de la Energía y la aplicación en la UE del Acuerdo de París.

Establece **objetivos nacionales de reducción de emisiones para 2030** para todos los Estados miembros, que oscilan entre el 0% y el -40% con respecto a los niveles de 2005. Para España establece un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 26% respecto a los niveles de 2005 para los **sectores difusos** (sectores no incluidos en el RCDE UE).

10.4.3 Control de las emisiones contaminantes 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.

La Directiva 2015/2193/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de noviembre, regula 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.

Mediante el Real Decreto 1042/2017, de 22 de diciembre, se incorpora al ordenamiento jurídico español la Directiva (UE) 2015/2193, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de noviembre del 2015, sobre la limitación de las emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de las instalaciones de combustión medianas.

El Real Decreto 1042/2017 establece límites de emisión para instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior o igual a 1 MW e inferior a 50 MW («instalaciones de combus-

ción medianas») para: dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y partículas y, así, reducir las emisiones atmosféricas y los riesgos potenciales de tales emisiones para la salud humana y el medio ambiente, además, establece normas para medir las emisiones de monóxido de carbono (CO).

Además, actualiza la parte relacionada sobre instalaciones de combustión medianas con códigos de actividad 01, 02 y 0301 del Catálogo de Actividades potencialmente Contaminadoras de la Atmósfera (CAPCA), convenido en el Anexo IV de la Ley de Calidad del Aire y Protección de la Atmósfera.

Esta norma regula la aplicación para instalaciones de combustión con una potencia térmica nominal superior o igual a 1 MW e inferior a 50 MW («instalaciones de combustión medianas»), con independencia del tipo de combustible utilizado y su titularidad. Los nuevos valores límite de emisión entrarán en vigor a partir del:

- 20 de diciembre de 2018 para las instalaciones de combustión medianas nuevas
- 1 de enero de 2025 para las instalaciones existentes de más de 5 MW
- 1 de enero de 2030 para las existentes de menos de 5 MW

- **Transposición de la 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 objetivos por contaminante y período (Reducción de las emisiones en comparación con el año de referencia (2005)) que se muestran en la tabla 10.3.

TABLA 10.3. 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%

Para la consecución de estos objetivos cada Estado miembro debe elaborar, adoptar y aplicar un **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.

La Directiva (UE) 2016/2284 ha sido transpuesta al ordenamiento jurídico nacional a través del Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.

10.5. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO NACIONAL

10.5.1. 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 2018 en el marco de las distintas políticas.

- **Régimen de comercio de derechos de emisión en el período 2013-2020**

Los puntos más significativos de la **aplicación del RCDE UE en España** durante el 2018 son los siguientes:

- Las emisiones totales de las instalaciones fijas reguladas por el comercio de derechos de emisión han supuesto, en 2018, 127,37 millones de toneladas equivalentes de CO₂.
- Esta cifra supone una disminución del 36% respecto al año 2005, año en que empezó a aplicarse el RCDE UE, y del 6,6% respecto al año 2017.
- El sector de **generación eléctrica** ha registrado un descenso de sus emisiones del 15,5% respecto a 2017. Tanto las centrales térmicas de carbón como los ciclos combinados de gas natural reducen

sus emisiones de forma muy significativa respecto a ese año: un 16,9% y un 20,1%, respectivamente. También se reducen las emisiones del sistema de generación extrapeninsular, aunque de manera más moderada (un 3,8%).

- En el conjunto de la industria aumenta sus emisiones en un 2,2% en comparación con las emisiones de 2017. Por sectores, destaca el aumento de las emisiones en la siderurgia (5,2%), producción de carbonato y bicarbonato sódico (4,4%), de cal (3,5%), de cemento (2,6%), de productos cerámicos (1,7%) y el refinado de petróleo (1,4%). Los descensos más significativos se dan en la fabricación de productos químicos en bruto (2,5%).
- En el conjunto de instalaciones del epígrafe «1.b-1.c Combustión» se produce un aumento de las emisiones del 1,5%.
- En lo que respecta a la comparativa entre emisiones y asignación de derechos en lo que va de período, 2013-2018, el conjunto de instalaciones afectadas por este régimen ha tenido un déficit de asignación del 53%. En este dato tiene gran influencia el hecho de que desde el 1 de enero de 2013 la generación de electricidad no recibe asignación gratuita. Así, el sector eléctrico es deficitario en un 95% (de no ser por las transferencias de derechos asociadas a la quema de gases residuales siderúrgicos, sería deficitario en un 100%). Por su parte, el sector «1.b-1.c Combustión» presenta un déficit de asignación del 57%, consecuencia del elevado número de cogeneraciones incluidas. Finalmente, el conjunto de sectores industriales es ligeramente deficitario: un 5,6%. El balance varía mucho según el sector industrial de que se trate. Un factor relevante a este respecto es la existencia significativa o no de cogeneración.
- Hasta la fecha se ha tramitado la asignación a seis grupos de nuevos entrantes: 51 ampliaciones significativas de capacidad en instalaciones existentes y 37 instalaciones nuevas han recibido asignación. El total asignado desde la reserva de nuevos entrantes asciende a 20,5 millones de derechos.
- En 2018, España participó en 143 subastas de derechos de emisión e ingresó 1.306 millones de euros, con un precio medio de 15,68 euros/derecho.

• **Asignación gratuita derechos de emisión a nuevos entrantes**

Con fecha 13 de abril de 2018, el Consejo de Ministros adoptó, a propuesta de los 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 quinto conjunto de instalaciones que solicitan asignación como nuevos entrantes del período 2013-2020 y se encuentran incluidas en el ámbito de aplicación de la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regu-

la el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Con fecha 25 de mayo de 2018 el Consejo de Ministros adoptó una rectificación de errores materiales del ACM de 13/04/2018.

• Hoja de Ruta de Sectores Difusos 2020

Las emisiones de la mayoría de los sectores no incluidos en el RCDE UE, como el transporte, los edificios, la agricultura (emisiones distintas del CO₂) y los residuos, están sujetas a la legislación sobre el reparto del esfuerzo de la UE. La **Decisión de Reparto de Esfuerzos (Decisión 406/2009/CE)** establece objetivos nacionales de emisión para 2020, expresados en variaciones porcentuales con respecto a los niveles de 2005. Los Estados miembros deben respetar también los límites de emisión anuales de 2013 a 2020. De manera similar, el Reglamento de reparto del esfuerzo (Reglamento (UE) 2018/842) establece objetivos nacionales de emisiones para 2030.

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 la tabla 10.4 se muestra la senda para España.

TABLA 10.4. 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

En lo relativo al período 2021-2030, en octubre de 2014 se aprobó en el Consejo Europeo el compromiso a nivel europeo para este período. Los sectores difusos deben contribuir al objetivo 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.

Los datos correspondientes al año 2018 para los sectores difusos revelan una estimación de emisiones brutas en España de 203,8 millones de toneladas de CO₂ equivalente, lo que supone un aumento de un +1,5% respecto al año 2017, situándose en un nivel de emisiones de -14,4% respecto al año 2005 y por debajo de la asignación anual de emisiones (AEA) para el año 2018 que es de 216,3 millones de toneladas de CO₂ equivalente.

Por su parte, las absorciones derivadas de las actividades de usos del suelo, cambios de uso del suelo y silvicultura se estimaron para el año 2018 en 38,1 millones de toneladas de CO₂-eq. Estas absorciones, que suponen un 11,4% de las emisiones brutas totales nacionales, disminuyeron un -2,2% respecto a las estimadas para el año 2017.

- **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. De esta manera se pretende dar apoyo y fomentar actividades bajas en carbono mediante la adquisición de las reducciones verificadas de emisiones generadas.

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.

En 2018, el FES-CO₂ lanza su séptima convocatoria de Proyectos Clima. Tras el análisis y evaluación de las propuestas presentadas, el FES-CO₂ se han seleccionado 63 Proyectos y Programas Clima cuyos promotores han formalizado los respectivos contratos de compra. El FES-CO₂ adquirirá las reducciones de emisiones verificadas que éstos logren, contribuyendo así a su viabilidad.

- **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.

Durante el año 2018 se han presentado los siguientes planes PIMA:

Plan PIMA FRIO

El Real Decreto 1114/2018, de 7 de septiembre, por el que se regula la concesión directa de subvenciones para la implantación de instalaciones de refrigeración basadas en tecnologías alternativas a los gases fluorados de alto potencial de calentamiento atmosférico en establecimientos dedicados a la distribución comercial establece ayudas directas por un total de 1,5 millones de euros, cuya financiación se hará con cargo al Plan de Impulso al Medio Ambiente **PIMA Frío**, que se nutre de ingresos procedentes de subastas de derechos de emisión. Este Real Decreto establece las bases para la concesión de estas ayudas cuyo fin es sustituir las instalaciones de refrigeración por otras basadas en el uso de gases de bajo o nulo potencial de calentamiento (PCA) en el caso de establecimientos ya existentes de distribución comercial de alimentos, o implantarlas en el caso de establecimientos nuevos. Las bases exigen también medidas eficientes para el cierre de muebles frigoríficos con puertas.

Con estas ayudas se pretende impulsar la incorporación de sistemas eficientes y medioambientalmente sostenibles en el sector, adelantándose así a las futuras restricciones europeas. La prohibición de los gases fluorados de alto potencial de calentamiento entrará en vigor a partir del 1 de enero de 2022, tal y como recoge el Reglamento nº 517/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 16 de abril de 2014. España presenta unas condiciones especiales por su clima cálido que obliga a la implantación de técnicas más costosas, pero esto representa también una oportunidad para las empresas de posicionarse en tecnologías punteras.

Plan PIMA RESIDUOS

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 PIMA Residuos se puso en marcha en 2015, a través de la distribución de fondos entre las Comunidades Autónomas mediante la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente. Posteriormente se ha vuelto a convocar en 2017 y 2018. A través de todas sus ediciones se busca impulsar actuaciones que permitan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y avanzar en los objetivos de la Ley de residuos y suelos contaminados y del Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos.

- **Plan de Impulso a la movilidad con vehículos de energías alternativas (MOVEA 2018) para la adquisición de vehículos de energías alternativas y la implantación de puntos de recarga de vehículos eléctricos**

El proyecto de Presupuestos Generales del Estado (PGE) para el ejercicio 2018 recoge una dotación de 50 millones de euros en concepto de ayudas orientadas a financiar las actuaciones de apoyo a la movilidad energéticamente eficiente y sostenible. Este montante económico unifica las líneas de apoyo del Gobierno a los vehículos eficientes en torno al **Plan MOVEA 2018**, con el que se concedieron ayudas a la adquisición de vehículos eléctricos, de gas licuado del petróleo (GLP), de gas natural comprimido (GNC) y licuado (GNL) y motos eléctricas, así como a la implantación de puntos de recarga para vehículos eléctricos en zonas de acceso público.

La partida destinada a la movilidad eficiente y sostenible, gestionada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), representa un 0,6% del presupuesto de gastos del Estado para 2018, al igual que en el ejercicio precedente.

El Plan MOVEA 2018 supone la continuidad en los objetivos y metodologías ya reflejadas en las dos convocatorias anteriores, así como que está en línea con la estrategia de la Unión Europea (UE). La UE aboga por reforzar la competitividad y garantizar la seguridad energética mediante una diversificación de las fuentes de energía. Además, ha fijado una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 20% para 2020 respecto a niveles de 1990, y del 40% para 2030, con el objetivo de lograr una mejora de la calidad del aire en Europa.

- **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 regularon 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.

A fecha de 30 de noviembre de 2018, se procedió al cierre del **Programa MOVALT Vehículos**. De la dotación presupuestaria del programa, se han aplicado un total de 16.059.000 €, de los que 67.850 € se

destinaron a la adquisición de motocicletas eléctricas (11% de los 600.000 € reservados para esta tipología de vehículos), y los restantes 15.991.150 €, se destinaron a la adquisición de vehículos de otras categorías (82% del presupuesto aprobado para estas categorías).

Por otra parte, en enero de 2018 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 15 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 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.**

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 había 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 período 2013-2020 ambos inclusive.

En lo relativo a las subvenciones previstas en el anterior Real Decreto 1055/2014, el Real Decreto 655/2017 introdujo 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. 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 Comuni-

cación 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 30 de julio de 2018** 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 2017.

- **Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes**

Dentro de los objetivos de reducción de las emisiones procedentes del sector transporte en consonancia 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, se estableció 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. En este sentido se había adoptado el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes, cuyo objeto es el de introducir medidas relacionadas con el fomento de la utilización de los biocarburantes y otros combustibles 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 2018 se ha adoptado el Real Decreto 235/2018, de 27 de abril, por el que se establecen métodos de cálculo y requisitos de información en relación con la intensidad de las emisiones de gases de efecto invernadero de los combustibles y la energía en el transporte; se modifica el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo; y se establece un objetivo indicativo de venta o consumo de biocarburantes avanzados.

Así mismo, se ha aprobado la Orden TEC/1420/2018, de 27 de diciembre, por la que se desarrollan los aspectos de detalle del Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y de la emisión del informe

de verificación de la sostenibilidad regulados en el Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble

10.5.2. Control de las emisiones industriales

- **Orden TEC/1171/2018, de 29 de octubre, por la que se regula la información, el control, el seguimiento y la evaluación de las grandes instalaciones de combustión (GIC)**

Esta orden se aprueba en virtud de la habilitación contenida en la disposición final sexta del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre y en la disposición final tercera del Real Decreto 430/2004, de 12 de marzo, por el que se establecen nuevas normas sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión, y se fijan ciertas condiciones para el control de las emisiones a la atmósfera de las refinerías de petróleo.

La orden aplica a las grandes instalaciones de combustión que se encuentren incluidas dentro del ámbito de aplicación conjunta del capítulo V y del anejo 3 del Reglamento de emisiones industriales, es decir, a aquellas instalaciones de combustión cuya potencia térmica nominal total sea igual o superior a 50 MW, independientemente del combustible que utilicen.

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 del procedimiento de control, evaluación y seguimiento de los objetivos de determinadas emisiones atmosféricas de las grandes instalaciones de combustión (GIC), ya estén acogidas o no a alguna de las flexibilidades de cumplimiento previstas en el 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,

así como del procedimiento para la remisión anual de la información que las instalaciones deben remitir a la Dirección General de Biodiversidad y Calidad Ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Compromisos de cumplimiento

- Las emisiones a la atmósfera de las grandes instalaciones de combustión objeto de esta orden que no se hayan acogido a ninguna de las flexibilidades, no podrán superar los valores límite de emisión (VLE) establecidos en el anejo 3 del Reglamento de emisiones industriales y en su autorización ambiental antegrada (AAI), excepto las refinerías que apliquen gestión integral de emisiones cuyo compromiso de cumplimiento será reflejado en su Autorización Ambiental Integrada AAI.
- Las instalaciones que forman parte de una pequeña red aislada y que figuran en el anexo V de esta orden, deben cumplir lo establecido en el artículo 48 del Reglamento de emisiones industriales, no superarán los valores límite de emisión establecidos en su autorización ambiental integrada hasta el 31 de diciembre de 2019. A partir de esa fecha les será de aplicación, como mínimo, los valores límite de emisión del anejo 3 parte 1 del Reglamento de emisiones industriales, excepto para aquellas instalaciones que se acojan al artículo 47.2 del citado Reglamento.
- Las instalaciones cuya posibilidad de funcionar menos de 1.500 horas anuales, como media móvil durante un período de cinco años, haya sido reconocida por las autoridades competentes de las comunidades autónomas, no superarán los valores límite de emisión dispuestos en el anejo 3 parte 1 del Reglamento de emisiones industriales.
- Las instalaciones GIC que utilicen combustible nacional y usen el índice mínimo de desulfuración, deben cumplir lo establecido en el artículo 45 del Reglamento de emisiones industriales
- Las GIC acogidas a exención por vida útil limitada EVUL y que figuran en el anexo IV de esta orden, deben cumplir al menos lo establecido en el artículo 47 del Reglamento de emisiones industriales.
- Las instalaciones GIC acogidas al Plan Nacional Transitorio (PNT), deben cumplir, al menos, lo establecido en el artículo 46 del Reglamento de emisiones industriales.

Los titulares de las GIC comprendidas en el ámbito de aplicación de esta orden están obligados a remitir información de sus emisiones anuales, a partir de la entrada en vigor de esta orden, y antes del último día del mes de febrero de cada año, sin perjuicio de los informes que se deban enviar a la Dirección General de Política Energética y Minas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 9 de la Orden PRA 321/2017, de 7 de abril.

- **Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos.**

El Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos tiene por objeto incorporar a nuestro ordenamiento jurídico la Directiva (UE) 2016/2284 del Parlamento Europeo y del Consejo que deroga la Directiva 2001/81/CE. Esta Directiva establece nuevos compromisos nacionales para la reducción de las emisiones del dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles no metánicos y amoníaco y además limita las emisiones de las partículas finas PM_{2,5}. Dichos compromisos deberán cumplirse para entre 2020 y 2030 y años siguientes al año 2030.

El real decreto también regula la elaboración de un «Programa Nacional de Control de la Contaminación», que deberá ser aprobado y presentado ante la Comisión Europea y que deberá contener medidas aplicables a todos los sectores que garanticen el cumplimiento de los compromisos nacionales de reducción de emisiones, tales como la agricultura, la generación de energía, la industria o el transporte, entre otros. Asimismo, establece la creación de una red de seguimiento del impacto de la contaminación atmosférica en los ecosistemas y actualiza la regulación del Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera (SEI) que, hasta la fecha, venía regulado por un acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

La finalidad y objetivo de la Directiva (UE) 2016/2284 es continuar en la línea de la anterior Directiva en cuanto a limitación de las emisiones de los contaminantes mencionados para avanzar en el logro de unos niveles de calidad del aire que no supongan efectos negativos significativos en la salud humana y el medio ambiente. Los compromisos nacionales de reducción de las emisiones son los que aparecen indicados en el apartado 10.4.3.

11. LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO

11.1. INTRODUCCIÓN

El Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación (SECTI) está integrado por el conjunto de agentes públicos y privados de coordinación, de financiación y de ejecución y sus relaciones, estructuras, medidas y acciones para la promoción, desarrollo y apoyo a la política de I+D+i en España.

La Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación (EECTI) 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, y en este contexto se desarrolla también la política de I+D+i en el campo de la Energía.

La EECTI y sus respectivos planes tienen como objetivo contribuir a la gobernanza del proceso europeo de la Unión para la Energía. Para alcanzar los ambiciosos objetivos fijados es necesaria la colaboración y coordinación de los diferentes agentes del sector, tanto las entidades financiadoras como los organismos responsables de la I+D+i en España.

11.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+i EN ENERGÍA

La Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación (SEIDI) del Ministerio de Economía y Competitividad y posteriormente el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades creado en julio de 2018 (actual Ministerio de Ciencia e Innovación), han cumplido con el cometido de proponer y ejecutar la política del Gobierno en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en todos los sectores. En base a esta competencia, desarrolla 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 de su ejecución.

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 por parte del ministerio y con los instrumentos que utiliza en su desarrollo EECTI 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 e Innovación 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.

11. La I+D+i del sector energético

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 al ministerio.

Los objetivos de la EECTI 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 (SECTI) 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.

Desde el Ministerio y sobre la base de la EECTI, 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.

En el Acuerdo de Asociación de España 2014-2020 con la Unión Europea se reconoce que la EECTI para el período 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 EECTI 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.

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 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,

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.

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:

- I. 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 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 biocombustibles 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 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 EECTI 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 establecerá 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. Asimismo, 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.

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 y siguientes la coordina-

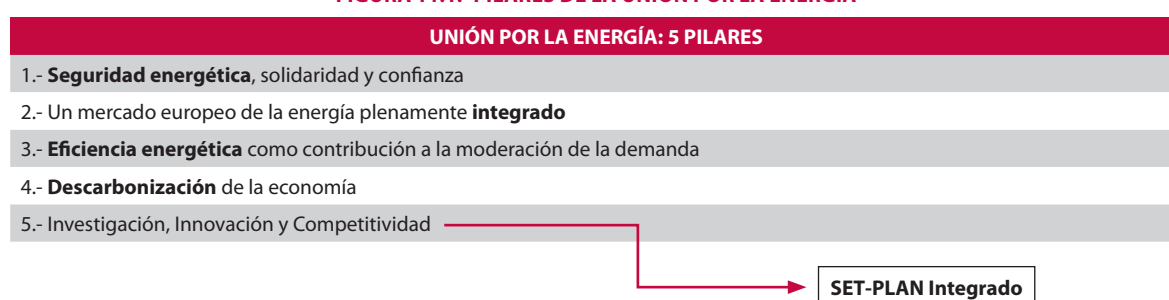
ción y liderazgo de esta tarea está a cargo de los anteriores, Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente y Ministerio de Ciencia e Innovación, en colaboración con el resto de ministerios implicados, las comunidades autónomas y la Federación Española de Municipios y Provincias. 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.

11.3. 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 11.1. PILARES DE LA UNIÓN POR LA ENERGÍA



Desde 2015 se puso 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.

Los objetivos fijados persiguen acelerar la descarbonización de la economía y situar a Europa como líder mundial en renovables mediante 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.

FIGURA 11.2. ACCIONES CLAVE DEL SET-PLAN



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 a la industria de la UE más competitiva y energéticamente menos intensiva); las acciones 7 y 8 están centradas en los temas de

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 Europeas 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 11.1. 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.

Tras la fijación de objetivos para cada acción, en 2016 se crearon 14 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 y 2018, todos de los grupos temporales a excepción del grupo de seguridad nuclear, 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

11. La I+D+i del sector energético

- Energía solar fotovoltaica
- Eficiencia Energética para la Industria
- Baterías
- Captura, almacenamiento y uso de carbono
- Sistema energético
- Geotermia profunda
- Energía oceánica
- Bio-combustibles
- Eólica marina
- Eficiencia energética en edificios
- Ciudades y comunidades inteligentes
- Consumidores y energía

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. 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 justifique el valor añadido de la Unión Europea (UE) se considerarán potencialmente elegibles para financiación a nivel europeo. 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/>

11.4. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES

11.4.1. Agencia Española de Investigación

Las principales actuaciones relacionadas con I+D+i en energía, gestionadas en la Agencia Estatal 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 Orientado a los Retos de la Sociedad.

11.4.1.1. 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.

11. La I+D+i del sector energético

- 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 2018 se han financiado un total de 4 proyectos en el área temática de energía, siendo 388.410 € la ayuda total concedida. En la Tabla 10.2 pueden verse los datos desglosados por líneas energéticas y financiación en cada caso.

TABLA 11.2. SUBPROGRAMA ESTATAL DE GENERACIÓN DE CONOCIMIENTO 2018. RESULTADOS DEL ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA

Líneas	Nº Proyectos	Ayuda Concedida (€)
Almacenamiento	2	159.720
Fisión Nuclear	1	121.000
Hidrógeno y Pilas de Combustibles	1	107.690
TOTAL	4	388.410

11.4.1.2. 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 ocho grandes retos identificados en la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación, siendo el Reto 3 el de Energía segura, eficiente y limpia.

El Programa Estatal de I+D+i orientada a los Retos de la Sociedad engloba, entre otras, la Convocatoria de RETOS-INVESTIGACIÓN y la Convocatoria de PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS.

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.
- Contribución 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 el área de Energía, incluida dentro del Reto 3 de Energía segura, eficiente y limpia, se han financiado 55 proyectos en la convocatoria Retos-Investigación 2018, siendo 8.687.800 € la ayuda total concedida. La naturaleza de las entidades beneficiarias de estos 55 proyectos puede verse en la Fig. 11.3. Un 74% de los proyectos son realizados por universidades públicas, un 22% por Organismos públicos de investigación (13% por el CSIC y 9% por el resto de los OPIS), y un 4% y 5% por universidades privadas y centros públicos de I+D respectivamente.

Los sectores energéticos a los que pertenecen estos 55 proyectos y la ayuda total concedida en cada caso se presentan en la Fig. 11.4. Se observa que el mayor número de proyectos financiados corresponden a bioenergía, almacenamiento de energía y redes eléctricas/inteligentes, sectores que destacan claramente del resto. A continuación, aparece un grupo formado por hidrógeno y pilas de combustible, solar fotovoltaica y eólica, seguidos por solar termoeléctrica y fusión nuclear. Por último, hay algunos proyectos de combustión (CO₂), solar de baja temperatura e hibridación de energías renovables. 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 «otros» se han

11. La I+D+i del sector energético

incluido aquellos proyectos en los que los desarrollos son todavía muy incipientes y dependiendo de su evolución podrían dar respuesta a diferentes sectores energéticos.

FIGURA 11.3. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2018: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. TIPO DE ENTIDADES BENEFICIARIAS EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS

Tipo de entidad	N.º
Universidades PÚBLICAS	41
CSIC	7
OPIs (excepto CSIC)	2
Universidades PRIVADAS	2
Centros I+D PRIVADOS	0
Centros I+D PÚBLICOS	3
TOTAL	55

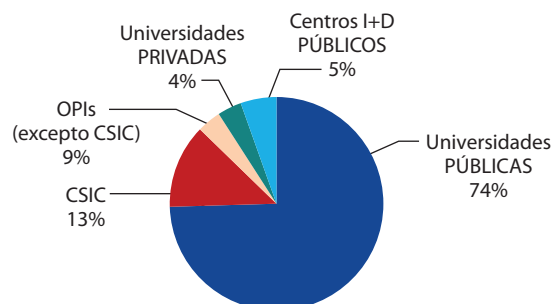
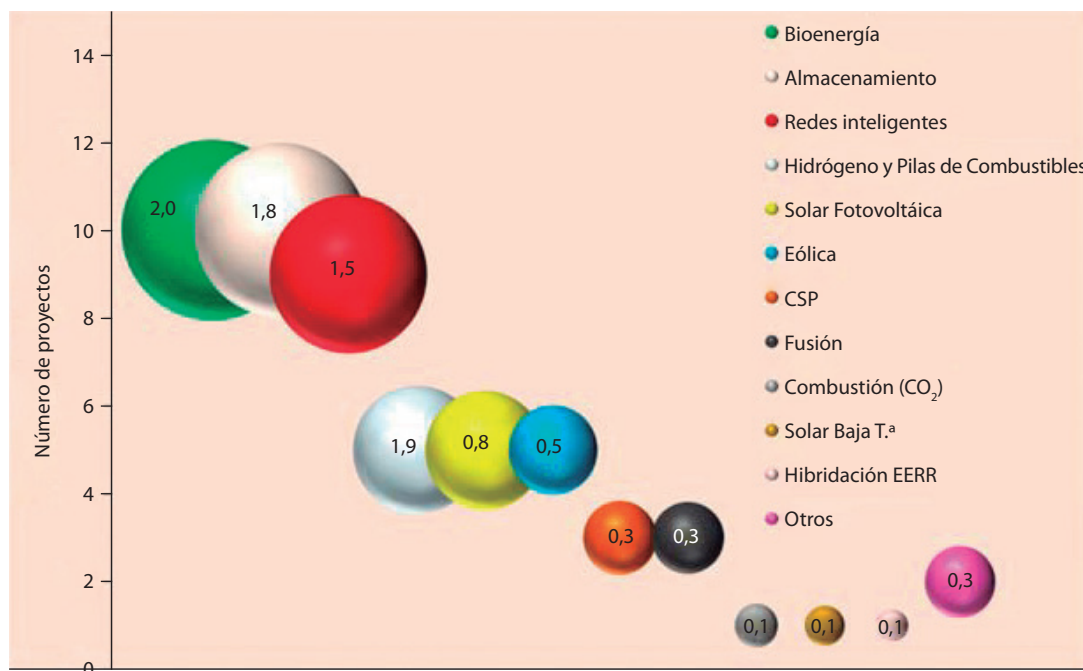


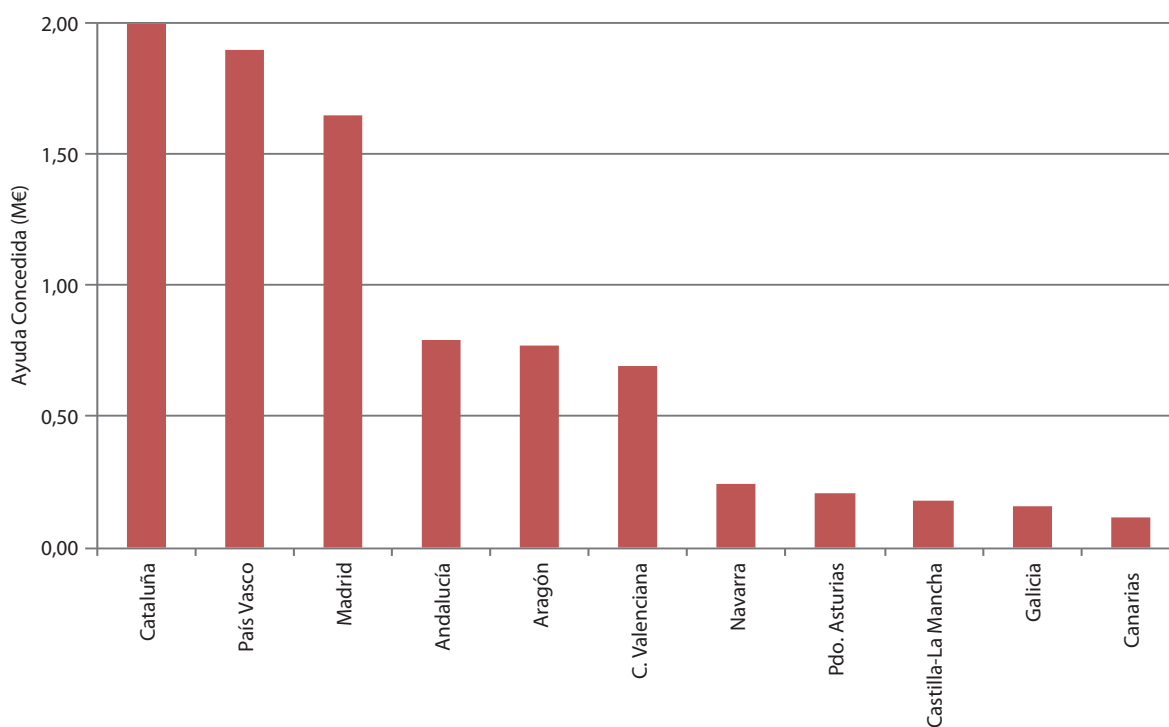
FIGURA 11.4. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2018: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. N.º PROYECTOS FINANCIADOS POR SECTORES ENERGÉTICOS Y AYUDA CONCEDIDA



El tamaño de las burbujas se corresponde con la ayuda total concedida (valor numérico en su interior M€).

Las ayudas concedidas por Comunidades Autónomas, en función de la razón social de las entidades beneficiarias, se presentan en la Fig. 11.5. Destacan claramente Cataluña, País Vasco y Comunidad de Madrid, seguidas de Andalucía, Aragón y Comunidad Valenciana. Por último, en menor proporción aparecen Navarra, Principado de Asturias, Castilla La Mancha, Galicia y Canarias.

**FIGURA 11.5. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2018: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA.
AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS**



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:

- 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.

11. La I+D+i del sector energético

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 con-

centración, 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). Persegue 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.
- Plataforma Tecnológica Española de Almacenamiento de Energía, BATTERYPLAT (<https://www.batteryplat.com/>). Esta plataforma ha iniciado su andadura en el año 2018 y pretende consolidar a los principales actores españoles que trabajan en el ámbito de las pilas, baterías y almacenamiento energético para poder potenciar una visión común y elaborar una agenda estratégica de investigación, con el fin de acelerar el desarrollo innovador del sector de una manera armonizada y fructífera y situar al sector en la vanguardia a nivel mundial.

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.

11.4.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)

11.4.2.1. Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

Durante 2018 el CDTI ha aprobado en el área de energía 104 operaciones de I+D e innovación desarrollados por empresas en diferentes tipologías de proyectos CDTI tanto bajo la modalidad de crédito como la de sub-

11. La I+D+i del sector energético

vención 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 73 millones de euros y unos compromisos de aportación pública por valor próximo a los 48 millones de euros².

a) Financiación directa mediante préstamos y subvenciones³

En la siguiente tabla se distribuyen, por tipología, las operaciones aprobadas en 2018.

TABLA 11.3. TIPOLOGÍA, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

Tipología	Operaciones	Compromisos de Aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
Proyectos CDTI de I+D	55	34.857.677	48.525.440
FEDER Innterconecta (ITC)	28	7.330.268	15.590.700
CDTI-Eranets (SERA)	9	1.870.749	3.625.442
Proyectos de Líneas de Innovación	4	1.600.413	1.933.014
CDTI-Eurostars (CIIP)	5	1.413.903	2.410.220
Neotec	3	627.393	1.067.064
Total	104	47.700.403	73.151.880

Por Comunidades autónomas de desarrollo del proyecto, el mayor número de operaciones aprobadas corresponde a Madrid aunque el mayor volumen de compromisos de aportación pública es de Navarra. De forma conjunta, el apoyo prestado por el CDTI se concentra en 4 CCAA: Navarra, Madrid, Andalucía y País Vasco que reúnen el 81% de los compromisos de aportación y el 68% de las operaciones aprobadas.

Los proyectos del área sectorial de energía suponen el 72% de las operaciones y el 66% de la aportación. Esto es: el grueso de los proyectos apoyados son específicamente de energía. Entre ellos el mayor número corresponde a los de *I+D+i en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes*, que suponen el 44,2% de las operaciones aprobadas, el 45,2% de los compromisos de aportación pública y el 46,6% del presupuesto total de inversión empresarial. Tras esta categoría se encuentra la de *I+D+i en optimización de las formas y utilidades* compromisos de aportación pública y el 18,7% del presupuesto total.

² Convocatorias 2018 tanto mediante programas de subvenciones (FEDER-Innterconecta; CDTI-Eranets –SERA-; CDTI-Eurostars –CIIP, Subprograma Interempresas Internacional- y Subvenciones NEOTEC –SNEO-) como mediante programas de préstamos (Convocatorias permanentes de Proyectos CDTI de I+D y de 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 CDTI: proyectos del área sectorial 1 «Energía», proyectos del área sectorial 1/2/3 «TIC/Aplicaciones/Energía» y proyectos con UNESCOTEC Niv2 «Tecnologías Energéticas» de otras áreas sectoriales, incluyendo TIC.

TABLA 11.4. POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. N° OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

CCAA	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
NAVARRA (C. FORAL de)	13	16.061.489	23.282.123
MADRID (COMUNIDAD de)	19	10.183.156	14.265.107
ANDALUCIA	29	7.583.507	15.600.530
PAIS VASCO	10	4.943.332	6.548.553
CASTILLA-LA MANCHA	5	1.483.065	2.996.567
COMUNIDAD VALENCIANA	4	1.349.955	1.588.182
CASTILLA Y LEON	5	1.265.971	1.927.928
CATALUÑA	5	1.210.894	1.901.576
GALICIA	4	1.053.128	1.393.561
CANARIAS	2	952.554	1.170.827
MURCIA (REGION de)	3	677.317	1.161.192
BALEARS (ILLES)	1	365.495	429.994
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	2	254.240	424.295
ARAGON	1	197.706	263.784
EXTREMADURA	1	118.595	197.661
Total	104	47.700.403	73.151.880

Tras esta área sectorial, tienen un peso relevante las áreas sectoriales de TIC (*Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales de energía*) y la de Sectores Industriales (*Bienes de equipo y Materiales* vinculados a la energía).

TABLA 11.5. POR ÁREA SECTORIAL: N° OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

Área sectorial 1	Área sectorial 2	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
Energía		75	31.317.518	49.722.039
	Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	46	21.554.222	34.111.430
	Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.	25	8.686.281	13.667.331
	Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	4	1.077.015	1.943.278
Tecnologías de la Información y la Comunicación (TIC)		15	6.362.837	9.767.766
	Aplicaciones, servicios y contenidos (energía)	10	3.106.352	5.382.662
	Tecnologías Informáticas.	3	2.654.047	3.397.705
	Electrónica y Dispositivos	2	602.438	987.399
Sectores Industriales		10	8.467.260	11.098.384
	Bienes de equipo.	4	6.738.698	8.799.451
	Materiales	6	1.728.562	2.298.933
CONSTRUCCIÓN, ORDENACIÓN DEL TERRITORIO Y PATRIMONIO CULTURAL		3	1.253.574	2.004.725
MEDIOAMBIENTE Y ECOINNOVACIÓN		1	299.215	558.966
Total		104	47.700.403	73.151.880

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.

Las inversiones de los vehículos de capital riesgo apoyados por INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2018, son:

TABLA 11.6. INVERSIONES DE LOS VEHÍCULOS DE CAPITAL RIESGO APOYADOS POR INNVIERTE EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, A DICIEMBRE DE 2018

Sector	Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
Energía-medio Ambiente, EMA	AGBAR	6	10.252.413
Energía-medio Ambiente, EMA	Iberdrola	2	1.724.996
Energía-medio Ambiente, EMA	Repsol	5	9.306.885

11.3.2.2. Programa Marco de la Unión Europea «Horizonte 2020»

La actual edición del Programa Marco de Investigación e Innovación de la Unión Europea, «Horizonte 2020», supuso un cierto cambio en su filosofía en relación a su predecesor, 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 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 tecnologías 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 se ha señalado, 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
- De-carbonización 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 social 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, a mediados del 2016 se empezó a trabajar en el programa de trabajo 2018-2020, elaborándose entre 2016 y 2017 el documento de orientación del futuro programa de trabajo 2018-2020 en el reto de Energía tras la realización de varios documentos de base previos como el «Strategic Approach», el informe del AGE «Advisory Group Energy» y el «Scoping Paper» de octubre de 2016.

Durante el primer semestre del 2017 se discutió en el comité de programa de Energía el citado programa de trabajo de 2018-2020, con descripción de los topics para el 2018 y 2019 y enumeración de los títulos de topics para 2020, realizándose la votación en el comité en octubre del 2017.

El programa de trabajo de estos tres últimos años del H2020, y en concreto del programa de trabajo de 2018, introduce algunos cambios en cuanto a su estructura con respecto a los años anteriores. El programa de trabajo de 2018 contribuye casi en su totalidad a una nueva área focal: «Construyendo un futuro bajo en carbono y resiliente al clima», donde se abordan cuatro de las grandes prioridades identificadas en la Estrategia del SET Plan: Eficiencia Energética, Energías Renovables, Sistemas energéticos inteligentes y Captura, almacenamiento y uso de CO₂ (CCSU).

Dentro de esas áreas se presta una especial atención a tres de las prioridades estratégicas de I+D identificadas en la comunicación «Acelerando la innovación en energías limpias»: la renovación de edificios, el liderazgo en energías renovables, y el desarrollo de soluciones de almacenamiento de energía asequibles e integrados.

11. La I+D+i del sector energético

En el programa de trabajo 2018 el desarrollo de energías renovables se aborda considerando cuatro bloques: el primero dedicado al desarrollo de tecnologías disruptivas, con bajos TRLs, el segundo bloque de soluciones de energías renovables para su integración a nivel de consumidores, bien en edificios o a escala de distrito ; el tercer bloque buscando desarrollo de tecnologías renovables para su implementación a nivel de sistema, y finalmente un cuarto bloque destinado a renovables para su integración en el sector de transporte.

En los datos facilitados a continuación se recogen las convocatorias del programa de trabajo 2018 que abrieron en las siguientes áreas: *Liderazgo global en energías renovables*; *Sistemas energéticos inteligentes*; *Ciudades y comunidades inteligentes*; *CCSU*, acciones conjuntas y acciones transversales.

Las áreas de Eficiencia Energética y de Consumidores se adjudican en el ejercicio 2019 y por tanto no se tienen en cuenta en los siguientes datos del 2018.

En todas las convocatorias del 2018 los datos UE se refieren a los países de la UE26+UK.

En el año 2018, y desglosado por las anteriores áreas mencionadas, los datos son los siguientes:

En el área de *Liderazgo global en energías renovables*, que es donde más presupuesto se ha adjudicado, se han concedido 245,3 millones de euros, de los que 26,5 millones han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 10,8% de retornos respecto al total de países y un 13,4% UE. España ha sido el primer país que más fondos ha captado en el 2018 en esta área seguida por Alemania (9,4%), Noruega (9,1%) y Francia (8,4%). En esta área se incluyen proyectos disruptivos en tecnologías energéticas, proyectos de investigación y demostración en energías renovables y biocombustibles.

Otra de las grandes áreas en cuanto a volumen de presupuesto, es la de *Sistemas Energéticos Inteligentes*, que en 2018 incluye topics de demostración e integración en islas energéticas, islas geográficas, y de servicios de red innovadores a través de gestión de la demanda, almacenamiento y generación de renovables, con gran peso de TSO – DSO y Consumidores.

La financiación total en esta área fue de 100,6 millones de Euros. De esta cantidad 18,1 millones de euros fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supuso un retorno del 18% del total (19,3% UE) situando a España en el primer puesto en captador de fondos muy por delante de Alemania (9%) y Bélgica (8,4%).

En la convocatoria de *Ciudades y Comunidades Inteligentes* de 2018, se sigue la línea de grandes proyectos de demostración (proyectos FARO) pero orientada esta vez en el concepto de Distritos de Energía Positiva, que supone conseguir un balance positivo entre la energía que se consume y se produce en un conjunto

de edificios inter-relacionados entre sí, con la red eléctrica, con otras redes existentes, integrando también medidas de eficiencia energética, almacenamiento, gestión activa de la demanda y electro-movilidad. Estos proyectos son de integración y se pide que haya al menos dos ciudades faro, que serán los lugares de demostración, entidades proveedoras y/o desarrolladoras de las soluciones y otro pequeño número de 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 como en número de socios.

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.

En la convocatoria del año 2018 se sigue con la línea mantenida en las convocatorias de 2016 y 2017 donde no se han financiado costes de construcción y rehabilitación de viviendas, ni inversiones en renovables, ni compra de vehículos, ni compra de herramientas TIC, financiándose sólo aquellos aspectos innovadores que consiguen los distritos de energía positiva (almacenamiento, integración de sistemas de gestión inteligente, parte innovadora de las renovables...). En la convocatoria del 2018, se financian sólo dos proyectos y uno de ellos fue liderado por la entidad española Fundación Cartif.

En esta convocatoria no hay ciudades faro con demostración en España, por lo que los retornos obtenidos por entidades españolas han sido más reducidos, debido a la ausencia del efecto tractor que estos grandes proyectos llevan asociado. Sin embargo, las ciudades de Sestao y León figuran como ciudades seguidoras en los dos proyectos aprobados. En esta convocatoria, las entidades españolas han recibido una financiación de 3,1 millones de euros, que supone 8,3% de retornos (11,3% UE) de los 38,1 millones adjudicados.

En el ranking de países de la Unión Europea, en esta convocatoria de ciudades y comunidades inteligentes España figura en quinta posición, siendo los países con más retornos, Noruega, Holanda, Irlanda, y Finlandia, países donde hay ciudades faro con proyectos de demostración.

En el área de *CCSU*, los retornos españoles han sido más bajos que en las áreas anteriores. Se adjudicó un total de 43,6 millones de euros, habiendo conseguido las entidades españolas 2,3 millones, lo que supone un retorno del 5,2% (6,5% de la UE). En esta área se han incluido temas de tecnologías avanzadas de captura de CO₂, de conversión de CO₂ capturado, y de planificación de «hubs» europeos en torno a tecnologías de captura, almacenamiento y uso de CO₂.

Finalmente, en las áreas más transversales de *acciones conjuntas* y *Cross-Cutting*, se han adjudicado en 2018 un total de 36,8 millones de euros, habiendo recibido las entidades españolas 1,8 millones, lo que supone un 4.9% de retorno total (5.6% UE)

11. La I+D+i del sector energético

Como novedad en el programa de trabajo del 2018-2020, mencionar que los temas de cooperación internacional vienen principalmente a través de «Mission Innovation», iniciativa mundial surgida en el marco del acuerdo de París, en la que 23 países, más la UE, a través de la Comisión Europea, de forma voluntaria se han comprometido a duplicar sus gastos de I+D+i en tecnologías limpias de carbono en el plazo de 5 años. También se fomenta la cooperación internacional con África en materia principalmente de energías renovables.

Los retornos conseguidos por España en el reto de Energía en 2018 son la consecuencia de la activa participación de las entidades españolas y suponen la obtención de unos niveles de retornos similares a los alcanzados en 2017: de los casi 464,6 millones de euros adjudicados, 51,8 millones han ido a entidades españolas, lo que supone un retorno total del 11,2% y un 13,4% UE.

Estos resultados suponen que España, con el citado 11,2% de retornos en el reto de Energía, se sitúe en primera posición en el ranking de países. Le sigue Francia con 10,6% y Noruega con un 9,8%.

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 con el 22% y las Universidades con alrededor del 14%.

Por Comunidades Autónomas, los participantes españoles se distribuyen en las siguientes Comunidades: Madrid (23%), País Vasco (17%), Cataluña (15,7%). Y ya con porcentajes inferiores al 10% se sitúan Castilla y León (8,2%); Comunidad Valenciana (7,9%) y Aragón (7,3%).

Los participantes más destacados de 2018 fueron Fundación Tecnalia, Fundación Circe, Fundación Cartif, CSIC, Atos Spain, S.A., IREC, Windar Renovables, SL; Exponential Renewables, S.L., E-distribución Redes Digitales, S.L. y UPC.

11.5. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO

11.5.1. 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 Ciencia 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 1.222 personas está diversificado tecnológica 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 presupuestos 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 2018 fueron 23,63 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 2018 de los 82,25 M€ de gastos del CIEMAT, el 50% se dedicó al área de Energía.

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 318 comités. De ellos, el 67% (210) son de ámbito internacional. El 25% (81) 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 (52%). Este alto porcentaje muestra cómo los expertos del CIEMAT están muy demandados entre quienes requieren consejo en el ámbito de nuestro conocimiento.

11.5.2. 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.

Se constituye como una fundación sin ánimo de lucro, que se denomina «Fundación CENER», cuyo Patronato está formado por instituciones públicas, como: el Ministerio de Ciencia e Innovación, Ciemat, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y el Gobierno de Navarra

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 internacional 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.

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 microrred 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.

11.5.3. 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 Ciencia e Innovación 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 hidrógeno 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,

11. La I+D+i del sector energético

- 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.

El Centro Nacional del Hidrógeno, como instalación dedicada a la investigación científica y tecnológica en todos los aspectos relativos a las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible, participa activamente en los diferentes foros del sector, tanto a nivel nacional como internacional.

11.5.4. 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.

CEIDEN es la entidad española que coordina las necesidades y esfuerzos de I+D+i en el campo de la tecnología nuclear de fisión. Plantea y aborda proyectos de forma conjunta y presenta una posición nacional coordinada frente a las propuestas y compromisos nacionales e internacionales.

CEIDEN reúne a todos los sectores relacionados con la I+D+i nuclear de fisión en España.

