

2019

La Energía en España



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

La Energía en España

2019



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA 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 2022.

www.miteco.gob.es

Plaza de San Juan de la Cruz s/n

28071 Madrid.

ESPAÑA

NIPO: 665-20-006-3

Depósito Legal: M-6075-2022

ISSN: 2444-7110 (Impresa)

ISSN: 2444-7102 (En línea)

Maquetación: Solana e hijos, A.G., S.A.U.

Impresión: Solana e hijos, A.G., S.A.U.

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
BALANCE ENERGÉTICO 2019	13
PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030	14
1. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA	17
1.1. INTRODUCCIÓN	19
1.2. CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP)	19
1.3. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)	21
1.3.1. Electricidad	23
1.3.2. Eficiencia energética, energías renovables y almacenamiento	24
1.3.3. Nuclear	25
1.3.4. Gas natural	25
1.3.5. Petróleo y petroquímica	25
1.3.6. Carbón	26
1.4. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES	26
1.5. G20	28
1.6. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)	29
1.7. TRATADO DE LA CARTA DE LA ENERGÍA	31
1.8. NORMATIVA DE LA UNIÓN EUROPEA EN MATERIA DE ENERGÍA	31
2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ESPAÑA	35
2.1. INTRODUCCIÓN	37
2.2. ENERGÍA PRIMARIA	38
2.2.1. Consumo de energía primaria	38
2.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad energética primaria	41
2.2.3. Transformación de energía: el sector eléctrico	44
2.3. ENERGÍA FINAL	50
2.3.1. Consumo de energía final	50
2.3.2. Evolución de la intensidad de energía final	54
2.3.3. Análisis sectorial del consumo y de la intensidad de energía final [IDAE]	55
3. SECTOR ELÉCTRICO	77
3.1. INTRODUCCIÓN	79
3.2. IMPACTO DEL PAQUETE DE ENERGÍA LIMPIA DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL MERCADO	80
3.3. MERCADO MAYORISTA	81
3.3.1. Reparto de competencias en el mercado mayorista	81
3.3.2. Organización del mercado eléctrico de producción	81
3.3.3. Evolución del precio en el mercado mayorista	82

3.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	85
3.4.1. Mercado minorista: Consideraciones generales (1)	85
3.4.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países	87
3.5. POBREZA ENERGÉTICA	93
3.5.1. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética	93
3.5.2. Evolución del número de consumidores vulnerables	95
3.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	96
3.6.1. Actividad de transporte de energía eléctrica	96
3.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica	97
3.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica	98
3.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES	106
3.7.1. Marco general	106
3.7.2. Extracoste	106
3.8. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2019	107
3.8.1. Normativa de ámbito comunitario	107
3.8.2. Normativa de ámbito nacional	108
4. SECTOR NUCLEAR EN 2019	111
4.1. INTRODUCCIÓN	113
4.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	113
4.3. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR	114
4.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS	114
4.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad	114
4.4.2. Residuos radiactivos de baja y media actividad	117
4.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES	117
4.5.1. Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera	117
4.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I	118
4.5.3. Desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio	118
4.6. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2019	119
5. SECTOR CARBÓN	121
5.1. SITUACIÓN EN 2019	123
5.1.1. Panorámica general del sector	123
5.1.2. Demanda interior	125
5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo	125
5.1.4. Comercio Exterior	126

5.2 EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DE LA MINERÍA DEL CARBÓN EN ESPAÑA Y EN LA UE	126
5.2.1. Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE	126
5.2.2. Marco de actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018	127
5.2.3. Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el periodo 2019-2027	128
5.2.4. Estrategia de Transición Justa	130
6. ACTIVIDADES DE INVESTIGACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS	131
6.1. INTRODUCCIÓN	133
6.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS	133
6.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS	134
6.3.1. Petróleo	134
6.3.2. Gas natural	136
6.4. ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL	136
7. SECTOR DEL GAS NATURAL	139
7.1. INTRODUCCIÓN	141
7.2. PRINCIPALES MAGNITUDES	141
7.2.1. Evolución de la demanda	141
7.2.2. Oferta de gas natural	142
7.3. MERCADO MAYORISTA	145
7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	148
7.4.1. Situación del mercado minorista	148
7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural	149
7.4.3. Evolución de los precios. Comparación con otros países	151
7.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	153
7.5.1. Estructura empresarial	153
7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural	155
7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS	160
7.6.1. Bono Social Térmico	162
7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista	162
7.7. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2019	166
7.7.1. Normativa de ámbito comunitario	166
7.7.2. Normativa de ámbito estatal	166

8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFERO	169
8.1. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS	171
8.1.1. Introducción	171
8.2. PRINCIPALES MAGNITUDES	171
8.2.1. Evolución de la demanda de productos petrolíferos	171
8.2.2. Oferta de petróleo. Importaciones de crudo	173
8.2.3. Oferta de petróleo. Importaciones y Exportaciones de productos petrolíferos	173
8.2.4. Balance de Refinerías	175
8.3. EL SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS	176
8.3.1. Estructura empresarial del sector de Hidrocarburos líquidos	176
8.3.2. Estructura empresarial del sector de los gases licuados del petróleo (G.L.P.	176
8.3.3. Refinerías e Infraestructuras	177
8.4. SEGURIDAD DE SUMINISTRO	180
8.4.1. Almacenamiento de existencias de productos petrolíferos	180
8.5. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO	181
8.5.1. Productos petrolíferos	181
8.5.2. Gases licuados del petróleo	182
8.6. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS	183
8.6.1. Cotizaciones de crudos y derivados	183
8.6.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea	184
8.6.3. Precios de gases licuados del petróleo	188
8.6.4. Normativa	192
9. ENERGÍAS RENOVABLES, COGENERACIÓN Y EFICIENCIA ENERGÉTICA	193
9.1. ENERGÍAS RENOVABLES	195
9.1.1. Introducción	195
9.1.2. Principales magnitudes	195
9.1.3. Energías renovables para la generación eléctrica	196
9.1.4. Energías renovables para usos térmicos	206
9.1.5. Energías renovables en el transporte	213
9.2. COGENERACIÓN	216
9.2.1. Principales magnitudes	216
9.2.2. Normativa aprobada en 2019	220

9.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA	220
9.3.1. Directiva de Eficiencia energética, Sistema Nacional de Obligaciones y FNEE	220
9.3.2. Eficiencia energética en edificios	221
9.3.3. Auditorías energéticas	223
9.3.4. Eficiencia energética en transporte	225
9.3.5. Normativa de aplicación específica en 2019. Iniciativas desarrolladas	230
10. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	233
10.1. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2019	235
10.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2019	238
10.3. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO INTERNACIONAL	240
10.4. HECHOS RELEVANTES EN LA UNIÓN EUROPEA	242
10.4.1. Régimen de comercio de derechos de emisión (en adelante RCDE UE)	244
10.4.2. Sectores difusos	251
10.4.3. Control de las emisiones contaminantes de los sectores industriales	252
10.5. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO NACIONAL	256
10.5.1. Emisiones de gases de efecto invernadero	256
10.5.2. Control de las emisiones industriales	262
11. LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO	265
11.1. INTRODUCCIÓN	267
11.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+i EN ENERGÍA	267
11.3. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION-SET-PLAN	269
11.4. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES	272
11.4.1. Agencia Española de Investigación	272
11.4.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)	281
11.5. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO	290
11.5.1. CIEMAT	290
11.5.2. CSIC	291
11.5.3. CENER	293
11.5.4. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)	294
11.5.5. CEIDEN	296

INTRODUCCIÓN

El marco de la política energética y climática en España está determinado por el contexto internacional y la política de la Unión Europea (UE). A este respecto, destaca el Acuerdo de París alcanzado en 2015, cuyo objetivo es contener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2°C respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, y realizar esfuerzos para limitarlo a 1,5°C. La UE ratificó el Acuerdo en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de 2016, y España lo hizo en 2017¹. Con la entrada en vigor del mencionado Acuerdo se dio un nuevo impulso a las políticas energéticas y de cambio climático.

Con vistas a la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el Consejo Europeo de octubre de 2014 acordó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030. Teniendo en cuenta dicho horizonte temporal, estableció un objetivo de reducir al menos el 40% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a los niveles de 1990. Posteriormente, en las conclusiones del Consejo Europeo de 10 y 11 de diciembre de 2020 se adoptó un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 55% para el año 2030 que se verá plasmado en la futura Ley Europea del Clima.

Para alcanzar dichos objetivos, acelerar la transición hacia una economía baja en carbono, dar cumplimiento al Acuerdo de París y avanzar hacia la consecución de la Unión de la Energía en sus cinco dimensiones (descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior e I+i+c), se aprobó un paquete de medidas entre 2018 y 2019 en el seno de las instituciones europeas, que incluye medidas legislativas sobre eficiencia energética, energías renovables, diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía y la Acción por el Clima.

Este nuevo marco normativo aporta certidumbre regulatoria y condiciones favorables para que se lleven a cabo las inversiones, faculta a los consumidores europeos para que se conviertan en actores en la transición energética y fija objetivos vinculantes para la UE en 2030²:

- 40%³ de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

¹ Instrumento de ratificación publicado en el BOE núm. 28 de 2 de febrero de 2017

² Actualmente, estos objetivos están siendo objeto de revisión al alza en el seno de la UE como consecuencia de la presentación por la Comisión Europea del denominado paquete "Fit for 55".

³ Actualmente, este objetivo se ha actualizado hasta el 55% de reducción.

En cuanto al resto de dimensiones de la Unión de la Energía, cabe destacar que en el ámbito de la seguridad energética se define la forma de actuación en caso de limitación del suministro y se fijan objetivos para aumentar la diversificación de fuentes de energía y suministro, así como la reducción de importación de energía. En el caso de España, dada la preponderancia de los combustibles fósiles en el sistema energético nacional, éste se caracteriza por una elevada dependencia energética, que alcanzó el 73% en 2019, muy por encima de la media de la UE (54%). En el lado positivo, España tiene uno de los niveles más altos de diversificación de proveedores de gas y petróleo en Europa. Con respecto al mercado interior, el objetivo de interconexión eléctrica de los Estados miembros se fija en el 15% para el año 2030.

En investigación, innovación y competitividad se establecen objetivos nacionales y de financiación en materia de investigación e innovación tanto pública como privada. Por último, y en el horizonte de 2050, la Comisión Europea actualizó el 28 de noviembre de 2018 su hoja de ruta hacia una descarbonización de la economía con la intención de lograr la neutralidad climática de la UE en 2050 (cero emisiones netas de GEI).

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 7/2001, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCCTE), el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

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. Por su importancia, esta introducción incluye un apartado dedicado en exclusiva a dicho documento.

Por otro lado, a lo largo del proceso de descarbonización, y para no dejar a nadie atrás, la transición justa ocupa un espacio central. Una transformación tan importante solo será viable si se lleva a cabo con criterios de equidad y justicia social, en particular hacia los colectivos y territorios más vulnerables, y prestando una especial atención a la reducción de la desigualdad y la erradicación de graves problemas sociales como la pobreza energética. Por ello, junto con el PNIEC, el Marco Estratégico Energía Clima presentado en España incorporó la Estrategia de Transición Justa que, siguiendo las directrices de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y las recomendaciones del Acuerdo de París, trata de maximizar las oportunidades de empleo de la transición hacia un modelo de desarrollo bajo en carbono.

Está previsto avanzar en el establecimiento de Convenios de Transición Justa (CTJ), que tienen como objetivo prioritario el mantenimiento y creación de actividad y empleo, así como la fijación de población en los territorios rurales o en zonas con instalaciones térmicas o nucleares en cierre. En ese sentido, los CTJ están recogidos tanto en la Estrategia de Transición Justa (componente 10 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia) como en la LCCTE.

A ese respecto, la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, cuya tramitación parlamentaria se inició en 2019 prevé, entre otros aspectos, que España alcance la neutralidad de emisiones no más tarde de 2050, para lo cual recoge como instrumentos de planificación el PNIEC y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, aprobada en noviembre de 2020, que viene a articular una respuesta coherente e integrada frente a la crisis climática, que aproveche las oportunidades para la modernización y competitividad de nuestra economía y sea socialmente justa e inclusiva. Se trata de una hoja de ruta para avanzar hacia la neutralidad climática en el horizonte 2050, con hitos intermedios en 2030 y 2040.

BALANCE ENERGÉTICO 2019

En lo referente al balance energético en 2019, el consumo de energía primaria se redujo un 2,9%, mientras que el consumo de energía final disminuyó un 0,5%, en un contexto de crecimiento económico, con un incremento del PIB interanual del 2,4%, lo que supone un descenso de la intensidad energética.

La moderada reducción del consumo de energía primaria tiene su origen en la notable disminución del consumo de carbón y de la contribución hidráulica, compensadas respectivamente con la mayor operación de las centrales de ciclo combinado de gas natural y con el incremento de la contribución renovable eólica y solar. La mayor presencia de estas tecnologías incrementa la eficiencia del sistema de transformación, al reducirse las pérdidas asociadas al carbón, y explica la diferencia existente entre las variaciones interanuales de energía primaria y energía final.

Por fuentes de energía, en primaria destaca una disminución del 57,5% del consumo de carbón en España con respecto al año 2018, un descenso del consumo de productos petrolíferos del 2,3% y una subida del 14,1% del gas natural. El consumo de las energías renovables aumentó un 0,4%, pese al descenso de la contribución de la hidráulica, debido al incremento de la producción solar, al ser 2019 un año de mayor radiación solar en España, y de la eólica, por el aumento de su parque instalado.

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 23,7% con respecto a 2018 y un ligero aumento del 0,1% de los productos petrolíferos, explicado en gran parte por el aumento del consumo para transporte. El gas natural, por su parte, se redujo ligeramente en un 0,4% con respecto a 2018, al que contribuyó el descenso en el consumo de gas en el sector servicios. Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, las empleadas para producir electricidad, también registraron un aumento del 1,4% en 2018, principalmente por un leve repunte en el consumo de biomasa.

En cuanto al balance eléctrico, éste se mantiene relativamente estable con relación a 2018 en términos de producción y consumo final. Sin embargo, el mix de generación eléctrica sufre variaciones, debido al proceso de cierre de las centrales térmicas de carbón y 2019 ha sido un año más seco que en 2018. Destaca, por una parte, la reducción de la producción bruta eléctrica por carbón en un 63,9%, que se compensa casi en su totalidad por el incremento del consumo de gas natural en las centrales de ciclo combinado en un 44,3%; por otra parte, la reducción de la producción bruta hidráulica en un 28,2%, se compensa con el crecimiento de la producción bruta eólica en un 9,3% y solar en un 18,5%. Estas modificaciones en el mix de generación eléctrica son producto de la paulatina transformación del sector energético para reducir las emisiones, con vista a alcanzar el objetivo de neutralidad climática para antes de mediados de siglo.

Esta publicación pretende recoger una síntesis de las principales magnitudes del sector energético en España en el año 2019¹ 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 periodo.

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 2019. 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 2019. 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.

PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030

El 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, establece el procedimiento de planificación necesario para cumplir los objetivos y metas de la UE, así como garantizar la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada por la Unión y sus Estados miembros a la CMNUCC y del Acuerdo de París.

En ese sentido, la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)** y una **Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050)**, que recoja los objetivos y medidas nacionales en materia de energía y clima, y permitan determinar el grado de cumplimiento de los objetivos globales marcados para el conjunto de la UE.

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, identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. El Plan pretende facilitar el aprovechamiento por parte de la economía española de la multitud de oportunidades de la descarbonización: generación de tejido productivo, empleo, aumento del valor añadido y de la competitividad de las empresas nacionales por el abaratamiento de los costes

¹ Los datos de este libro se agotan a diciembre de 2019.

energéticos. Con ese objeto, el PNIEC emite las señales necesarias para proporcionar certidumbre y sentido de dirección a todos los actores.

El PNIEC se divide en dos grandes bloques: el primero detalla el proceso, los objetivos nacionales, las políticas y medidas existentes y las necesarias para alcanzar los objetivos del Plan, así como el análisis del impacto económico, de empleo, distributivo y de beneficios sobre la salud. El segundo bloque integra la parte analítica, en la que se detallan las proyecciones, tanto del Escenario Tendencial como del Escenario Objetivo, así como las descripciones de los diferentes modelos que han posibilitado el análisis prospectivo y que proporcionan robustez a los resultados.

Las medidas contempladas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

1. 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
2. 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
3. 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
4. 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Otros resultados reseñables incluidos en el PNIEC son:

1. La intensidad energética primaria se reduce un 3,5% anual hasta 2030.
2. La dependencia energética del exterior mejora 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 61% en 2030.
3. La importación de combustibles fósiles disminuye de una manera importante, lo que supone un ahorro en la balanza comercial de 67.000 M€ en el periodo 2021-2030.
4. El PNIEC prevé añadir otros 59 GW de potencia renovable y 6 GW de almacenamiento con una presencia equilibrada de las diferentes tecnologías renovables.
5. No será necesaria la presencia de potencia de generación de respaldo adicional.
6. Las inversiones totales previstas ascienden a 241.000 M€. El 80% de las inversiones las realizaría el sector privado y el 20% el sector público. El PIB aumentará en torno a un 1,8% en 2030, respecto a un escenario en el que no se implementase el PNIEC.
7. El empleo presenta un aumento neto del 1,7% a lo largo del periodo 2021-2030.

8. La dimensión de I+D y el tejido industrial nacional también se benefician de las oportunidades que proporciona la aplicación del PNIEC.
9. Se dedica especial atención al fenómeno de la pobreza energética, abordándolo desde una perspectiva integral y con visión de largo plazo. El efecto de las medidas del PNIEC es progresivo en términos fiscales, es decir que favorece en mayor medida a los hogares de menor renta y, especialmente, a los colectivos vulnerables.
10. Los cobeneficios para la salud han sido estimados en una reducción de la mortalidad prematura por la contaminación atmosférica del 27% aproximadamente.

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 2019. Asimismo, se incluyen novedades como la 25ª Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (en adelante COP 25) de las Naciones Unidas (NN.UU.), así como las principales propuestas legislativas de la UE en materia de energía durante ese año.

1.2. CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP)

La Conferencia de las Partes es el órgano de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) cuyo objetivo es «orientar los esfuerzos de los países que son partes de la Convención para actuar contra el cambio climático», es decir, impedir la interferencia del ser humano en el aumento de la temperatura media de la Tierra.

Estos países se reúnen para proponer y adoptar planes de acción que mitiguen la actividad humana sobre el calentamiento global.

La vigésimo primera sesión de la Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21) celebrada en París en diciembre de 2015 terminó con la adopción del *Acuerdo de París* que establece el marco global de lucha contra el cambio climático a partir de 2020. Se trata de un acuerdo histórico de lucha contra el cambio climático, que refleja y tiene en cuenta las diferentes realidades de los países, siendo jurídicamente vinculante.

El objetivo principal de este acuerdo es evitar que el incremento de la temperatura media global supere los 2°C respecto a los niveles preindustriales y promover esfuerzos adicionales que hagan posible que el calentamiento global no supere los 1,5°C.

Entre el 2 y el 13 de diciembre de 2019 se celebró en España (Madrid), la COP25 bajo la Presidencia de Chile, ante la imposibilidad de celebrar el evento en Santiago de Chile dados los disturbios y las protestas sociales.

El hito más relevante del evento se produjo al cierre del mismo, con **la adopción de un acuerdo denominado «Chile-Madrid Tiempo de Actuar»**, que estableció las bases para que, a lo largo de 2020, los países presentaran compromisos de reducción de emisiones (NDC) más ambiciosos para responder a la emergencia climática y evitar un aumento de temperatura superior a 1,5 grados centígrados. Esta decisión fue posible tras una jornada intensa de negociaciones y después de que la presidencia chilena nombrara a la Ministra para la Transición

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

Ecológica, a Teresa Ribera, facilitadora de tres puntos clave de la negociación: mayor ambición, mecanismos de pérdidas y daños frente a los impactos del cambio climático y financiación.

Establecida la directriz principal de la COP25 y manifestada la necesidad de una mayor celeridad en la aplicación de respuestas en este foro procede destacar otros aspectos transversales a la cumbre:

- Se reivindicó que esta mayor ambición en la respuesta climática sea coherente con lo que la sociedad exige, respecto a afrontar el desafío de la crisis climática, y con la ciencia, siendo ésta el eje principal que debe orientar las decisiones ante el cambio climático.
- Se reconoció la acción climática de actores no gubernamentales, invitándoles a que incrementen y garanticen estrategias compatibles con el clima.
- Se estableció un compromiso en trabajar y profundizar en las respuestas a los daños irreversibles que provoca el cambio climático en los países más vulnerables afectados por los impactos de fenómenos climáticos extremos en el marco del mecanismo de pérdidas y daños. Concretamente, se acordó dar directrices al Fondo Verde para que amplíe su ámbito de financiación en este aspecto, además de destinar sus recursos a la mitigación y adaptación.
- Se pactó un nuevo plan de género para dar respuesta al efecto desigual del cambio climático en las mujeres y niñas, promoviendo su papel como agentes del cambio en este proceso hacia un mundo libre de emisiones.
- Se emplazó a trabajar en el diseño de mecanismos de mercado para la siguiente COP (COP26, en Glasgow), que eviten la doble contabilidad y que garanticen la integridad ambiental del sistema en línea con la ambición del Acuerdo de París.

Por último, el impacto de la COP25 se pone de manifiesto en los siguientes hitos durante la misma:

- La UE logró activar un paquete de medidas ambicioso para afrontar la emergencia climática, a través de su **Nuevo Pacto Verde** («Green New Deal»), comprometiéndose con la neutralidad climática en 2050 y la conversión del Banco Europeo de Inversiones (BEI) en un «Banco Climático».
- El **Fondo de Adaptación** logró movilizar un total de 89 millones de dólares durante esta COP de varios países, entre ellos España.
- El **BEI** ha anunciado que dejará de financiar proyectos relacionados con energías fósiles para 2021. Además, una veintena de bancos españoles acordaron alinearse con el Acuerdo de París e incluso el

Banco Interamericano de Desarrollo ha anunciado la creación de una Red de Bancos Centrales y Supervisores junto con la creación de una plataforma internacional para lograr un sistema financiero verde a nivel global.

- La **Coalición de Ministros de Finanzas por la Acción Climática** formada por 51 países, entre ellos España, ha firmado el Plan de Acción de Santiago, por el que se comprometen a introducir el cambio climático en sus políticas económicas y financieras hacia un crecimiento bajo o nulo en emisiones.
- En la COP25 se ha duplicado el número de **fondos de inversión** que se han comprometido a que sus carteras sean neutras en emisiones tan pronto como sea posible, pasando de carteras que suman 2,4 billones de dólares durante la Cumbre del Clima de Nueva York a 4 billones en la COP25.
- El número de **multinacionales comprometidas** a ser neutras en carbono en 2050 se ha duplicado, pasando de 90 en la Cumbre del Clima de Nueva York a 177 en la COP25. En tamaño, estas empresas emplean a más de 5,8 millones de personas.
- La cifra de **grandes ciudades comprometidas** con la neutralidad climática en 2050 ha pasado de 100 en la cumbre de Nueva York a 398 durante la COP25.
- Aunque el Acuerdo de París fija el año 2020 para la presentación de compromisos más ambiciosos por parte de los países, este año 73 Estados se han comprometido a ser **neutros en carbono en 2050**, entre ellos, España. Para lograrlo, nuestro país se ha fijado reducir una de cada tres toneladas de CO₂ en la próxima década, duplicando el consumo final de energía renovable en 2030.
- Más de 80 países han anunciado ya que presentarán **compromisos de lucha contra el cambio climático (NDC) más ambiciosos** que los actuales al Acuerdo de París en 2020.

1.3. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) centró su informe anual «**World Energy Outlook 2019 (WEO2019)**»¹ principalmente en los cambios necesarios para lograr la transición energética, apoyándose en todas las tecnologías y recursos disponibles y explotando el potencial de las mejoras dentro de la eficiencia energética, cuyo ritmo se ha ralentizado. Para ello se diferencian dos escenarios, que evolucionan respecto al escenario que supondría la inaplicación de medidas adicionales («*Current Policies Scenario, CPS*»):

¹ El horizonte temporal de los datos e informes de este libro llega hasta diciembre de 2019.

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

- El Escenario de Políticas Establecidas («*Stated [Energy] Policy Scenario, STEPS*»), antiguo Escenario de Nuevas Políticas, que aborda las ambiciones, compromisos y planes de los responsables políticos en materia de energía de 2019, sin hacer predicciones sobre su evolución futura, con un horizonte temporal que finaliza en 2040 y en el que, aunque hay una desaceleración en el ritmo de las emisiones, no se alcanza un declive de las mismas antes de dicha fecha.
- El Escenario de Desarrollo Sostenible («*Sustainable Developed Scenario, SDS*»), que proporciona una vía estratégica para el cumplimiento de los objetivos a nivel mundial en materia de clima, calidad de aire y acceso a la energía, cuyo horizonte se amplía a 2050 y se encuentra completamente alineado con el Acuerdo de París y con los siguientes Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) determinados por NN.UU. : 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). Este escenario implicaría un aumento de la demanda energética de un 1% anual hasta 2040.

Este análisis de los distintos escenarios manifiesta que alcanzar los objetivos del Acuerdo de París requiere un 25% más de inversiones en las próximas tres décadas respecto al escenario *SDS*, junto con una acción multilateral e interdependiente en materia energética ya que las políticas vigentes y anunciadas (*STEPS*) no son suficientes para lograr un descenso de emisiones, si bien los tres instrumentos principales para alcanzar el efecto deseado deben pivotar en torno a:

- 37% de mejora de la eficiencia energética,
- 32% de incremento de la penetración de las energías renovables,
- 9 % de incremento en tecnologías de captura de carbono.

Además, el informe WEO2019 subraya la importancia crucial y recíproca entre la energía y África para el futuro, dada las oportunidades emergentes en el continente, a la vez que mantiene el foco en la electricidad, tema de mayor relevancia en el informe de 2018, y la transformación del sector eléctrico debido a las implicaciones para la estabilidad y fiabilidad de las redes de energía en el mundo ante la necesidad de garantizar la seguridad de suministro.

Asimismo, en materia de perspectivas, el WEO2019 presta especial atención a la utilización de infraestructuras de gas para el desarrollo y ampliación del espectro de actuación de dos gases de bajas emisiones de carbono: hidrógeno y biometano, junto con una profunda visión de la energía eólica marina como tecnologías que pueden ayudar al impulso de las transiciones energéticas y contribuir al proceso de descarbonización dado su potencial.

Con el objetivo de incidir en los asuntos expuestos anteriormente, cabe destacar que:

- Se ha establecido una Comisión Mundial de Alto nivel para la Acción Urgente sobre Eficiencia Energética para acelerar el proceso a través de una acción política más fuerte.
- Se ha materializado una Cumbre Ministerial en Addis Abeba, en junio de 2019 copresidida por la AIE y la Comisión de la Unión Africana, en la que representantes gubernamentales de alto nivel y otras partes interesadas han promovido un programa de colaboración para la participación en la AIE.
- Se ha materializado una Conferencia Mundial en Sistemas de Integración de Energías Renovables en octubre de 2019 en Berlín, coorganizada entre la AIE y el Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía de Alemania.
- Se ha publicado un informe de la AIE en materia de seguridad de suministro eléctrico.

Finalmente, antes de abordar el análisis sectorial energético y como cierre del presente epígrafe, indicar que la AIE celebró su Cumbre bianual a nivel Ministerial el 5 y 6 de diciembre de 2019, bajo la presidencia de Polonia, cuyo mensaje principal también sustenta línea marcada por la publicación WEO2019: **La relevancia del liderazgo en la transición energética y función rectora de la AIE, para abordar desafíos y cuestiones urgentes mundiales tales como la seguridad energética, el cambio climático, la eficiencia de los recursos, el consumo sostenible, la producción y el acceso a la energía. Estos objetivos se llevan a cabo tanto con una estrategia de expansión geográfica, debido a la necesidad de contribución de todos los actores posibles, como desde una perspectiva material, es decir, ampliación a líneas de trabajo más allá de la seguridad de suministro del petróleo tales como energías renovables y eficiencia energética para lograr alcanzar economías climáticamente neutras.**

1.3.1. Electricidad

La electricidad es uno de los insumos más relevantes de las economías modernas alimentando comunicaciones, salud, industria, entretenimiento, educación, etc. Si bien, la demanda de electricidad sigue una evolución con dos caminos diferenciados a nivel geográfico:

- En economías avanzadas y posindustriales se produce una compensación entre el crecimiento de consumo eléctrico ligado a la digitalización y electrificación con respecto a las mejoras de eficiencia energética.
- En las economías en desarrollo y emergentes, se impulsa un crecimiento firme de la demanda dada la expansión industrial y el crecimiento del sector de servicios.
- Además, promover el acceso a la electricidad por primera vez a 530 millones de personas representaría un aumento del 2% de la demanda.

A título ilustrativo, la industria y la edificación son los sectores que representan más del 90% de la demanda eléctrica mundial, mientras que el transporte representa menos del 2%.

Por otro lado, **el suministro eléctrico continúa con una tendencia de cambio hacia fuentes de bajas emisiones de carbono, modificando el mix energético actual y la modernización de infraestructuras que potencia el incremento de la utilización de energías renovables**, tales como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica, **gracias a la caída de los costes por la evolución y mejora tecnológica, que incrementa la sostenibilidad económica del sistema eléctrico**, y las políticas gubernamentales de apoyo. Además, esta transición se produce en detrimento de la participación del carbón y el mantenimiento del gas y la energía nuclear. Es más, la energía solar fotovoltaica se concibe en el Escenario de Políticas Establecidas («*Stated [Energy] Policy Scenario, STEPS*») como la tecnología líder en producción eléctrica y la energía eólica consigue un despegue con la eólica marina en Europa, China y Estados Unidos. No obstante, esta tendencia **supone la necesidad de una mayor flexibilización del sistema eléctrico a través de una mayor capacidad de almacenamiento energético** ante la intermitencia de las energías renovables **para garantizar la seguridad de suministro**. De hecho, se considera que las baterías de bajo costo podrían convertir a la India en una plataforma de lanzamiento a gran escala de dichos dispositivos.

Por último, debe destacarse **que el motivo último de la transición energética, y por ende eléctrica, se sostiene en un objetivo medioambiental**, por lo tanto **tras más de un siglo de crecimiento se estima que debe producirse un declive del uso del carbón como generador de energía eléctrica**, de aproximadamente un 25% más en el SDS respecto al escenario STEPS, para el cumplimiento de los objetivos climáticos, más exacerbado en la medida en que no se realicen esfuerzos adicionales para el desarrollo de la tecnología de captura de carbono.

1.3.2. Eficiencia energética, energías renovables y almacenamiento

Con el fin de alcanzar el cumplimiento de los ODS y los compromisos establecidos en el Acuerdo de París, son necesarias mayores inversiones económicas en eficiencia energética y energías renovables, unos 625.000 y 650.000 millones de dólares anuales hasta 2030, respectivamente, incrementándose la cifra en las próximas décadas. Además, se debe producir un cambio de mentalidad en cómo se produce y consume la energía, del mismo modo que se fomente la economía circular y el reciclaje de materiales para apoyar una mayor pendiente en el descenso de las emisiones industriales. En concreto, para poder limitar el calentamiento a 1,5 °C, la tasa de descarbonización a nivel mundial tendría que crecer hasta un 11,7 %, es decir, casi cinco veces más de los niveles actuales registrados en 2019 según el índice *PwC Net Zero Economy Index*. Se prevé para 2040 que una contribución global de las renovables en la electricidad de entorno a un 45%.

Entre las tecnologías más destacadas cabe resaltar, junto con las ya mencionadas anteriormente (energías solar y eólica, con un peso cada vez mayor de la eólica marina), la energía hidroeléctrica y el potencial

significativo emergente en el biogás para reducir los gases de efectos invernadero y mejorar la gestión de desechos.

Por último, la evolución del coste de las baterías y la capacidad de almacenamiento supone una variable crítica para la introducción de los coches eléctricos y para el mercado energético en general, al fomentar la flexibilización a corto plazo de las energías renovables en el mercado eléctrico.

1.3.3. Nuclear

La energía nuclear es concebida como una fuente de generación de energía baja en emisiones de carbono que puede prestar un importante papel en la transición energética. En 2019 supuso un 18% de la producción eléctrica en las economías desarrolladas. Atendiendo a su contribución a la descarbonización, la evolución en materia de demanda mundial de energía primaria en el escenario *STEPS* no prevé variaciones significativas en el consumo de energía nuclear en el horizonte de 2030 si bien el horizonte de 2040 produce una variación más significativa. Cuantitativamente, se estima que para 2040 la producción de electricidad de fuentes con bajas emisiones de carbono en Escenario *STEPS* se sitúe por encima del 50% (45% de fuentes renovables y aproximadamente 5% de cuota gracias a las plantas nucleares y plantas equipadas con tecnologías de captura de carbono). Si bien esta cifra podría ascender a 10 % en el escenario más favorable, *SDS*. No obstante, éste análisis depende de las políticas y regulaciones sobre el destino de los reactores y las inversiones a largo plazo junto con nuevos proyectos.

1.3.4. Gas natural

Durante las próximas dos décadas, la demanda de gas natural crecerá cuatro veces más rápido que la demanda de petróleo en el escenario *STEPS*, y su crecimiento no estará concentrado en los sectores del transporte y petroquímico como ocurre con éste último. No obstante, a pesar de que el Gas Natural Licuado (GNL) dominará el comercio global de gas, con amplios incrementos de producción por parte de Arabia Saudí, Rusia y Estados Unidos, existen incertidumbres sobre ampliación del mercado y la sostenibilidad de la demanda de importaciones de GNL. Si bien, para esclarecer la incertidumbre se realizarán trabajos para tratar de reducir el contenido de azufre en sus emisiones en el sector del transporte marítimo.

1.3.5. Petróleo y petroquímica

En 2019, se continúa la tendencia de 2018, donde la gasolina y el gasóleo son el principal detonante de la demanda de productos petrolíferos, si bien crece la importancia de la industria petroquímica en el incre-

mento de este concepto. Ahora bien, las predicciones del escenario *STEPS* estiman una deceleración en la demanda de petróleo después de 2025, incluso ésta será más pronunciada en el escenario *SDS*, cuya materialización se verá condicionada por la evolución de la movilidad y el transporte (introducción de vehículos eléctricos, movilidad compartida) junto con las perspectivas de escasez o necesidades para garantizar la seguridad de abastecimiento del recurso.

1.3.6. Carbón

Las políticas ambientales que limitan el acceso a la financiación para inversiones en carbón y las presiones que ejercen las energías renovables, cada vez más competitivas en cuanto a costes, generan una tendencia hacia el desligamiento paulatino del carbón tanto a nivel energético como a nivel industrial (alrededor de un tercio del carbón se utiliza fuera del sector energético) en muchas economías a nivel mundial, a título de ejemplo, Canadá o la UE. Si bien, en otras economías principalmente de la región Asia-Pacífico, tales como China o India, el carbón continúa siendo por antonomasia la principal fuente de generación de energía dado su bajo coste y abundantes recursos autóctonos. Esto conlleva unas previsiones de estancamiento de la demanda de carbón en el escenario *STEPS* y un rápido descenso para el escenario *SDS*. No obstante, el carbón continuará presentando un papel importante en ambos escenarios energéticos e industriales mientras se produzca la transición hacia recursos y tecnologías en sustitución del mismo tales como la captura de carbono o el hidrógeno, en línea con la descarbonización de la industria y sector energético.

1.4. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) ha continuado durante 2019 su labor de promoción de las renovables en países y regiones clave y analizando cómo la electrificación con energías renovables es una solución clave para la transición energética en todo el mundo. El informe «*Global Energy Transformation. Roadmap to 2050*» que resume cada año su trabajo, llega a la conclusión de que la transformación del sistema energético mundial debe acelerarse sustancialmente para cumplir los objetivos del Acuerdo de París.

En los últimos años, el sector energético ha comenzado a cambiar de manera prometedora y las tecnologías de energía renovable están dominando el mercado global de capacidad de nueva generación, la electrificación del transporte está mostrando signos tempranos de aceleración disruptiva y las tecnologías habilitadoras clave, como las baterías, están experimentando una rápida reducción de costos. Pero a pesar de estos desarrollos positivos, el despliegue de soluciones renovables en los sectores consumidores de energía, en particular los edificios y la industria, todavía está muy por debajo de los niveles necesarios, y el progreso en la eficiencia energética se está retrasando.

La **inversión en infraestructura** debe centrarse en soluciones bajas en carbono, sostenibles y a largo plazo que abarquen la electrificación y la descentralización. Se necesita inversión en sistemas de energía inteligente, 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 en la demanda de energía y las emisiones. Se debe ampliar la reutilización, reciclaje y reducción del uso de agua, metales, recursos, residuos y materias primas en general. Los cambios en el estilo de vida pueden facilitar reducciones de emisiones más profundas que son difíciles de implementar y pronosticar con precisión durante décadas.

El suministro de **energía renovable**, el aumento de la electrificación de los servicios energéticos y la eficiencia energética pueden generar más del 90% de las reducciones necesarias en las emisiones de CO₂ relacionadas con la energía. La energía renovable y la electrificación por sí solas generan el 75% de las reducciones de emisiones. La proporción de energía renovable en el suministro de energía primaria aumentaría de menos de una sexta parte en la actualidad a casi dos tercios en 2050. La electricidad se convertiría progresivamente en el portador de energía central, pasando de una participación del 20% del consumo final a una participación de casi el 50% para 2050, y la energía renovable podría proporcionar la mayor parte de la demanda mundial de energía (86%) de manera económica. Como resultado, el consumo bruto de electricidad aumentaría a más del doble.

Se debe aumentar sustancialmente la **eficiencia energética**; la tasa de mejora de la intensidad energética aumentaría al 3,2% anual, frente a los promedios históricos recientes de alrededor del 2,0% anual.

La transición a formas cada vez más electrificadas de **transporte y calor**, cuando se combina con los aumentos en la generación de energía renovable, puede generar alrededor del 60% de las reducciones de emisiones de CO₂ relacionadas con la energía necesaria para encaminar al mundo hacia 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.

Sin embargo, aún será necesario reducir más las emisiones y la **bioenergía** desempeñará un papel en sectores que son difíciles de electrificar, como el transporte marítimo, la aviación y ciertos procesos industriales. El consumo de biocombustibles debe ampliarse de manera sostenible para satisfacer esta demanda. También se necesitan esfuerzos para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero distintos del CO₂ y las emisiones no relacionadas con el uso de energía); reducir las emisiones de los procesos industriales; y reducir las emisiones fugitivas en las industrias del carbón, el petróleo y el gas. Se necesitan esfuerzos fuera del sector energético para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en la agricultura y la silvicultura.

La transición hacia un sistema energético global descarbonizado requerirá **aumentar las inversiones** en el sector energético en un 16% más (15 billones de dólares adicionales para 2050). En total, se invertirían

110 billones de USD en el sistema energético, lo que representaría en promedio el 2% del producto interno bruto (PIB) mundial por año durante el período. Si bien se requieren inversiones adicionales en el primer período de la transición (hasta 2030), a medida que se acerca el año 2050, el progreso tecnológico, una mejor comprensión del sistema eléctrico y una mayor electrificación de las aplicaciones de uso final dan como resultado estimaciones de inversión más optimistas y más bajas.

1.5. G20

Japón ostentó la Presidencia del G20 durante 2019 y su agenda energética se centró en analizar la **transición energética** hacia sistemas más sostenibles, garantizando la seguridad energética, la eficiencia económica y la protección medioambiental. Las prioridades de la Presidencia japonesa sobre las que se centraron los debates fueron las siguientes:

- **Innovación tecnológica:** en línea con su posición de una transición hacia energías más limpias y la innovación, defiende el apoyo a tecnologías que permitan una utilización más sostenible de los combustibles fósiles.
- **Digitalización:** disponer de datos adecuados de manera abierta y transparente permite tomar decisiones de política energética más fiables, por lo que la digitalización ya está cambiando la forma en que funcionan los sistemas energéticos.
- **Financiación e inversión en el sector energético:** Japón defiende que las inversiones energéticas deben encaminarse a una mejor utilización de todas las fuentes disponibles. Por lo que se refiere a la financiación, deben potenciarse instrumentos para redirigir los flujos de inversión hacia el crecimiento sostenible.
- **Renovables:** Japón defendió que forman parte de un amplio portafolio dentro de la transición y que deben considerarse como un complemento del resto de fuentes de energía, por lo que, el foco debe ponerse en avanzar en la innovación y las tecnologías más limpias.
- **GNL:** Japón se ha convertido en referente internacional en este sector y defiende la necesidad de que el G20 mantenga el mensaje de que el gas tiene un papel instrumental en el marco de la transición energética.
- **Nuclear:** Japón mantiene como prioridad la seguridad de las plantas nucleares y la innovación tecnológica que contribuye a garantizar dicha seguridad, entre otros aspectos, en el contexto de la gestión de los residuos nucleares.

Las conclusiones del grupo de trabajo de energía se resumen en la **Declaración de líderes** reunidos en Osaka el 28-29 de junio de 2019. En esta declaración, el G20: reconoce el papel de todas las fuentes y tecnologías en el mix energético para lograr sistemas energéticos más limpios; se reconocen las oportunidades de todas las tecnologías innovadoras, limpias y eficientes para las transiciones energéticas, incluidos el hidrógeno y la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS); se destaca la importancia de las infraestructuras y el flujo ininterrumpido de energía de diversas fuentes, proveedores y rutas para garantizar la seguridad energética global; se reconoce el valor de la cooperación internacional en cuestiones como el acceso a la energía, la asequibilidad, la eficiencia energética y el almacenamiento de energía; y se reafirma el compromiso de los países del G20 para la eliminación progresiva de subsidios a los combustibles fósiles.

1.6. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)

La Unión por el Mediterráneo (UpM) es una organización intergubernamental formada por un total de 42 países de Europa y de la cuenca mediterránea: forman parte de esta organización los 27 Estados miembros de la Unión Europea, y los 15 países socios mediterráneos del norte de África, Oriente Medio, y sudeste de Europa. Tiene su sede en la ciudad de Barcelona.

La región mediterránea se enfrenta a importantes desafíos energéticos:

- población en aumento de más de 500 millones de habitantes con una creciente demanda energética;
- calentamiento un 20% más rápido que el promedio global;
- industrialización intensiva y crecimiento del turismo que ejercen presión sobre los recursos energéticos disponibles.

Los únicos países no europeos de la cuenca mediterránea que han publicado sus NDCs (Nationally Determined Contributions) para llevar a cabo el Acuerdo de París son Marruecos y Palestina, el resto son INDCs (Intended Nationally Determined Contributions). Más del 90% del suministro de energía primaria en los países ribereños del Sur y el Este del Mediterráneo se sigue generando a partir de combustibles fósiles, siendo los sectores más consumidores: el transporte, el residencial y el industrial. Los mayores riesgos son: incremento de deforestación y de población y reducción de suministro de agua. Hasta 2040, se prevé:

- Incremento continuo de la población y PIB con un aumento exponencial de la demanda eléctrica;
- Aumento de las renovables, pero los hidrocarburos seguirán dominando el mix energético;
- La demanda de gas aumentará entre un 15% y un 70, proviniendo principalmente de Argelia, Egipto, Libia e Israel;

1. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

- Argelia seguirá siendo el exportador dominante de gas natural;
- Gran aumento de la potencia instalada de hidráulica, eólica y solar fotovoltaica, sobre todo en Turquía, Egipto y Marruecos.

En vista de esta situación, en la Conferencia de Alto Nivel de Roma de la UpM, en noviembre de 2014, con el objetivo de organizar y respaldar el diálogo entre sus miembros, instituciones financieras, expertos, organizaciones regionales, la industria y otras partes interesadas se propuso la creación de tres Plataformas Energéticas: *Gas*, *Mercado Eléctrico Regional (REM)*, y *Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE)*. Éstas, contribuyen al logro del ODS 7, es decir, «garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos».

Se describen a continuación los principales hitos para cada plataforma:

- **Plataforma de Gas:** 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 2019 tuvo lugar en Barcelona una reunión del grupo de trabajo de marco institucional y regulatorio, así como la Conferencia Anual de la Plataforma de Gas de la UpM sobre el papel del gas en la transición energética en la región mediterránea, en Bruselas; y un workshop en Nápoles sobre GNL a pequeña escala. Por otra parte, la Delegación de la UE en Egipto hizo una presentación sobre el negocio del bunkering. Se resaltó el papel del GNL en la región euromediterránea, y se presentó un documento de apoyo (advocacy paper) para el programa de trabajo y eventos de 2019 de la plataforma. El Mar Mediterráneo es la única zona de la región que no es «Zona de Control de Emisiones de Azufre» (SECA). Por ello, podría ser importante incluir el Mediterráneo en el SECA. Existen algunas iniciativas para designar al Mediterráneo como SECA. Esta cuestión debería mantenerse en la agenda de la plataforma. La CE está motivada para ayudar en ello. El bunkering de GNL y el GNL a pequeña escala en la región se están desarrollando rápidamente, pero deberían hacerse más esfuerzos.

- **Plataforma de Mercado Eléctrico Regional (REM):** Durante 2019 se definió el concepto de Proyecto de Interés Común (PCI) euromediterráneo de electricidad y se creó un grupo de trabajo voluntario sobre los mismos, para coordinarse con las actividades de MEDREG (Reguladores de energía mediterráneos) /Med-TSO (Operadores de sistemas y de transporte eléctrico mediterráneos). Se indicó que la armonización de los reglamentos y normas técnicas es fundamental para la integración regional. La cooperación funciona, con dos excepciones: Egipto e Israel. Las barreras técnicas se pueden superar, la duda se concentra en las barreras financieras e institucionales.
- **Plataforma de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE):** 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 2019 se indicó la necesidad de centrarse en la eficiencia energética. El sector de la eficiencia energética suele tratarse como uno solo, sin embargo, hay muchos subsectores diferentes que deben ser tratados por separado. En particular, se han identificado dos subsectores como los que merecen una acción inmediata: los electrodomésticos y los edificios. El objetivo de la Comisión es crear una comunidad de partes interesadas que se ocupen de los aparatos de eficiencia energética. El Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (BERD) indicó que su intención es convertirse en un banco verde que sienta las bases del marco regulatorio. Los bancos locales tienen que comprender cómo obtener sus flujos de caja y dónde se encuentran los riesgos. El BEI indicó que pretende trasladar el modelo ELENA (European Local ENergy Assistance) a los países del Sur del Mediterráneo y a los Balcanes Occidentales. Consiste en la preparación, que no implementación, de programas de inversión que puedan cubrir hasta el 90% de los costes relacionados con proyectos de desarrollo.

1.7. TRATADO DE LA CARTA DE LA ENERGÍA

El Tratado de la Carta de la Energía proporciona un marco multilateral para la cooperación energética que es único en el derecho internacional y tiene por objeto promover la seguridad energética mediante el funcionamiento de mercados energéticos más abiertos y competitivos. Se firmó en 1994 y entró en vigor en 1998, centrado en cuatro grandes áreas: protección de las inversiones extranjeras, establecimiento de condiciones no discriminatorias en el comercio de materiales, productos y equipos relacionados con la energía, resolución de controversias tanto entre Estados participantes como entre estos últimos con los inversores y promoción de la eficiencia energética y desarrollo sostenible con el mínimo impacto ambiental. Desde septiembre de 2018, el grupo de Estrategia de la Carta de la Energía definió la lista provisional de conceptos a debatir para la modernización del Tratado, creándose un subgrupo específico para gestionar dicho debate (Subgrupo de Modernización), que se gestionó a través de cinco reuniones que tuvieron lugar en 2019, con una demanda expresa por parte de la Conferencia de la Carta de la Energía a una finalización lo más rápida posible de las mismas para permitir una actualización del tratado. De hecho, justo después de la Conferencia de la Carta de la Energía de 2019, atendiendo a la relevancia de los asuntos tratados, se realizó la primera reunión del Grupo de Modernización, en diciembre de 2019. El mandato que se le dio al Grupo fue actualizar el contenido del Tratado de la Carta de la Energía, que sigue siendo jurídicamente vinculante, a la realidad en materia de inversiones y de sostenibilidad energética y climática haciendo hincapié en 25 materias a lo largo del texto.

1.8. NORMATIVA DE LA UNIÓN EUROPEA EN MATERIA DE ENERGÍA

Durante 2019, más concretamente, el 14 de junio de 2019, se publicaron en el Diario Oficial de la Unión Europea diversos actos legislativos donde el Parlamento Europeo y el Consejo completan el paquete de «Energía Limpia». Este paquete incluye un conjunto de medidas que pretende que la UE lidere a nivel mundial

la transición energética hacia la descarbonización y el predominio de las fuentes de generación de origen renovable. Así culmina un proceso iniciado por la Comisión Europea en el mes de noviembre de 2016.

- **Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad** y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE. Este Reglamento 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.
- **Reglamento (UE) 2019/942 por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía**, de 5 de junio de 2019, que 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.
- **Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la 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.
- **Reglamento Delegado (UE) 2019/807 de la Comisión de 13 de marzo de 2019** por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a la determinación de las materias primas con riesgo elevado de provocar un cambio indirecto del uso de la tierra de cuya superficie de producción se observa una expansión significativa a tierras con elevadas reservas de carbono y la certificación de los biocarburantes, los biolíquidos y los combustibles de biomasa con bajo riesgo de provocar un cambio indirecto del uso de la tierra.
- **Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE**. Esta 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.
- **Directiva (UE) 2019/692 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019, por la que se modifica la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (DOUE 3/05/2019)**.

Además, cabe destacar las siguientes **recomendaciones en virtud de la Directiva de eficiencia energética 2012/27/UE por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se dero-**

gan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, que pretende un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética asegurando la consecución del objetivo principal de eficiencia energética de la Unión de un 20% de ahorro para 2020, y a fin de preparar el camino para mejoras ulteriores más allá de dicho año, con medidas tales como eliminación y superación de barreras e ineficiencias del mercado que obstaculizan el consumo de energía.

- **Recomendación (UE) 2019/1658 de la Comisión de 25 de septiembre de 2019, relativa a la transposición de obligaciones de ahorro de energía** en virtud de la Directiva de eficiencia energética 2012/27/UE
- **Recomendación (UE) 2019/1659 de la Comisión de 25 de septiembre de 2019, relativa al contenido de la evaluación completa del potencial de una calefacción y una refrigeración eficientes** en virtud del artículo 14 de la Directiva de eficiencia energética 2012/27/UE.
- **Recomendación (UE) 2019/1660 de la Comisión de 25 de septiembre de 2019, relativa a la aplicación de las nuevas disposiciones sobre medición y facturación** en virtud del artículo 14 de la Directiva de eficiencia energética 2012/27/UE.

Incluso, al objeto de enaltecer el compromiso de la Unión Europea con los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, destacar la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo Europeo, al Consejo y al Comité económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones respecto al Pacto Europeo verde a 11 de diciembre de 2019. Esta comunicación será la base para la formulación de futuras propuestas de regulación del Parlamento Europeo y el Consejo para establecer un marco para alcanzar la neutralidad climática y modificar el Reglamento 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, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) 663/2009 y (CE) 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

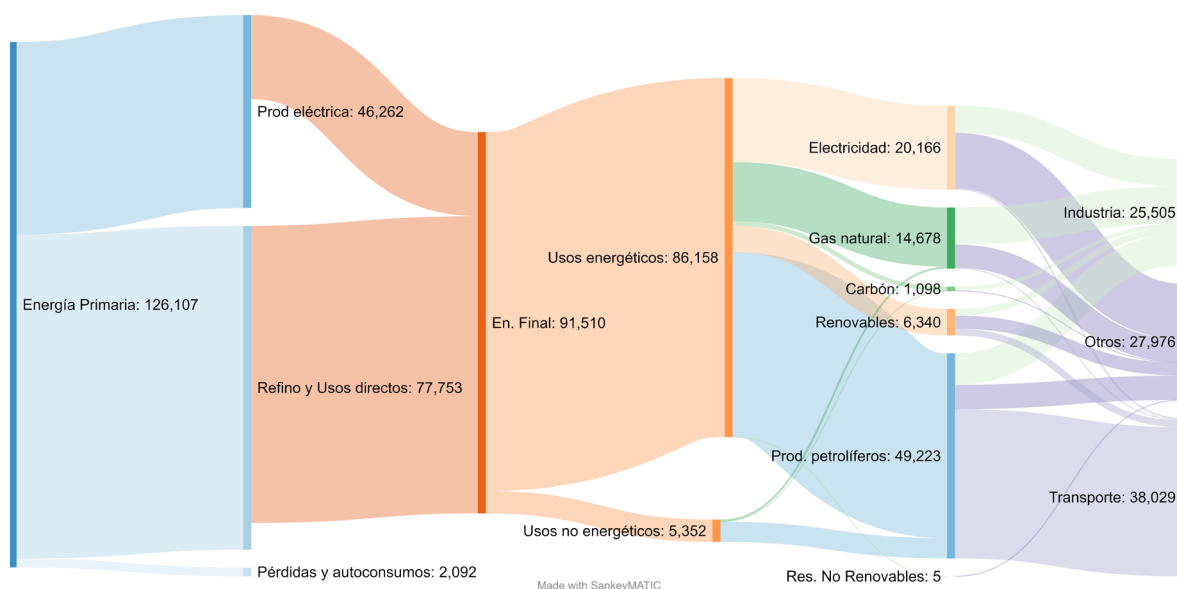
2. ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ESPAÑA

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 que enmarca los procesos de transformación y las pérdidas asociadas a los mismos. El ancho de las flechas representa la cantidad de energía correspondiente a cada proceso.

En la figura 2.1 se presenta un diagrama Sankey simplificado de la estructura energética española para 2019. En él puede apreciarse la energía primaria consumida, 126.107 ktep. Esta energía se bifurca en los procesos de transformación, que incluyen el sistema de generación eléctrica y el de refino, hasta alcanzar un consumo de energía final de 91.510 ktep, de los cuales 86.158 ktep corresponden a usos energéticos y 5.352 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. El sector «Otros» engloba residencial, servicios, agricultura y pesca.

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



2. Estructura energética de España

2.2. ENERGÍA PRIMARIA

2.2.1. Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España durante 2019 alcanzó los 126.107 ktep (tabla 2.1 y figuras 2.2 y 2.3), un número moderadamente inferior al registrado el año anterior (disminución del 2,9%). Esta reducción tiene su explicación en el cierre de 1.400 MW de instalaciones de carbón y la consiguiente reducción de su participación en el mix de las centrales operativas. Como consecuencia esta parte de la generación eléctrica se desplazó hacia las centrales de ciclo combinado de gas natural, impulsadas por la bajada del precio del gas natural, y en menor medida hacia centrales solares tanto termoeléctricas como fotovoltaicas. El mayor rendimiento asociado a la tecnología de ciclo combinado de gas natural supuso una mejora de la eficiencia del sistema de transformación eléctrico en 2019, reforzando con ello la disminución de la demanda e intensidad de energía primaria en dicho año.

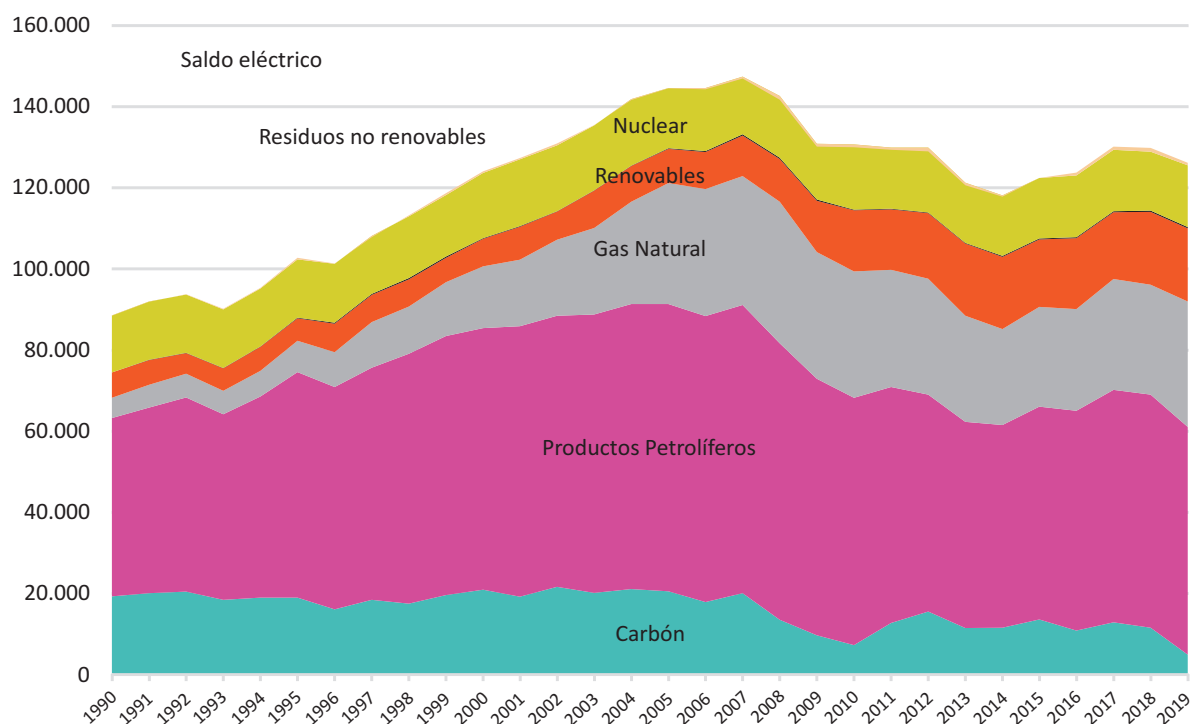
TABLA 2.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (KTEP)

	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	88455		19289	21,8%	43950	49,7%	4970	5,6%	6222	7,0%	61	0,1%	13999	15,8%	-36	0,0%
1991	91891		20064	21,8%	45755	49,8%	5600	6,1%	6134	6,7%	61	0,1%	14337	15,6%	-58	-0,1%
1992	93747		20448	21,8%	47827	51,0%	5855	6,2%	5109	5,5%	64	0,1%	14389	15,3%	55	0,1%
1993	90143		18400	20,4%	45763	50,8%	5743	6,4%	5594	6,2%	72	0,1%	14461	16,0%	109	0,1%
1994	95306		18968	19,9%	49562	52,0%	6297	6,6%	5957	6,3%	94	0,1%	14268	15,0%	160	0,2%
1995	102690		19004	18,5%	55553	54,1%	7722	7,5%	5506	5,4%	214	0,2%	14305	13,9%	386	0,4%
1996	101342		16062	15,8%	54797	54,1%	8642	8,5%	6984	6,9%	236	0,2%	14531	14,3%	91	0,1%
1997	107818		18385	17,1%	57226	53,1%	11308	10,5%	6646	6,2%	253	0,2%	14264	13,2%	-264	-0,2%
1998	113216		17502	15,5%	61562	54,4%	11609	10,3%	6784	6,0%	250	0,2%	15217	13,4%	293	0,3%
1999	118690		19615	16,5%	63828	53,8%	13289	11,2%	6029	5,1%	256	0,2%	15181	12,8%	492	0,4%
2000	124024		20940	16,9%	64431	52,0%	15219	12,3%	6816	5,5%	190	0,2%	16046	12,9%	382	0,3%
2001	127283		19172	15,1%	66684	52,4%	16400	12,9%	8157	6,4%	139	0,1%	16434	12,9%	297	0,2%
2002	130900		21602	16,5%	66841	51,1%	18751	14,3%	6895	5,3%	97	0,1%	16255	12,4%	458	0,4%
2003	135461		20133	14,9%	68595	50,6%	21353	15,8%	9198	6,8%	114	0,1%	15961	11,8%	109	0,1%
2004	141601		21053	14,9%	70291	49,6%	25172	17,8%	8815	6,2%	122	0,1%	16407	11,6%	-260	-0,2%
2005	144478		20517	14,2%	70800	49,0%	29844	20,7%	8401	5,8%	189	0,1%	14842	10,3%	-115	-0,1%
2006	144278		17911	12,4%	70488	48,9%	31233	21,6%	9166	6,4%	252	0,2%	15510	10,7%	-282	-0,2%
2007	146891		20040	13,6%	71026	48,4%	31784	21,6%	10012	6,8%	309	0,2%	14214	9,7%	-494	-0,3%
2008	141677		13507	9,5%	68110	48,1%	34910	24,6%	10560	7,5%	328	0,2%	15212	10,7%	-949	-0,7%
2009	130154		9665	7,4%	63276	48,6%	31225	24,0%	12582	9,7%	319	0,2%	13783	10,6%	-697	-0,5%
2010	129990		7281	5,6%	60922	46,9%	31129	23,9%	15065	11,6%	174	0,1%	16135	12,4%	-717	-0,6%
2011	129365		12716	9,8%	58145	44,9%	28936	22,4%	14851	11,5%	195	0,2%	15045	11,6%	-524	-0,4%
2012	128939		15519	12,0%	53481	41,5%	28574	22,2%	16161	12,5%	176	0,1%	15991	12,4%	-963	-0,7%
2013	120624		11448	9,5%	50855	42,2%	26163	21,7%	17755	14,7%	200	0,2%	14785	12,3%	-580	-0,5%
2014	117824		11568	9,8%	49957	42,4%	23666	20,1%	17790	15,1%	204	0,2%	14931	12,7%	-293	-0,2%
2015	122385		13583	11,1%	52478	42,9%	24538	20,0%	16642	13,6%	252	0,2%	14903	12,2%	-11	0,0%
2016	123705		10836	8,8%	54180	43,8%	25040	20,2%	17481	14,1%	235	0,2%	15273	12,3%	659	0,5%
2017	130142		12908	9,9%	57300	44,0%	27266	21,0%	16488	12,7%	260	0,2%	15131	11,6%	788	0,6%
2018	129819		11522	8,9%	57512	44,3%	27081	20,9%	17945	13,8%	325	0,3%	14479	11,2%	955	0,7%
2019	126107		4902	3,9%	56162	44,5%	30897	24,5%	18025	14,3%	313	0,2%	15218	12,1%	590	0,5%

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

FUENTE: MITERD.

FIGURA 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA



Por fuentes de energía, cabe destacar como cambio más significativo el descenso de la participación del carbón (4.902 ktep) en el consumo primario de energía, un 57,5% en 2019 con respecto a los valores de 2018, debida a la reducción del consumo de carbón tanto en usos finales como muy especialmente en la generación eléctrica.

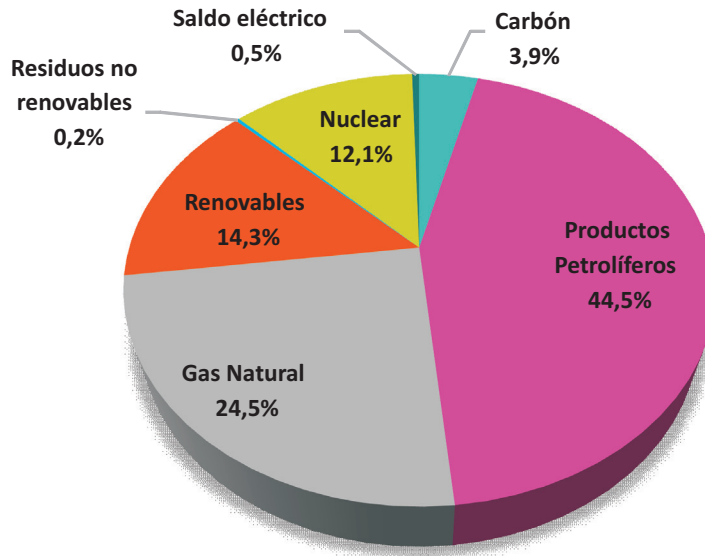
El consumo en energía primaria de productos petrolíferos (56.162 ktep) se redujo en un 2,3%. Esta reducción se debió al descenso en su uso en generación eléctrica, que fue superior al incremento de su consumo en la movilidad.

Por el contrario, el gas natural incrementó su aportación (30.897 ktep) en un 14,1% con respecto a la cifra del año anterior. Destaca el incremento de la contribución del gas natural al mix eléctrico, un 44,3% superior al registrado en 2018, impulsada por el cierre de las centrales térmicas de carbón y la baja hidráulica.

Por su parte, las energías renovables experimentaron un aumento en el mix de primaria del 0,4% en referencia a 2018, alcanzando 18.025 ktep.

En relación con el cambio en la estructura energética primaria, las renovables incrementaron su participación en el mix desde el 13,8% de 2018 hasta el 14,3% en 2019. Cabe resaltar también la contribución del gas natural, que aumentó del 20,9% de 2018 al 24,5%, y la consiguiente reducción del carbón del 8,9% al 3,9%.

FIGURA 2.3. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA 2019



FUENTE: MITERD.

En lo que respecta a la energía primaria renovable, pese al leve incremento de su valor agregado, cada fuente de energía renovable ha experimentado una evolución interanual diferente:

TABLA 2.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA EN 2019 POR TECNOLOGÍA RENOVABLE

Tecnología	ktep	Δ 2019/2018
Hidráulica	2.119	-28,2%
Eólica	4.785	+9,3%
Solar fotovoltaica	810	+19,6%
Solar térmica	2.572	+15,0%
Geotérmica	19	0,0%
Biomasa	5.528	+1,6%
Biogases	260	-1,7%
RSU (renovables)	256	+0,6%
Biocombustibles	1.674	-2,9%

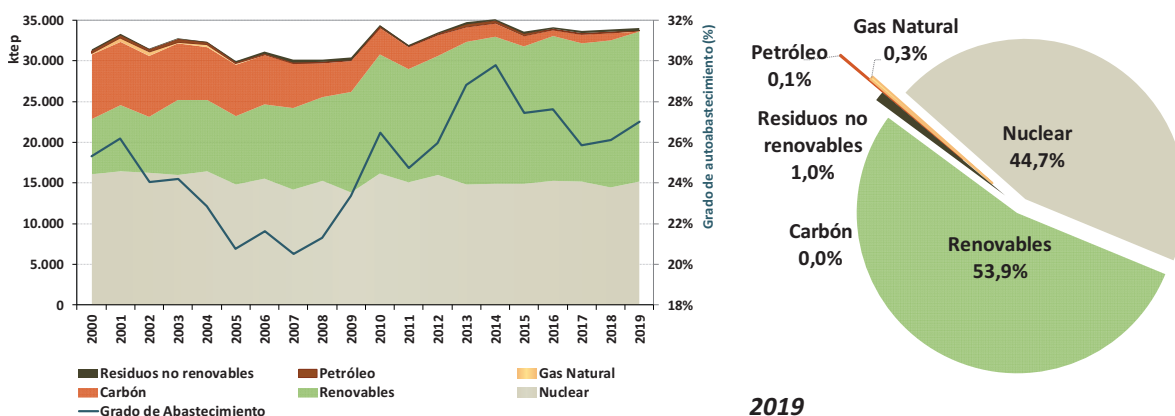
Tras un año de baja radiación solar como fue 2018, la vuelta a una situación de normalidad, junto con el crecimiento del parque de instalaciones fotovoltaicas permitió que la energía solar fotovoltaica y la energía solar termoeléctrica, con unos incrementos del 19,6% y del 15,0% respectivamente, compensasen el descenso de la energía hidráulica fruto de un año seco, en contraste con un 2018 más lluvioso. El aumento de instalaciones eólicas también ha incrementado su contribución en el mix de consumo primario de energía en un 9,3% con respecto a 2018. Por su parte, el consumo de biocombustibles en 2019 presentó valores ligeramente inferiores a los del año precedente.

2.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad energética primaria

A lo largo de las dos últimas décadas España ha evolucionado hacia una creciente diversificación energética, caracterizada por la penetración progresiva de las energías renovables en el sistema energético nacional. El potencial de producción autóctona asociado a las energías renovables, unido a los progresos en eficiencia energética, ha tenido un efecto positivo sobre la **capacidad de autoabastecimiento**, que en 2019 se ha incrementado un 3,5%. Esta mejora obedece en su mayor parte al aumento de la producción interior de energía de origen nuclear (+5,1%) y renovable (+1,7%), que en conjunto representan el 98,6% de toda la producción autóctona de energía, situándose la aportación renovable por encima de la nuclear desde 2012, **Figura 2.4.**

En el caso de las energías renovables, la principal contribución en 2019 proviene del buen funcionamiento de las centrales solares tanto termoeléctricas como fotovoltaicas en dicho año. En el año 2019 **se instaló una mayor capacidad renovable** que en años anteriores como consecuencia de las subastas realizadas en los años 2015 y 2016. Al término del año 2019 la potencia instalada fotovoltaica se había incrementado en un 88,4% con respecto al año pasado. Asimismo, la potencia instalada eólica presentó un crecimiento del 9,3% con respecto a 2018. El PNIEC prevé que esta tendencia creciente se prolongue a lo largo de los próximos años, lo cual llevará aparejada una reducción progresiva de la dependencia energética primaria a nivel nacional.

FIGURA 2.4. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA VS GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO, 2000-2019



FUENTE: MITERD.

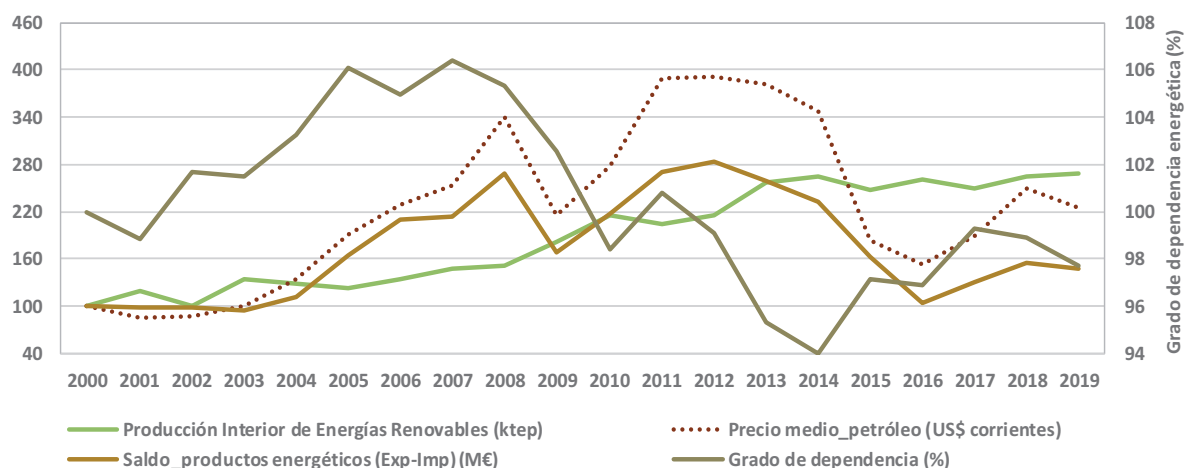
La evolución de las energías renovables ocurre en detrimento del petróleo y del carbón, cuyas aportaciones en términos de producción primaria han experimentado un retroceso de manera análoga a su consumo primario de energía. En línea con esto, en 2019 destaca el comportamiento del carbón, con una producción interior reducida a cero, así como una situación de cierre e inactividad de las centrales térmicas basadas en

2. Estructura energética de España

dicho combustible. Esto es consecuencia de la necesidad de descarbonización del sector energético para cumplir con los objetivos climáticos de reducción de emisiones, y alcanzar la neutralidad climática antes de mediados de siglo.

La mejora del grado de autoabastecimiento propiciada por la creciente participación de las energías renovables ha contribuido a moderar el impacto sobre el saldo del comercio exterior de la aún elevada dependencia energética (73,0%), **Figura 2.5**. Esta circunstancia se ve agravada por las oscilaciones de los precios energéticos, principalmente del petróleo dada la mayor dependencia de este producto. El déficit asociado a las importaciones energéticas ha disminuido en 2019 un 5,2%, lo que ha sido facilitado por la caída del precio del petróleo en dicho año. En la actualidad, el déficit energético representa el 74,4% del saldo total del comercio exterior, así como el 2,0% del PIB, lo que justifica la necesidad de continuar reforzando las políticas de diversificación energética y eficiencia energética en línea con las directrices del PNIEC.

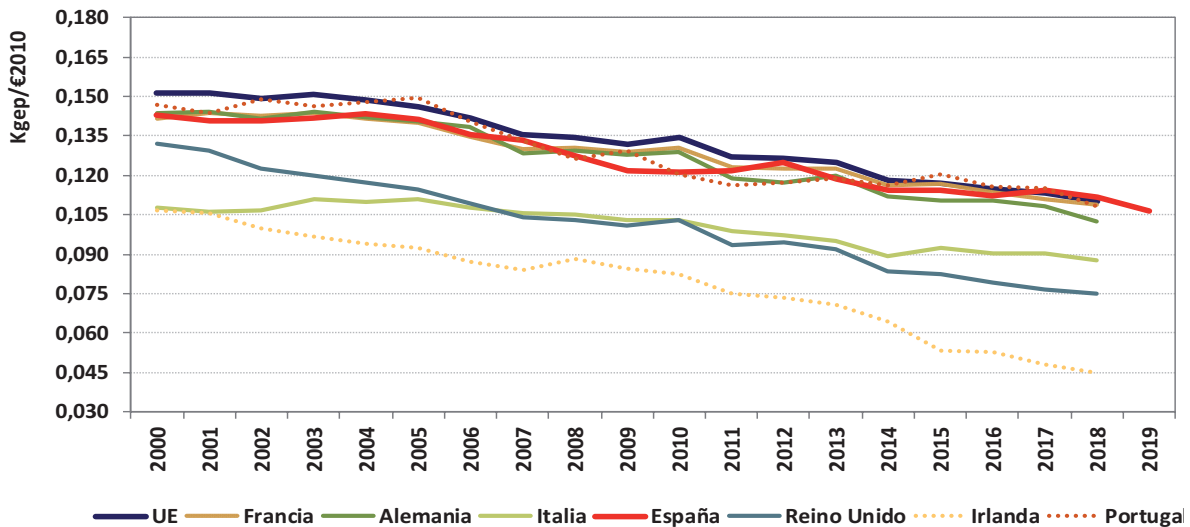
FIGURA 2.5. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍAS RENOVABLES VS DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y SALDO COMERCIAL DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS, 2000-2019



FUENTE: MITERD/MINCOTUR/BP Statistical Review of World Energy.

La **intensidad de energía primaria** en España evoluciona por debajo de la media europea, **Figura 2.6**, con la que mantiene cierto paralelismo, especialmente desde 2004, momento a partir del que se registra un cambio de tendencia a la baja, en estrecha relación con el efecto de políticas intensivas de apoyo a la eficiencia energética y a las energías renovables. Esta mejora, a una tasa media anual del 3% hasta el comienzo de la crisis económica en 2008, se ralentiza a posteriori al igual que en otros países del entorno comunitario debido a efectos estructurales y de actividad causados por la recesión económica.

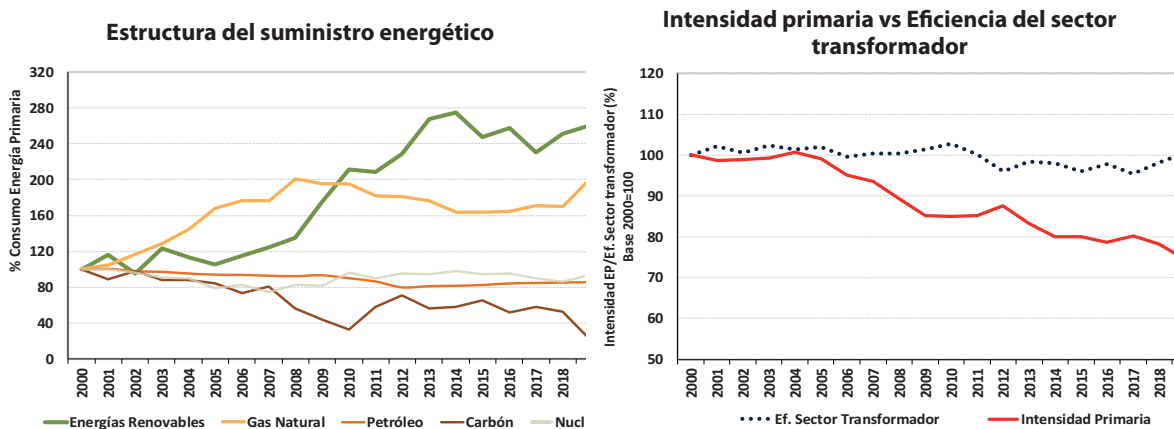
FIGURA 2.6. INTENSIDAD DE LA ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA Y LA UE (Ktep/€, 2000-2019)



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

Desde entonces, la evolución de la intensidad primaria 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 mencionados y la evolución de la estructura de suministro energético hacia una mayor diversificación. Esto último, asociado al impulso de las energías renovables y, en menor medida al gas natural, tiene una influencia positiva en la eficiencia del sector transformador de la energía, **Figura 2.7**, dado el mayor rendimiento asociado a las tecnologías de generación eléctrica basadas en estos recursos energéticos. Esta tendencia a la mejora ha continuado salvo interrupciones coyunturales, causadas principalmente por oscilaciones climatológicas, que pueden afectar a la disponibilidad de los recursos renovables, especialmente el hidráulico, que junto con la eólica representan más del 70% de la generación eléctrica renovable.

FIGURA 2.7. MIX ENERGÉTICO VS INTENSIDAD PRIMARIA



FUENTE: IDAE.

2. Estructura energética de España

En el contexto del ciclo de crecimiento económico iniciado en 2014, se tiende a reactivar la demanda energética en correspondencia con la mayor actividad de los distintos sectores productivos, si bien la intensidad mantiene su tendencia a la baja. En 2019 la intensidad ha mejorado un 4,7% como resultado de la caída del consumo de energía primaria del 2,9% en contraste con el crecimiento del 2% del PIB. Esta contracción de la demanda apunta al carbón como se ha mencionado previamente.

2.2.3. Transformación de energía: el sector eléctrico

Potencia instalada

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica se situó a finales de 2019 en 109.970 MW, un valor un 6% superior al del año 2018 debido a la puesta en servicio de la generación renovable adjudicataria de las subastas del año 2017, principalmente nueva generación eólica y fotovoltaica. La potencia instalada rompió a partir de 2019 la tendencia descendente que tenía desde 2015.

Los ciclos combinados continuaron siendo los generadores de electricidad con mayor potencia instalada (25,90%), pero ya muy próximos a superarlos se encontraron las instalaciones eólicas (23,26%), a continuación, se situaron las hidráulicas (18,29%), las de carbón (8,81%) con un valor casi igual a la tecnología fotovoltaica, que es la que experimenta un mayor crecimiento en términos relativos (8,16%), las nucleares (6,47%) y las cogeneraciones (5,16 %).

TABLA 2.3. POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Sistema eléctrico nacional (MW)	2019	%	
Total	109.970	100,00%	
Nuclear	7.117	6,47%	
Hidráulica	20.114	18,29%	
Pura (sin bombeo)	13.803	68,62%	
Plantas Mixtas	2.990	14,87%	
Bombeo puro	3.321	16,51%	
Solar fotovoltaica	8.973	8,16%	
Solar térmica	2.304	2,10%	
Marea, olas y oceánica	5	0,00%	
Eólica	25.583	23,26%	
*Combustibles fósiles	45.821	41,67%	100%
Carbón	9.683		
Fuel/gas	2.447	21,13%	
Ciclo combinado	26.284	5,34%	
** Otras renovables	1.078	57,36%	
Cogeneración	5.678	2,35%	
Residuos no renovables	490	12,39%	
Residuos renovables	160	1,07%	
Otras	54	0,05%	

FUENTE: MITERD.

*EUROSTAT no desglosa las distintas tecnologías de combustibles fósiles por lo que se ha utilizado como fuente para estos datos los proporcionados por REE.

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

FIGURA 2.8.A. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA. PRINCIPALES FUENTES. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW)

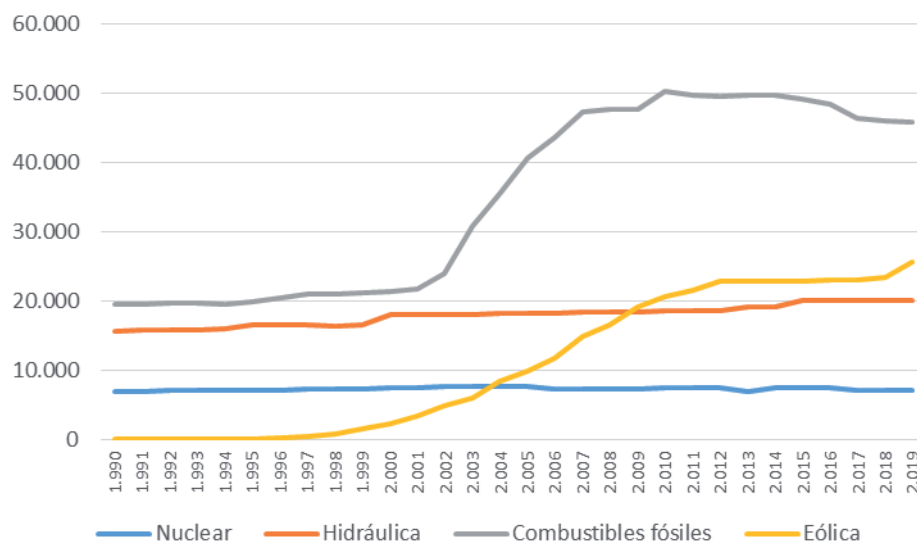
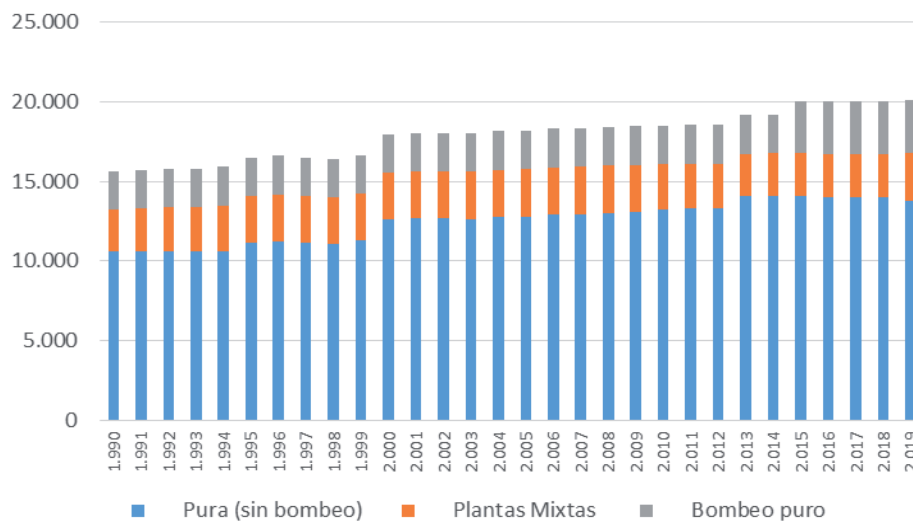
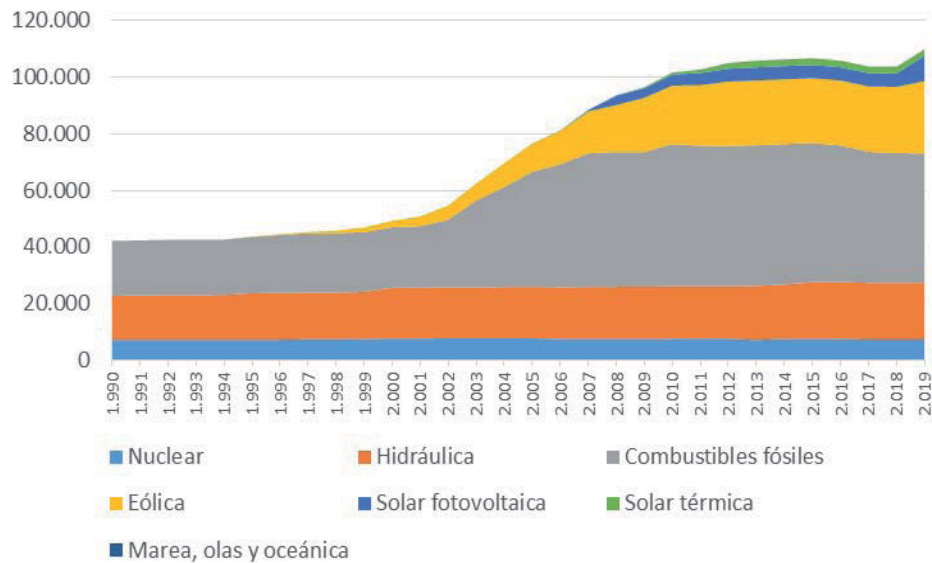


FIGURA 2.8.B. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA. DESGLOSE HIDRÁULICO (MW)



2. Estructura energética de España

FIGURA 2.9. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA ACUMULADO. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW)



Producción bruta total de electricidad

La producción bruta de electricidad disminuyó ligeramente en 2019, un 0,44%, pasando de 274.452 GWh en 2018 a 273.257 GWh en 2019. En generación neta de energía eléctrica se alcanzaron los 263.796 GWh en 2019, una cifra ligeramente inferior a la de 2018. Es destacable la reducción en el volumen de exportaciones e importaciones y la reducción en el valor de bombeo en plantas mixtas. Frente al aumento de pérdidas en distribución de la energía del año 2018 respecto al 2017, en 2019 se observó una reducción de éstas, aunque su valor resultó todavía superior al del año 2017.

TABLA 2.4. PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL

Producción bruta total (GWh)	2018	2019	%
Total	274.452	273.257	-0,44%
Usos propios	10.625	9.461	-10,96%
Producción neta Total	263.827	263.796	-0,01%
Total importación (Balance)	24.018	18.721	-22,05%
Total exportación (Balance)	12.916	11.859	-8,19%
Bombeo en plantas de bombeo puro	2.051	1.985	-3,22%
Bombeo en plantas mixtas	1.148	1.040	-9,41%
Suministro de electricidad/calor	271.730	267.633	-1,51%
Pérdidas de Distribución	25.596	24.790	-3,15%
Consumo Final (Calculado)	246.134	242.843	-1,34%

FUENTE: MITERD.

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

FIGURA 2.10.A. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD TOTAL (GWH)

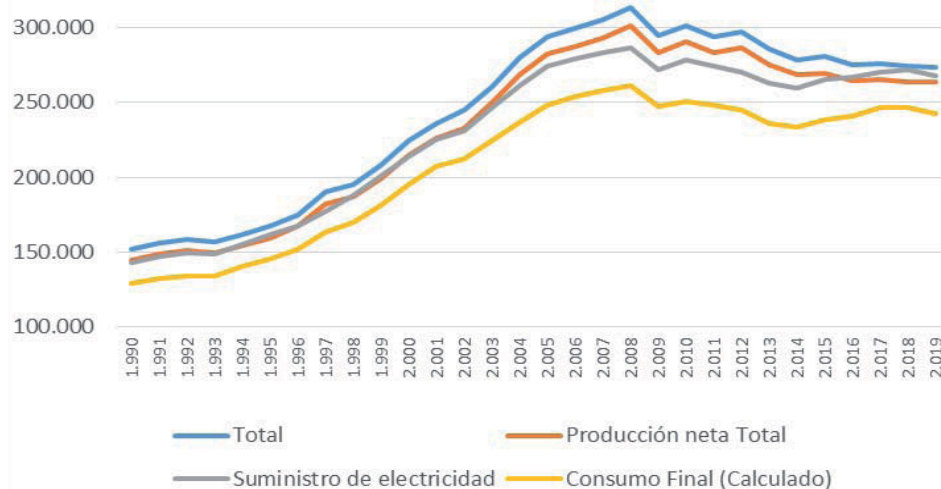
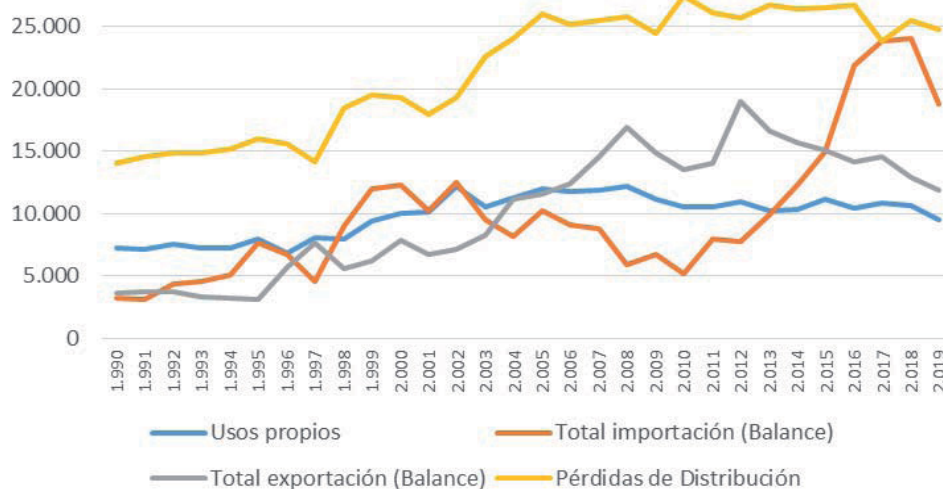


FIGURA 2.10.B. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD TOTAL (GWH)



2. Estructura energética de España

Considerando las distintas tecnologías de generación existentes, el desglose del mix de generación bruta de electricidad en 2019 fue el siguiente:

TABLA 2.5. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWH)

Desglose de la Producción bruta total (GWh)	2018	2019	%
Total	274.452	273.257	100,00%
Nuclear	55.766	58.349	21,35%
Hidráulica	36.803	26.874	9,83%
por bombeo	2.469	2.228	9,04%
Solar	12.744	15.103	5,53%
*Marea, olas y oceánica	0	20	0,01%
Eólica	50.896	55.647	20,36%
Combustibles fósiles	118.149	117.125	42,86%
Carbón	38.716	13.982	11,94%
Fuel	14.498	12.883	11,00%
Gas Natural	58.004	83.703	71,46%
Biocombustible y residuos	6.931	6.557	5,60%
Otras fuentes (recuperación de calor)	94	132	0,05%

TABLA 2.6 DESGLOSE DE PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (DIFERENCIAS RESPECTO A 2018 EN GWH)

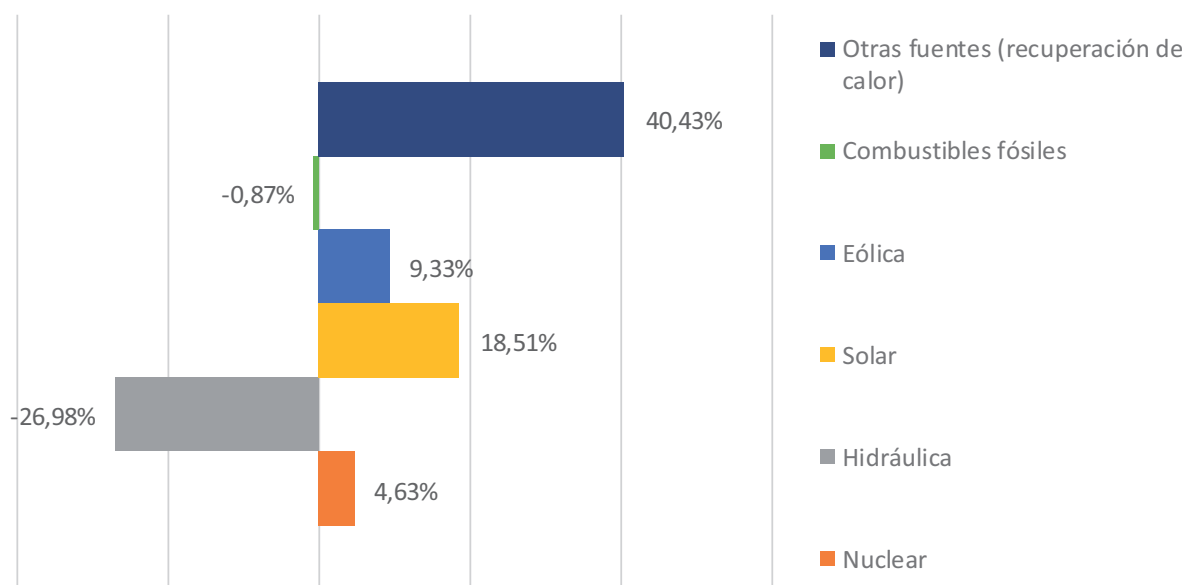
Desglose de la Producción bruta total (GWh)	2018	2019	%
Total	274.452	273.257	-0,44%
Nuclear	55.766	58.349	4,63%
Hidráulica	36.803	26.874	-26,98%
por bombeo	2.469	2.228	-9,76%
Solar	12.744	15.103	18,51%
Marea, olas y oceánica	-	20	
Eólica	50.896	55.647	9,33%
Combustibles fósiles	118.149	117.125	-0,87%
Carbón	38.716	13.982	-63,89%
Fuel	14.498	12.883	-11,14%
Gas Natural	58.004	83.703	44,31%
Biocombustible y residuos	6.931	6.557	-5,40%
Otras fuentes (recuperación de calor)	94	132	40,43%

En primer lugar, cabe destacar que el proceso de cierre de las centrales de carbón supuso una notable reducción de su aportación en el mix eléctrico, que se redujo en un 63,9% pasando de 38.716 GWh en 2018 a 13.982 GWh en 2019. Dicha reducción se compensó de manera casi equivalente con una mayor operación de las centrales de ciclo combinado (gas natural), por lo cual la generación de combustibles fósiles en 2019 fue muy similar a 2018, pasando de los 118.149 GWh en 2018, a los 117.125 GWh en 2019, una reducción del 0,9%.

En segundo lugar, la generación hidráulica experimentó un descenso significativo del 27,0%, fruto de un año más seco, hasta una producción de 26.874 GWh en 2019, con respecto a los 36.803 GWh de 2018. Esta importante reducción de la generación hidráulica se compensó parcialmente con el incremento en la generación eléctrica de otras fuentes renovables: así, la energía eólica aumentó su contribución al mix eléctrico en un 9,3%, hasta un valor de 55.647 GWh, debido al incremento de potencia instalada. Por su parte, 2019 fue un año en el que las horas de radiación solar en España recuperaron valores habituales, frente a un año 2018 de baja radiación solar. Esto provocó que tanto la energía solar fotovoltaica (9.420 GWh en 2019) como la energía solar térmica (5.683 GWh en 2019) incrementaran su aportación al mix eléctrico: un 19,6% en el caso de la fotovoltaica y un 16,8% en el caso de la solar térmica.

La energía nuclear, por su parte, aumentó su producción en un 4,6%, desde los 55.766 GWh hasta los 58.349 GWh.

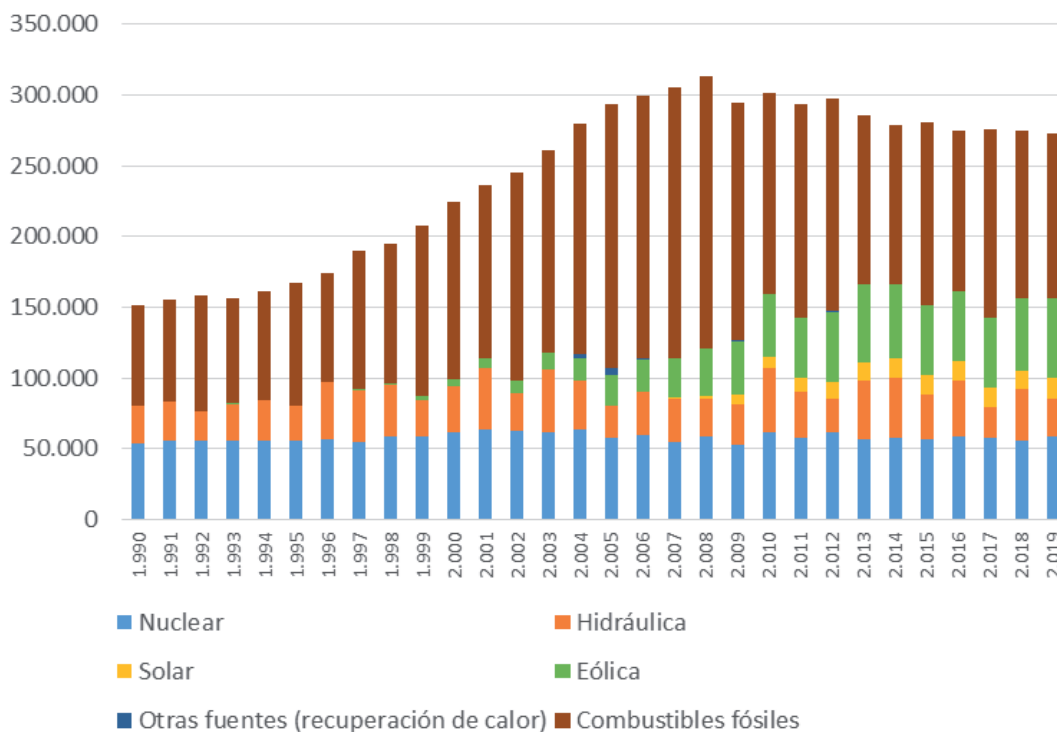
FIGURA 2.11. DESGLOSE DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD BRUTA TOTAL (DIFERENCIA RESPECTO A 2018)



2. Estructura energética de España

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

FIGURA 2.12. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL POR TECNOLOGÍA (GWH)



Consumo de electricidad

El consumo final de electricidad registró en 2019, al igual que la producción bruta de electricidad, una ligera disminución, pasando de los 246.134 GWh en 2018 a los 242.843 GWh en 2019, lo que supone una reducción del 1,3%.

2.3. ENERGÍA FINAL

2.3.1. Consumo de energía final

El consumo de energía final en 2019 disminuyó un 0,5% con respecto a 2018, hasta un total de 91.510 ktep. De este total, 86.158 ktep (-0,7% respecto a 2018) correspondieron a usos energéticos, y 5.352 ktep (+2,4% respecto a 2018) correspondieron a usos no energéticos, cuyo consumo se elevó considerablemente respecto al año anterior.

Consumo de energía final excluyendo usos no energéticos

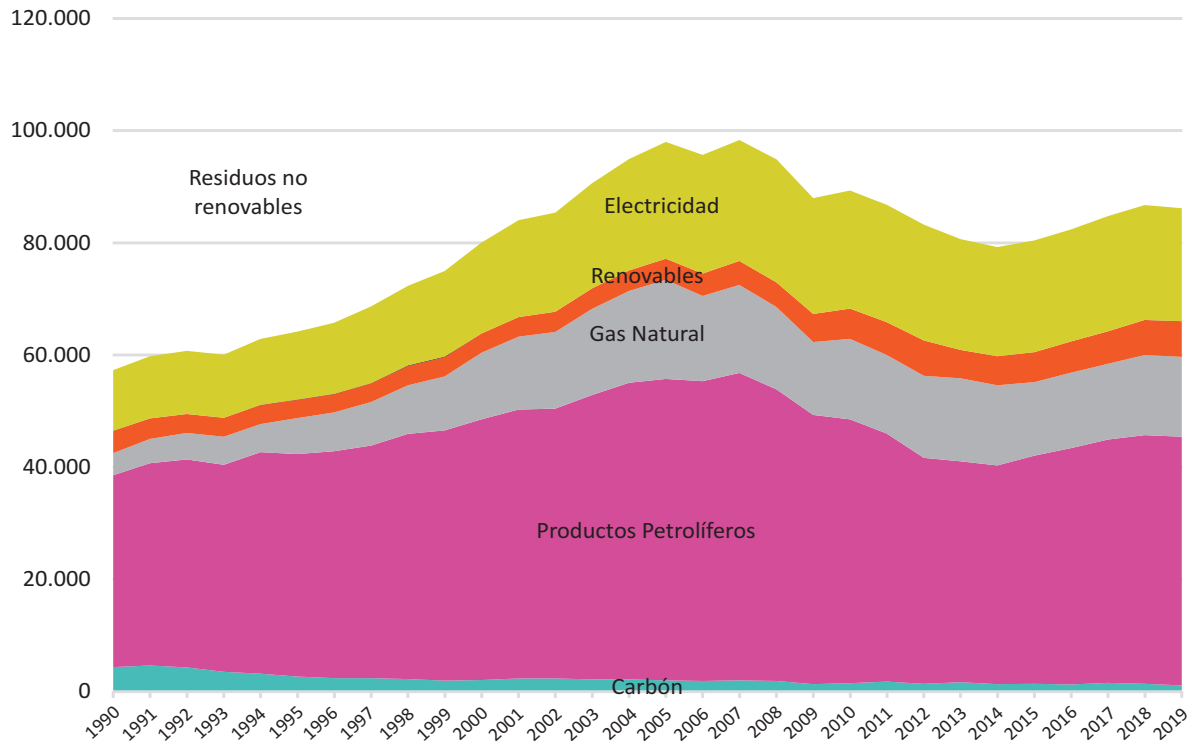
TABLA 2.7. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA (KTEP). USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS

	E. Final Total		Carbón		Productos Petrolíferos		Gas Natural		Renovables y residuos		Electricidad	
	ktep		ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
1990	57287		4369	7,6%	34204	59,7%	3951	6,9%	3946	6,9%	10817	18,9%
1991	59769		4647	7,8%	36051	60,3%	4306	7,2%	3704	6,2%	11061	18,5%
1992	60708		4316	7,1%	37065	61,1%	4705	7,7%	3379	5,6%	11244	18,5%
1993	60036		3514	5,9%	36878	61,4%	5011	8,3%	3396	5,7%	11237	18,7%
1994	62865		3183	5,1%	39481	62,8%	5015	8,0%	3410	5,4%	11777	18,7%
1995	64181		2650	4,1%	39656	61,8%	6425	10,0%	3334	5,2%	12116	18,9%
1996	65751		2361	3,6%	40489	61,6%	6893	10,5%	3353	5,1%	12655	19,2%
1997	68664		2396	3,5%	41478	60,4%	7743	11,3%	3372	4,9%	13674	19,9%
1998	72334		2188	3,0%	43729	60,5%	8703	12,0%	3511	4,9%	14202	19,6%
1999	74952		1958	2,6%	44590	59,5%	9633	12,9%	3530	4,7%	15241	20,3%
2000	80039		2045	2,6%	46499	58,1%	11819	14,8%	3471	4,3%	16205	20,2%
2001	84047		2310	2,7%	47961	57,1%	13009	15,5%	3488	4,1%	17279	20,6%
2002	85369		2307	2,7%	48100	56,3%	13697	16,0%	3595	4,2%	17671	20,7%
2003	90595		2141	2,4%	50737	56,0%	15322	16,9%	3659	4,0%	18736	20,7%
2004	94921		2161	2,3%	52866	55,7%	16372	17,2%	3689	3,9%	19834	20,9%
2005	97980		2012	2,1%	53694	54,8%	17653	18,0%	3793	3,9%	20827	21,3%
2006	95683		1854	1,9%	53500	55,9%	15158	15,8%	4007	4,2%	21163	22,1%
2007	98337		2011	2,0%	54772	55,7%	15706	16,0%	4284	4,4%	21564	21,9%
2008	94873		1866	2,0%	51977	54,8%	14679	15,5%	4417	4,7%	21934	23,1%
2009	87945		1332	1,5%	47975	54,6%	13003	14,8%	5017	5,7%	20617	23,4%
2010	89301		1493	1,7%	47028	52,7%	14347	16,1%	5384	6,0%	21049	23,6%
2011	86762		1750	2,0%	44239	51,0%	14001	16,1%	5834	6,7%	20938	24,1%
2012	83250		1345	1,6%	40290	48,4%	14634	17,6%	6323	7,6%	20658	24,8%
2013	80670		1629	2,0%	39398	48,8%	14786	18,3%	5073	6,3%	19784	24,5%
2014	79259		1340	1,7%	38984	49,2%	14295	18,0%	5130	6,5%	19510	24,6%
2015	80439		1355	1,7%	40677	50,6%	13139	16,3%	5317	6,6%	19952	24,8%
2016	82389		1253	1,5%	42148	51,2%	13445	16,3%	5550	6,7%	19993	24,3%
2017	84761		1524	1,8%	43387	51,2%	13486	15,9%	5806	6,8%	20559	24,3%
2018	86739		1394	1,6%	44315	51,1%	14271	16,5%	6254	7,2%	20504	23,6%
2019	86158		1064	1,2%	44372	51,5%	14212	16,5%	6345	7,4%	20166	23,4%

FUENTE: MITERD.

2. Estructura energética de España

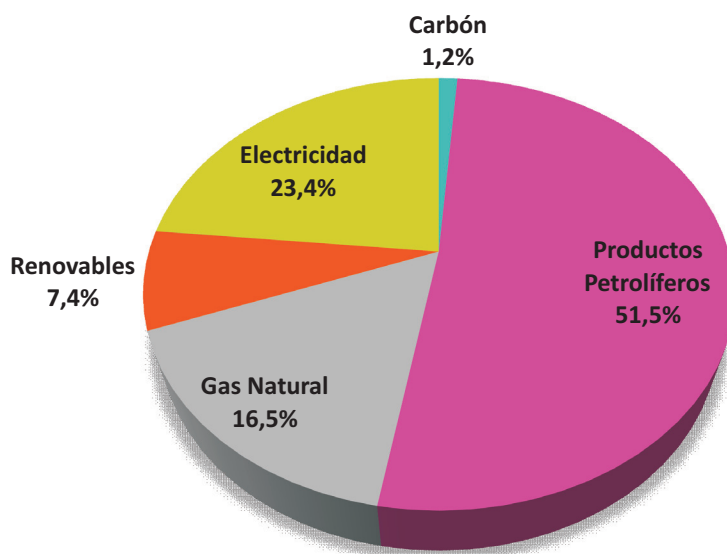
FIGURA 2.13. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS



Por fuentes de energía, excluyendo los usos no energéticos, se produjo un descenso del consumo final de carbón, hasta los 1.064 ktep, lo que supuso una reducción del 23,7% con respecto a 2018.

Los productos petrolíferos aumentaron ligeramente, un 0,1%, hasta un valor de 44.372 ktep, fruto de un leve aumento del consumo como combustibles para transporte. El gas natural, por su parte, descendió un 0,4% respecto a 2018 (14.212 ktep) como consecuencia principalmente del aumento del consumo de gas en el sector de otros (residencial y comercios y servicios).

FIGURA 2.14. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2018. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS



FUENTE: MITERD.

Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, la empleada para producir electricidad, registraron un aumento del 1,4% en 2019, vinculado a un ligero repunte en el consumo de biomasa.

La demanda de energía final, Figura 2.13, siguió un patrón de evolución similar al de la energía primaria. En 2019 el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, se mantuvo prácticamente estabilizado con un ligero decremento del 0,7%. Esta inclinación hacia la baja se debió principalmente al carbón y a la electricidad, cuyas demandas disminuyeron respectivamente un 23,7% y un 1,7%. En menor cuantía, igualmente se produjo un ligero retroceso en la demanda del gas natural (-0,4%). Por su parte, las demandas asociadas a los restantes productos energéticos experimentaron incrementos entre el 0,1% (petróleo) y el 1,4% (energías renovables), de insuficiente magnitud como para compensar el efecto anterior.

La estructura de la demanda de energía final por fuentes, se encontró dominada por los combustibles fósiles —productos petrolíferos y gas natural—, que en conjunto cubrieron el 68% de la demanda. Destaca el protagonismo de los productos petrolíferos, 51,5% de la demanda, en estrecha correspondencia con el peso del transporte en la demanda (43,9%).

Consumo de energía final para usos no energéticos

Por fuentes de energía, para usos no energéticos, los productos petrolíferos aumentaron un 2,9%, hasta un valor de 4.851 ktep, suponiendo el 90,6% del consumo final total para usos no energéticos y el 5,3% respecto al consumo final total, incluyendo tanto usos energéticos como no energéticos.

2. Estructura energética de España

El consumo para usos no energéticos —típicamente en la industria química— de gas natural, por su parte, aumentó un 0,5% respecto a 2018 (466 ktep) suponiendo el 8,7% del consumo final total para usos no energéticos.

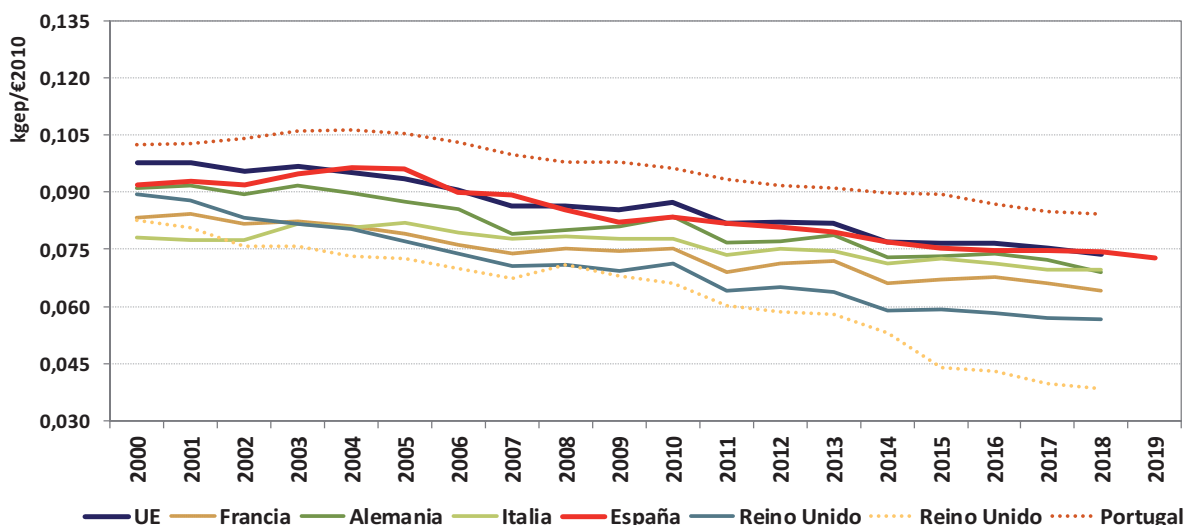
Finalmente, en 2019 se produjo un descenso del consumo final de carbón en un 47,5% respecto a 2018, hasta los 35 ktep.

2.3.2. Evolución de la intensidad de energía final

La **intensidad de energía final** en España sigue un perfil similar al de la energía primaria, situándose por debajo del indicador correspondiente a la media de la UE, **Figura 2.15**. El año 2004 supuso un punto de inflexión a favor de un mayor acercamiento al indicador europeo mediante las actuaciones emprendidas en el marco de los primeros planes de ahorro y eficiencia energética.

Aunque la crisis de 2008 moderó esta tendencia debido al menor nivel de actividad registrado en numerosos sectores, desde 2014 la demanda de energía final muestra señales de recuperación bajo el estímulo de la reactivación económica. Este crecimiento ocurre a un ritmo inferior al del PIB, por lo que se mantiene la pauta descendente de la intensidad final, que en 2019 disminuyó un 2,6%. Esta mejora se debió al incremento del PIB unido a la menor demanda de energía final (-0,7%), prácticamente estabilizada en 2019 a diferencia de la demanda primaria, lo que explica la diferencia de magnitudes en las mejoras registradas por ambas intensidades.

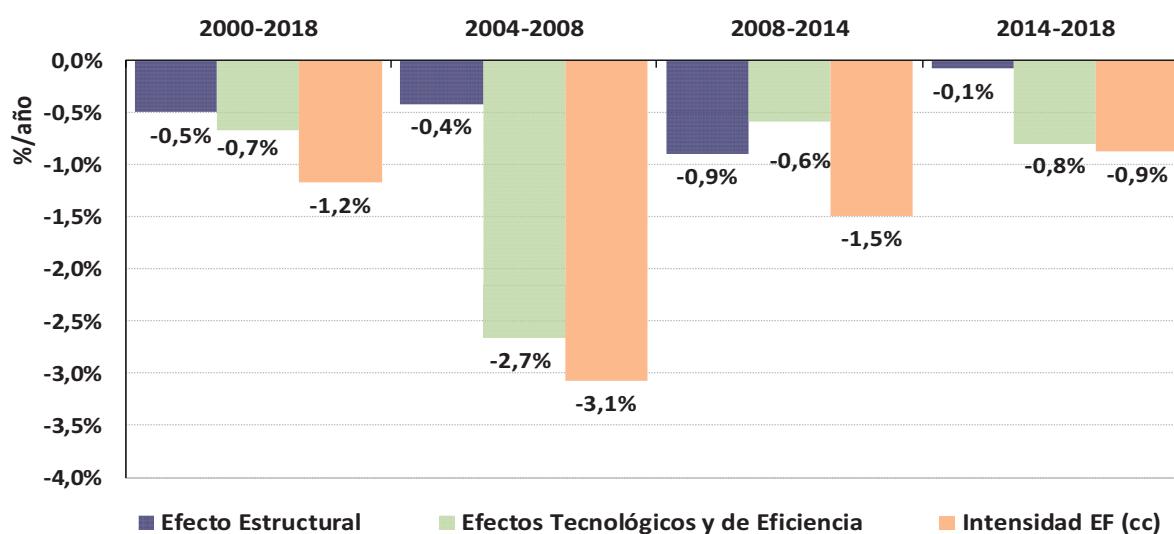
FIGURA 2.15 INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2019



FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Usos no energéticos excluidos.

De acuerdo a la información disponible, el análisis en base a la descomposición de la variación de la intensidad final (**Figura 2.16**) según distintos factores permite destacar la importancia de la tecnología y la eficiencia en la mejora registrada desde 2014, frente al periodo precedente marcado por la crisis, en la que los efectos estructurales tienen mayor peso. 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.

FIGURA 2.16. DESCOMPOSICIÓN DE LA VARIACIÓN DE LA INTENSIDAD FINAL EN ESPAÑA SEGÚN FACTORES

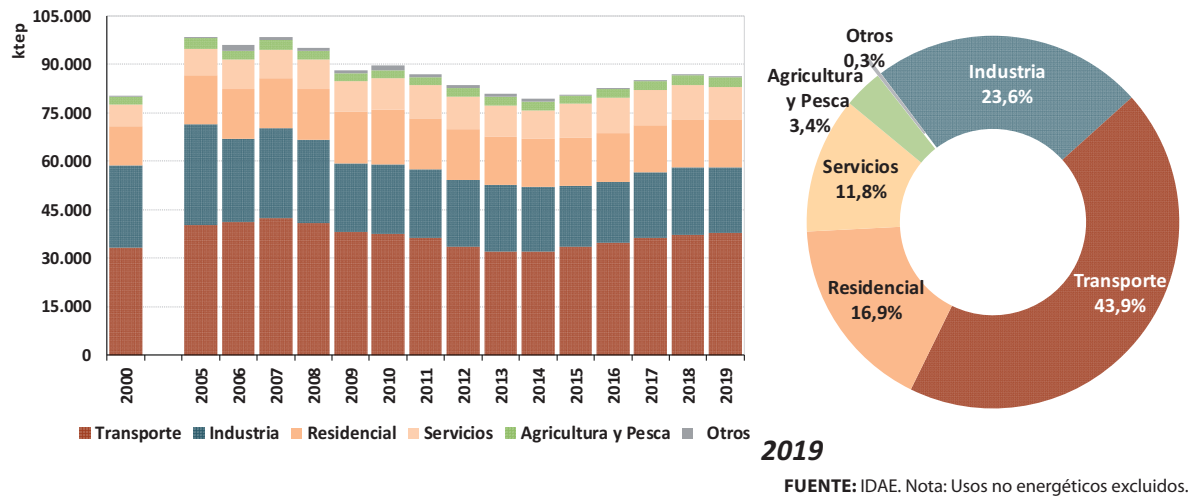


FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Intensidades con corrección climática. Usos no energéticos excluidos.

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

La figura 2.17 refleja la evolución del consumo de energía final por sectores entre 2000 y 2019. A continuación, se analizarán por separado los distintos sectores: industria, transporte, otros sectores diversos, residencial y servicios.

FIGURA 2.17. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES, 2000-2019



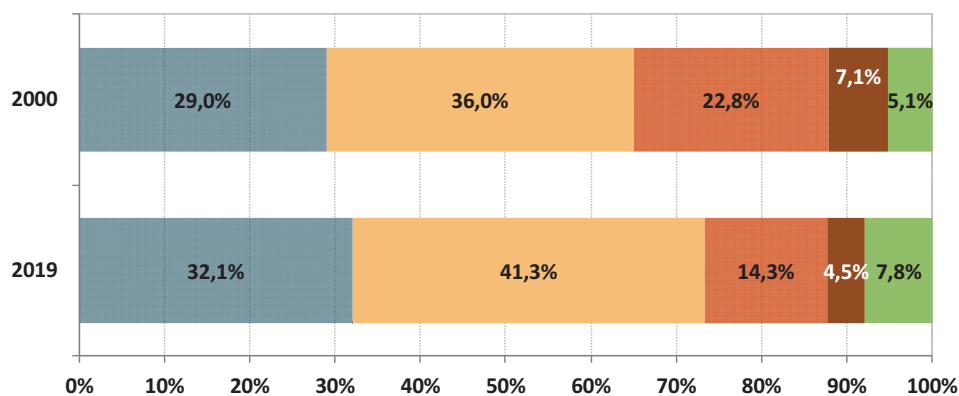
Los impactos del sector transporte sobre el medio ambiente y la dependencia energética justificaron la existencia de numerosas iniciativas dirigidas a la eficiencia energética y descarbonización de este sector, entre las que cabe citar los programas de ayudas a la adquisición de vehículos eficientes y la movilidad sostenible.

INDUSTRIA

La demanda energética de la industria española en 2019 disminuyó un 1,7%, alcanzando el 23,6% del consumo total de energía final. Esta caída de la demanda fue causada por el carbón, la electricidad y los productos petrolíferos en los que se han registrado disminuciones respectivas en sus consumos del 21,6%, 3,5% y 2,3%, contrarrestando con ello la mayor demanda asociada al gas natural (+1,2%) y a las energías renovables (+8,0%).

Las demandas energéticas de los distintos procesos y actividades industriales, en general, tienen un alto componente térmico, satisfecho mayoritariamente por combustibles fósiles, Figura 2.18, con predominio del gas natural. 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.

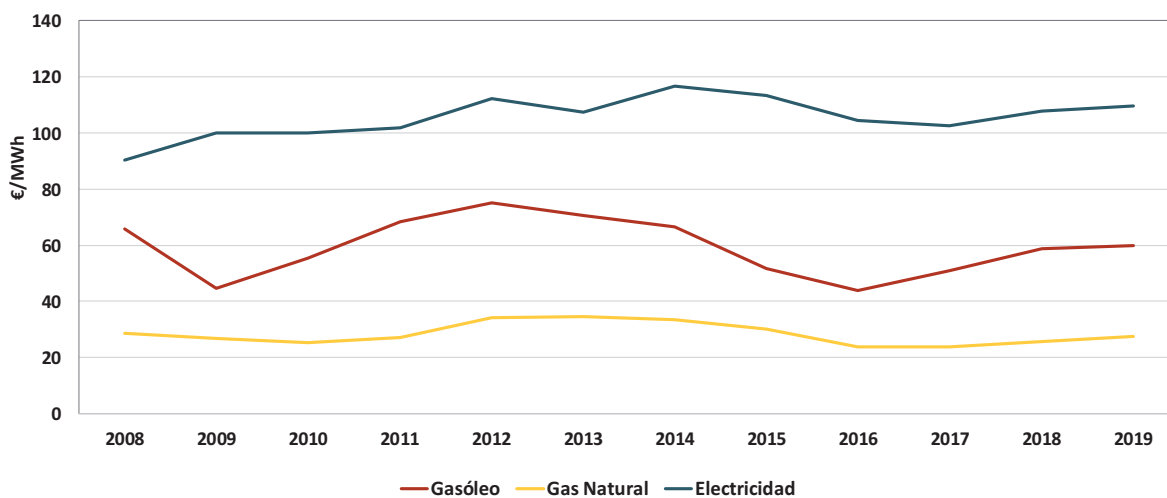
FIGURA 2.18. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2019



FUENTE: MITERD/IDAE.

La mayor eficiencia del gas natural respecto al gasóleo con quien compite en la cobertura de la demanda térmica de los procesos industriales, su menor impacto medioambiental junto con el diferencial de precios entre ambos combustibles, Figura 2.19, ayudan a entender la progresiva sustitución del gasóleo por el gas natural a lo largo del tiempo.

FIGURA 2.19. PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES EN ESPAÑA 2008-2019



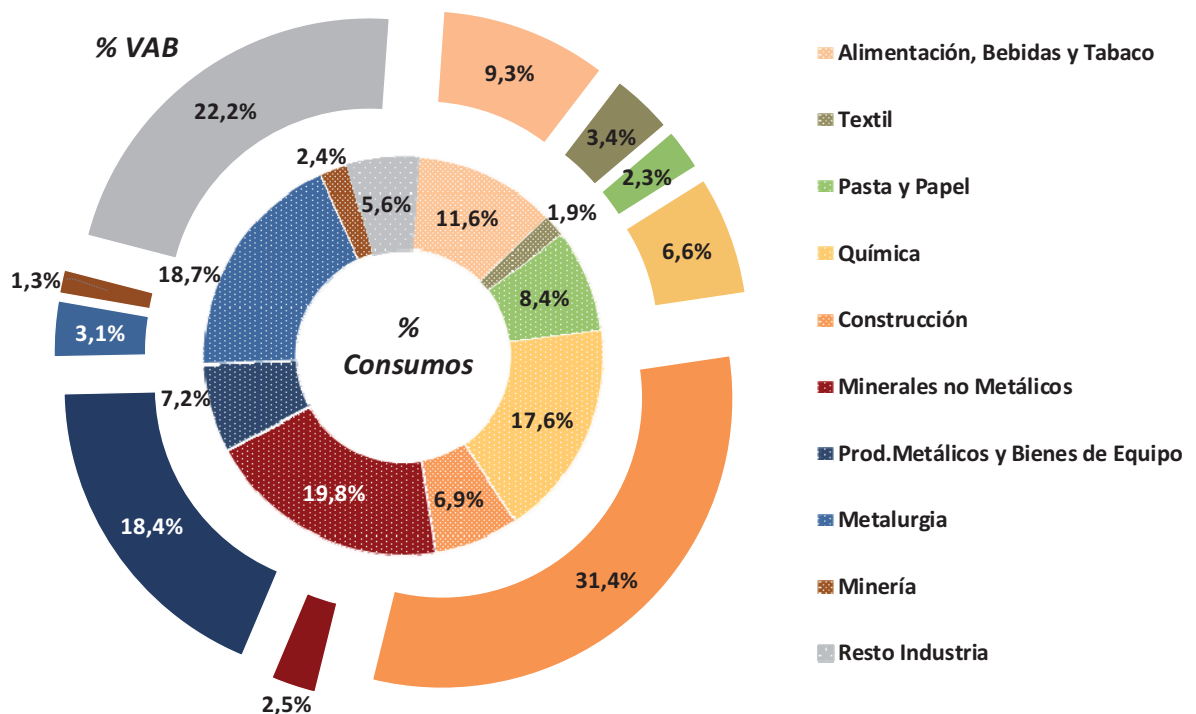
FUENTE: AIE. Nota: Impuestos incluidos.

Atendiendo a la distribución sectorial de la demanda, Figura 2.20, cabe destacar cinco ramas de la industria manufacturera— metalurgia, minerales no metálicos, química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel—, en los que se concentra el 76,1% de la demanda, cifra tres veces superior a la aportación conjunta de las mismas al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria es el 24,3%.

2. Estructura energética de España

Este contraste es especialmente acusado en las industrias de los minerales no metálicos y de la metalurgia, en las que la participación en la demanda supera a la del VAB en más de seis veces, lo que denota el carácter intensivo de estas actividades. El comportamiento de estas ramas de la industria manufacturera, dada su relevancia en términos energéticos, determina en gran medida la evolución de la intensidad de la industria global.

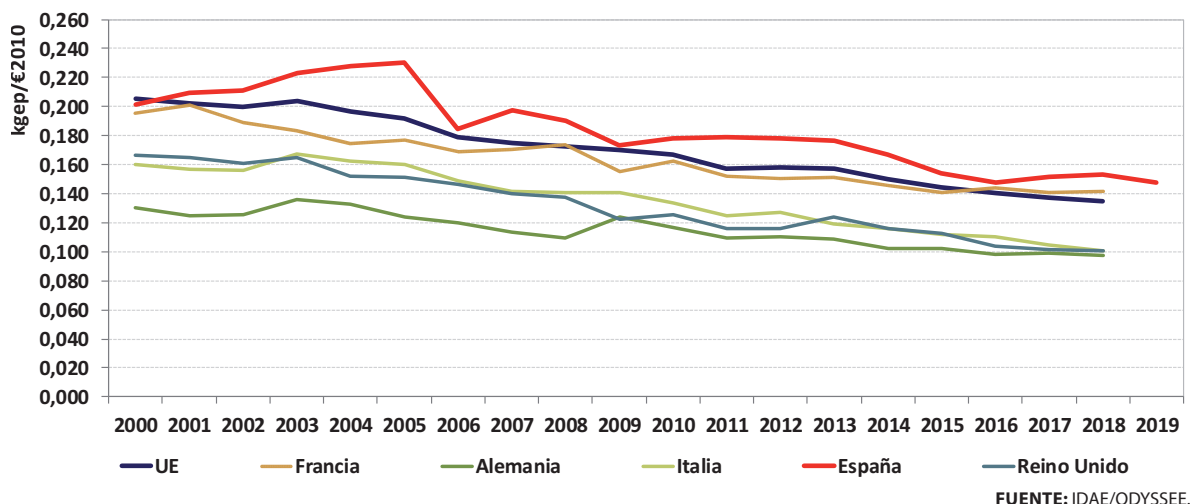
FIGURA 2.20. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIAL SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2019



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

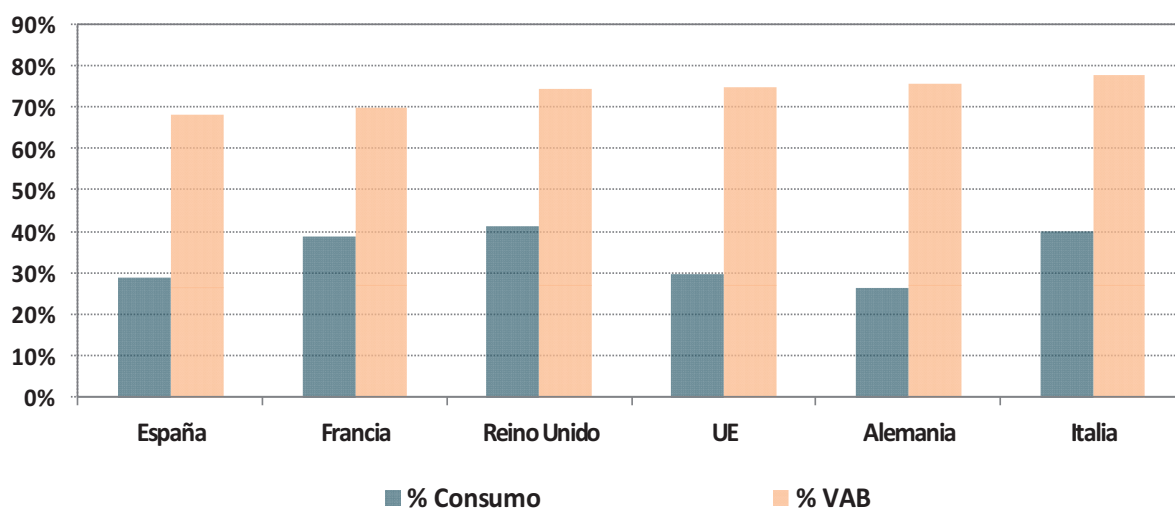
Un análisis diferenciado de la industria manufacturera permite observar un nivel de intensidad superior al de la media europea y otros países del entorno comunitario como Alemania, Italia, Reino Unido y Francia, Figura 2.21.

FIGURA 2.21. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2019



Esto se explica en parte por las diferencias en cuanto a la composición sectorial de la industria manufacturera en la que participan en mayor medida las ramas menos intensivas, con una aportación superior al VAB lo que tiene un efecto atenuador sobre la intensidad manufacturera, Figura 2.22.

FIGURA 2.22. REPRESENTATIVIDAD DE LAS RAMAS MENOS INTENSIVAS DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA



FUENTE: IDAE/INE/ODYSSEE. Nota: Datos referidos a 2018. Se incluyen las industrias de la alimentación, bebidas y tabaco, textil, bienes de equipo, muebles, caucho y plástico y otras industrias manufactureras no intensivas.

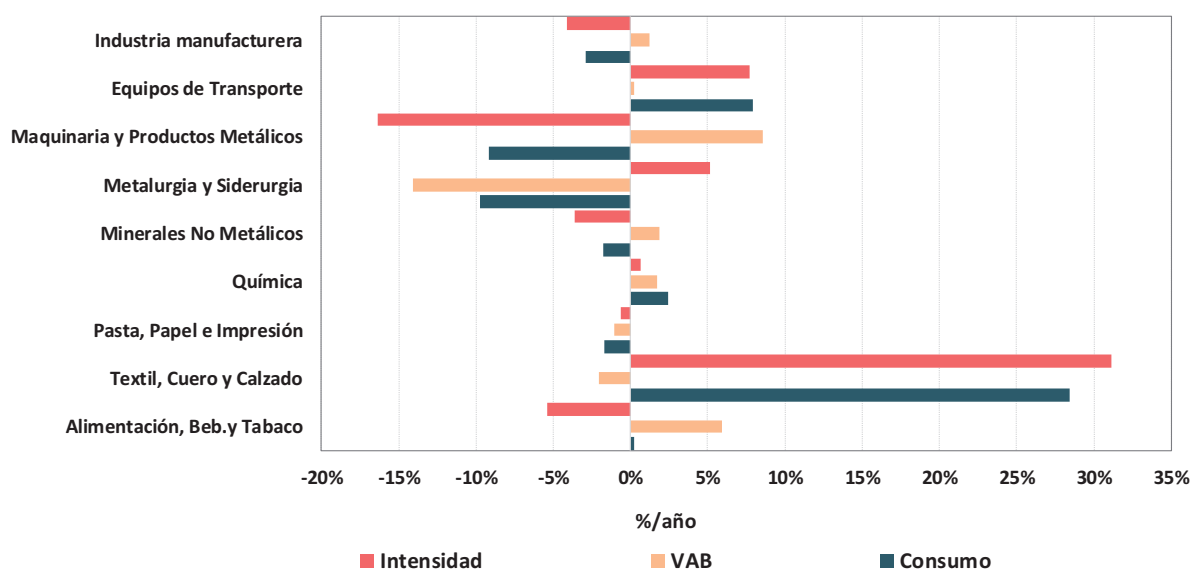
En general, la intensidad manufacturera ha seguido una tendencia descendente desde 2005, que, a diferencia de la industria global, se ha mantenido en el contexto de la crisis iniciada en 2008, así como en la recupe-

2. Estructura energética de España

ración económica posterior a 2014. En 2019 la intensidad registró una mejora del 4,1% como resultado de la disminución del 2,9% de la demanda energética, acompañada de un incremento del 1,2% del VAB.

Prácticamente todas las ramas de la industria manufacturera contribuyeron a este crecimiento del VAB con excepción de las industrias metalúrgica, textil y papelera, cuyas producciones respectivas han perdido empuje respecto al año precedente en respuesta a la menor demanda. Esta mayor actividad en general estuvo asociada a un menor consumo, inducido principalmente por las ramas de los minerales no metálicos y la metalurgia, en los que se concentró más del 80% de la reducción de la demanda. La evolución conjunta de estas variables energético económicas en las distintas ramas conduce a un comportamiento diferencial de las correspondientes intensidades, Figura 2.23.

FIGURA 2.23. PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTENSIDAD DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2018-2019



FUENTE: IDAE/INE.

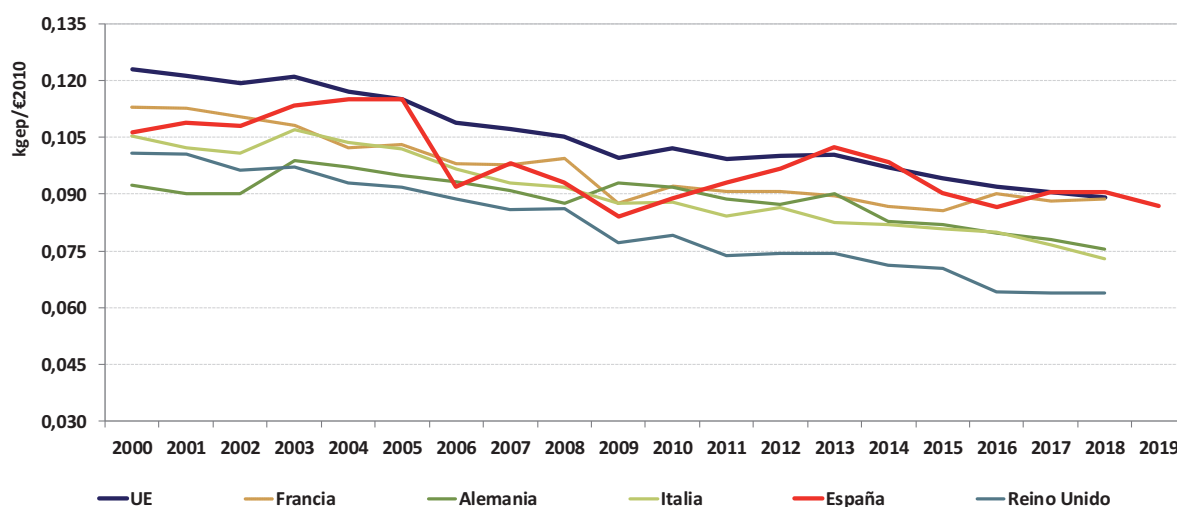
Destaca la mejora de los minerales no metálicos y de la maquinaria en contraste con el empeoramiento de la metalurgia y de las industrias ligadas a los equipos de transporte y textil, si bien estas dos últimas ramas tuvieron poco impacto en la intensidad de la industria manufacturera dado su menor peso en la estructura sectorial de la demanda energética.

La intensidad energética de la totalidad de la industria¹, Figura 2.24, en el orden de la media europea, mantuvo su tendencia general decreciente, interrumpida durante el periodo de crisis. Desde 2014, con la recuperación de la actividad económica, la intensidad parece retomar su tendencia a la baja. Al igual que la

¹ Industria manufacturera, construcción y ramas energéticas.

industria manufacturera, la intensidad global de la industria disminuyó un 4% gracias al crecimiento del 2% del VAB del conjunto del sector unido a la menor demanda energética (-1,7%).

FIGURA 2.24. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2019



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

Detrás de la mejora de la intensidad de la industria total en 2019 se encuentra el sector de la construcción, cuya actividad presenta un crecimiento sostenido desde 2014. El valor añadido de este sector aumentó en 2019 un 4,5%, alcanzando el 31,4% del VAB del conjunto de la industria, más de cuatro veces su peso en la demanda energética total de la industria. Su carácter menos intensivo contribuye a contrarrestar el efecto de la industria manufacturera sobre la intensidad energética de la industria. Sin embargo, en una coyuntura económica desfavorable se tiende a revertir este efecto.

El deterioro de la actividad constructora y consiguiente pérdida de valor añadido² experimentada durante la crisis, Figura 2.25, explica el empeoramiento observado en la intensidad de la industria global en dicho periodo, teniendo igualmente un impacto negativo sobre la industria manufacturera. Esto último se debe al efecto de arrastre de la construcción sobre la demanda de productos industriales vinculados a ramas de la industria manufacturera como los minerales no metálicos, los bienes de equipo y la metalurgia, etc., lo que afecta a la demanda e intensidad energética de estas ramas.

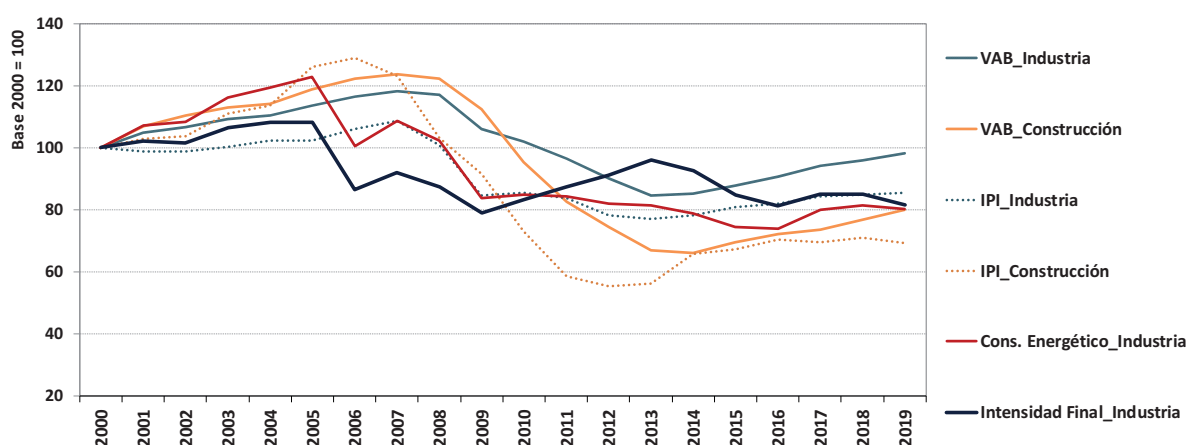
Más recientemente, la reactivación de la construcción desde 2014 tiene un efecto estructural positivo sobre la tendencia a la mejora de la intensidad global.

² Este menor dinamismo de la actividad constructora en el contexto de la crisis se refleja igualmente a partir del análisis de otros indicadores como el Índice de Producción Industrial (IPI).

2. Estructura energética de España

En 2019 el sector transporte incrementó su demanda energética en un 1,4%, con una representación del 43,9% en la demanda de energía final, lo que le convierte en el principal sector consumidor. Detrás del mayor consumo se encuentra la demanda de los productos petrolíferos (+1,6%) y en menor cuantía del gas natural (+17,6%). Por su parte, las demandas asociadas a las energías renovables (biocarburantes) y a la electricidad disminuyeron un 3% y 2,7%, respectivamente.

FIGURA 2.25. PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTENSIDAD INDUSTRIAL EN ESPAÑA 2000-2019



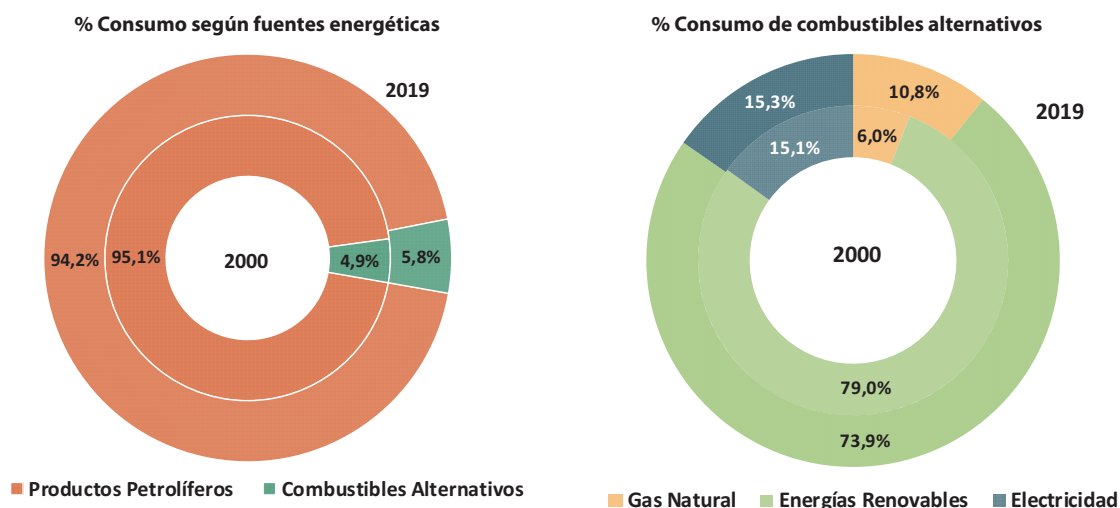
FUENTE: INE/ IDAE.

TRANSPORTE

En 2019 el sector transporte incrementó su demanda energética en un 1,4%, con una representación del 43,9% en la demanda de energía final, lo que le convierte en el principal sector consumidor. Detrás del mayor consumo se encuentra la demanda de los productos petrolíferos (+1,6%) y en menor cuantía del gas natural (+17,6%). Por su parte, las demandas asociadas a las energías renovables (biocarburantes) y a la electricidad disminuyeron un 3% y 2,7%, respectivamente..

Estos nuevos combustibles junto con al electricidad y el gas natural ganaron presencia en el sector transporte, Figura 2.26, si bien su participación actualmente no supera el 6% de la demanda. En el horizonte 2030 se espera que ocurra un cambio importante en la estructura de suministro energético de este sector bajo el impulso 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 en línea con los compromisos adquiridos de neutralidad climática.

FIGURA 2.26. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS, 2000-2019



FUENTE: MITERD/IDAE.

Todos los modos de transporte, a excepción del ferroviario, participaron de este aumento de la demanda energética en 2019, con incrementos entre el 0,9% (carretera) y el 4,7% (marítimo). Una vez más, el transporte por carretera fue el principal impulsor de la demanda de este sector, con el 76,6% del consumo total, Figura 2.27. La participación del transporte por carretera en la demanda prácticamente se ha mantenido estable a lo largo de los años. Por el contrario, el transporte marítimo de interior y el ferroviario han perdido representatividad mientras que el aéreo ha ganado peso.

El reparto del consumo se corresponde con la actividad en los distintos modos y medios de transporte. El elevado uso del vehículo privado en el transporte de pasajeros y la supremacía de los camiones y vehículos en el transporte de mercancías explican el alto consumo del transporte por carretera, destacando los vehículos privados con aproximadamente la mitad del consumo correspondiente a este modo de transporte.

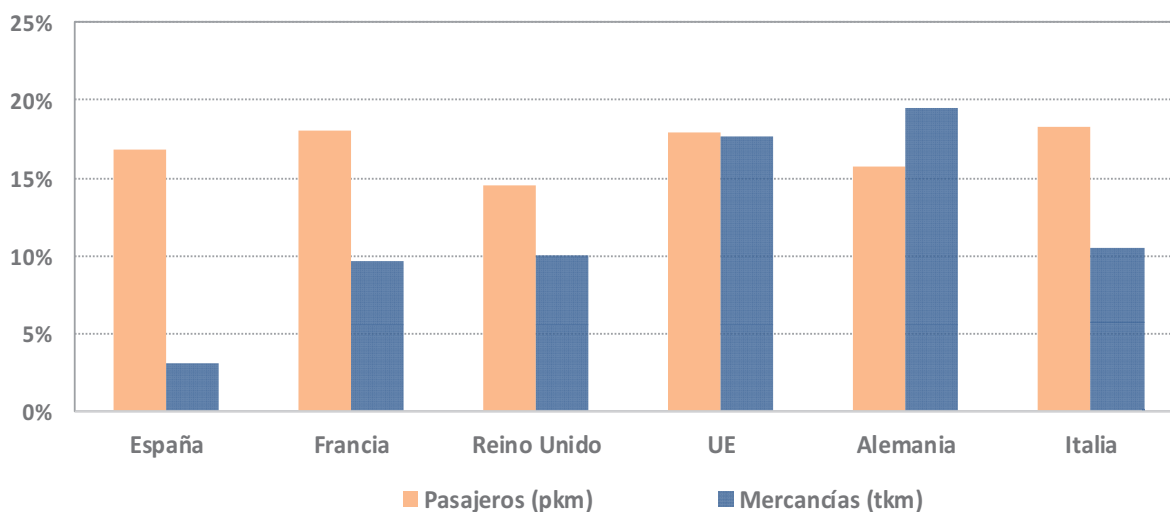
FIGURA 2.27. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE Y TIPOS DE VEHÍCULOS, 2000-2019



FUENTE: IDAE/DGT/ANFAC.

El dominio de estos dos tipos de vehículos en el transporte de pasajeros y mercancías con cuotas del orden del 80% en cada caso, pone de relieve la escasa participación de los medios más eficientes de transporte como el ferroviario y el transporte público, a diferencia de otros países europeos.

Este contraste es mayor en el caso del transporte de mercancías donde el ferrocarril dista mucho de la media europea, Figura 2.28, con una cuota de participación cinco veces inferior, todo ello a pesar de la disponibilidad de una infraestructura extensa y adecuada a nivel nacional. El limitado uso de la intermodalidad en el transporte con un claro predominio del transporte por carretera determina el carácter intensivo de este sector y su impacto sobre el medioambiente, así como la dependencia energética asociada a productos petrolíferos.

FIGURA 2.28. PARTICIPACIÓN DE LOS MODOS DE TRANSPORTE MÁS EFICIENTES ^(*) EN EL TRANSPORTE DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS EN ESPAÑA Y UE

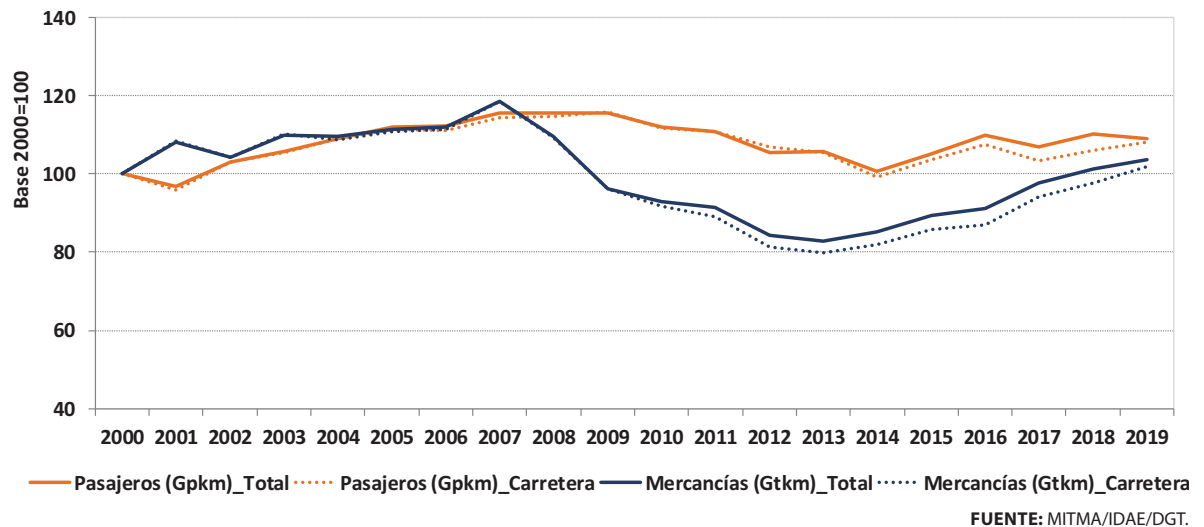
FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Datos referidos a 2018. ^(*) Se considera el transporte público colectivo y el transporte ferroviario de pasajeros y el transporte ferroviario de mercancías.

El incremento de la demanda del transporte en 2019 respondió a la mayor actividad registrada, Figura 2.29, tanto a nivel de pasajeros como de mercancías. Se mantiene así la senda de crecimiento iniciada en 2014 con la revitalización de la economía tras un prolongado periodo de retroceso en la movilidad bajo los efectos de la crisis. Las múltiples interacciones entre el funcionamiento de la economía y las actividades vinculadas a la logística y al transporte explican la sensibilidad de este sector al comportamiento de la economía, especialmente en el ámbito del transporte de mercancías, desarrollado principalmente por carretera.

Este incremento de actividad en 2019 se produjo prácticamente en todos los modos y medios de transporte, siendo favorecido por el auge del comercio electrónico. Este dinamismo resultó más visible en el transporte por carretera, situándose a la cabeza los turismos en el transporte de pasajeros y los camiones en el de mercancías.

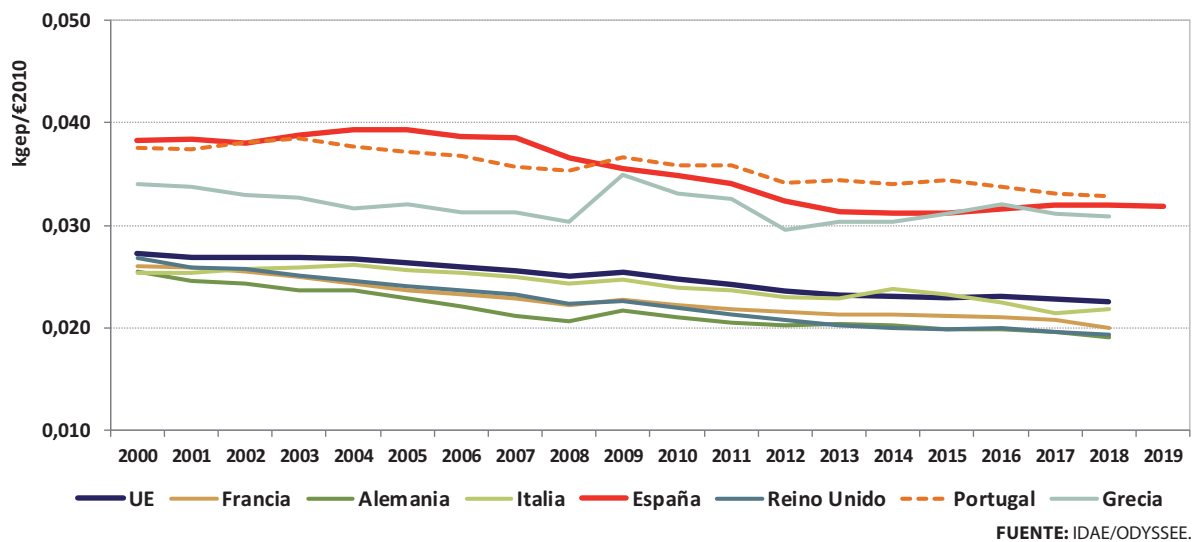
2. Estructura energética de España

FIGURA 2.29. TRÁFICO DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS EN ESPAÑA, 2000-2019



En 2019, la intensidad del transporte se mantuvo estable con un ligero decremento del 0,5%, Figura 2.30, en contraste con un cierto empeoramiento mostrado en los tres años precedentes como resultado del aumento de la demanda inducida por la recuperación de la movilidad y tráfico de mercancías con el cambio de la coyuntura económica.

FIGURA 2.30. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2019



La intensidad en España evoluciona por encima de la media europea, si bien en los últimos años la distancia se ha reducido, tanto por efectos estructurales causados por la crisis como por mejoras de eficiencia ocurri-

das desde 2004 bajo el impulso de políticas de ahorro y eficiencia energética orientadas al sector transporte, especialmente por carretera dado su carácter más intensivo.

Un factor explicativo de la diferencia de intensidades respecto a la media europea es el menor nivel de precios de los carburantes de España respecto a otros países, tal como se puede consultar en el capítulo 8, apartado 6. Esto contribuye a las ventas de carburantes a vehículos de países fronterizos o en tránsito, que realizan el repostaje en España si bien el consumo correspondiente se produce total o parcialmente fuera de las fronteras españolas. No obstante, a efectos estadísticos esto se computa a nivel nacional, lo que tiene como resultado un incremento en la intensidad del transporte. Según un estudio realizado por el IDAE entre 2010 y 2011 se valoró que este efecto podía alcanzar hasta el 8% del consumo de gasolina de los turismos, cifra que se incrementaría si este análisis se extendiera los vehículos de transporte de mercancías por carretera.

Los efectos sobre la demanda e intensidad energética del transporte derivados de la movilidad asociada al vehículo privado, transporte de mercancías por carretera, la antigüedad del parque automovilístico y escasa intermodalidad son parcialmente contrarrestados por los desarrollos tecnológicos en cuanto a motores y diseños de vehículos, disponibles en el mercado. Unido a ello los programas de ayudas existentes dirigidos a la adquisición de vehículos eficientes y movilidad sostenible contribuyen a la renovación y mejora de la eficiencia energética del parque de vehículos.

USOS DIVERSOS

Dentro de la categoría «Usos Diversos» se integran las actividades de los sectores residencial, servicios y agricultura y pesca, cuyo consumo conjunto ha ido ganando representatividad en la demanda, Figura 2.17, posicionándose por encima de la industria desde 2006. En 2019 el consumo de este conjunto de actividades se ha reducido un 2,7%, alcanzando el 32,5% de la demanda total.

Más de la mitad de la caída de todo el consumo se debe a los productos petrolíferos, cuya demanda cayó un 6,8%. Le siguen el gas natural y la electricidad con disminuciones respectivas del 3,4% y 0,7%, destacando el carbón con una contracción en su consumo del 35,2% si bien este combustible tan solo representa el 0,5% de la demanda de sector «Usos Diversos». En sentido contrario, las energías renovables mantuvieron su demanda con un ligero incremento del 0,7%.

Los edificios, tanto del sector residencial como del sector servicios, concentraron el 88,5% de la demanda del sector «Usos Diversos» y el 28,7% de la demanda total de energía final, por debajo de la media europea (39,7%), situándose por encima en cuanto a demanda eléctrica, 62,9% frente al 58% en la UE. La relevancia de estas cifras justifica la necesidad de actuaciones específicamente orientadas a la mejora de la eficiencia de los edificios, destacando las medidas de rehabilitación energética por su potencial de mejora dado el volumen de edificios construidos sin suficientes requerimientos de eficiencia.

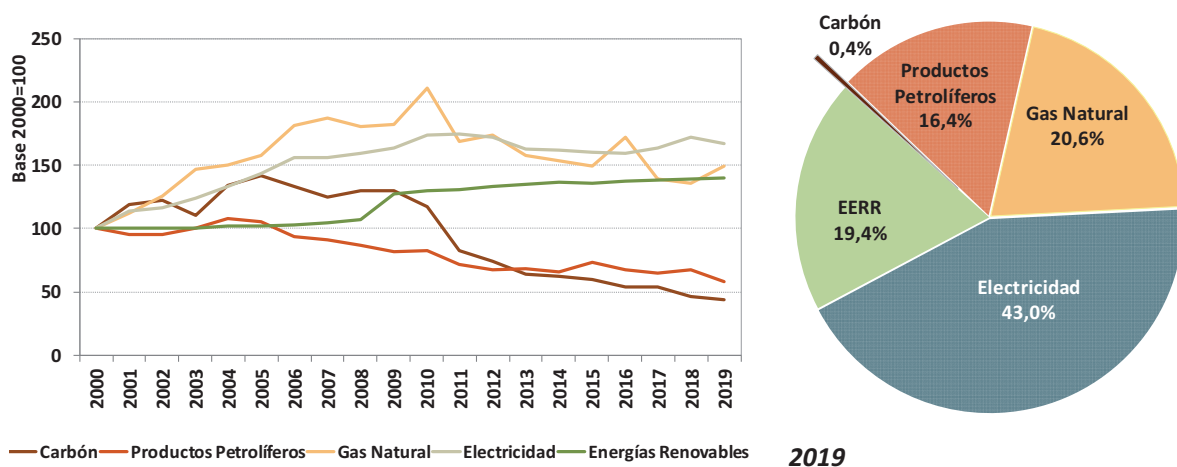
2. Estructura energética de España

Residencial

El consumo energético del sector residencial se redujo un 1,9% en 2019, con una participación del 16,9% en la demanda total. Este decremento respondió al menor consumo asociado a la electricidad (-2,7%) y a los productos petrolíferos (-14,2%), que en conjunto satisfacen el 59,5% de la demanda energética de los hogares. Igualmente, el consumo imputable al carbón disminuyó un 5% si bien este combustible tiene escaso peso en la demanda del sector residencial (0,4%). En contraste con lo anterior, el consumo del gas natural aumentó un 9,8% mientras que el de las energías renovables se mantuvo estable con un leve aumento del 0,6%.

Tanto el carbón como los productos petrolíferos experimentaron en 2019 un notable retroceso en la cobertura de la demanda de los hogares, Figura 2.31, a diferencia del gas natural, la electricidad y las energías renovables, especialmente estos dos últimos. Es destacable la relevancia actual de las energías renovables en la cobertura de la demanda térmica de los hogares, superando en la actualidad a los productos petrolíferos.

FIGURA 2.31. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2019

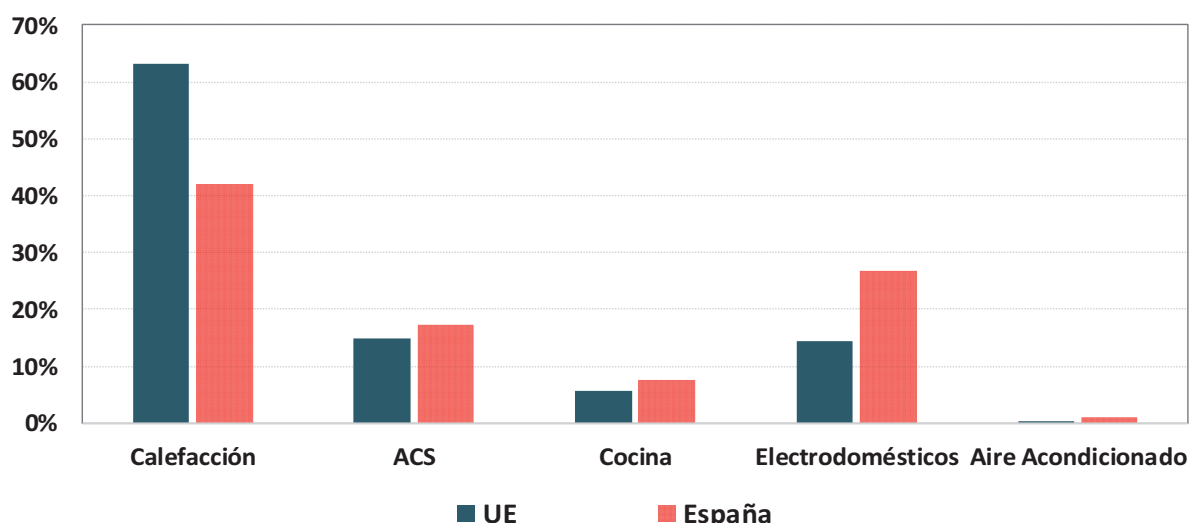


FUENTE: IDAE.

Más de la mitad de la demanda energética de los hogares es de tipo térmico, en correspondencia con la importancia de los usos térmicos como la calefacción, ACS y cocina, Figura 2.32, 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, con más del 40% de la demanda de los hogares, por lo que el comportamiento y eficiencia asociado a este uso determina en gran medida la demanda e intensidad energética del sector residencial. No obstante, su participación en la demanda dista de la media europea en veinte puntos porcentuales dadas las condiciones climatológicas, más favorables de España.

En un siguiente orden de magnitud le sigue el equipamiento electrodoméstico, cuyo peso en la demanda energética se ha incrementado en línea con su progresiva penetración en los hogares. En términos de demanda eléctrica, su representatividad aumenta, seis veces superior a la de la iluminación, alcanzando junto con esta el 73,5% del consumo eléctrico total. Las tendencias en cuanto a adquisición de equipamiento eléctrico contribuyen a explicar el crecimiento del consumo eléctrico medio de los hogares (o intensidad eléctrica), por encima del asociado a los usos térmicos, Figura 2.33.

FIGURA 2.32. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN USOS EN ESPAÑA Y LA UE



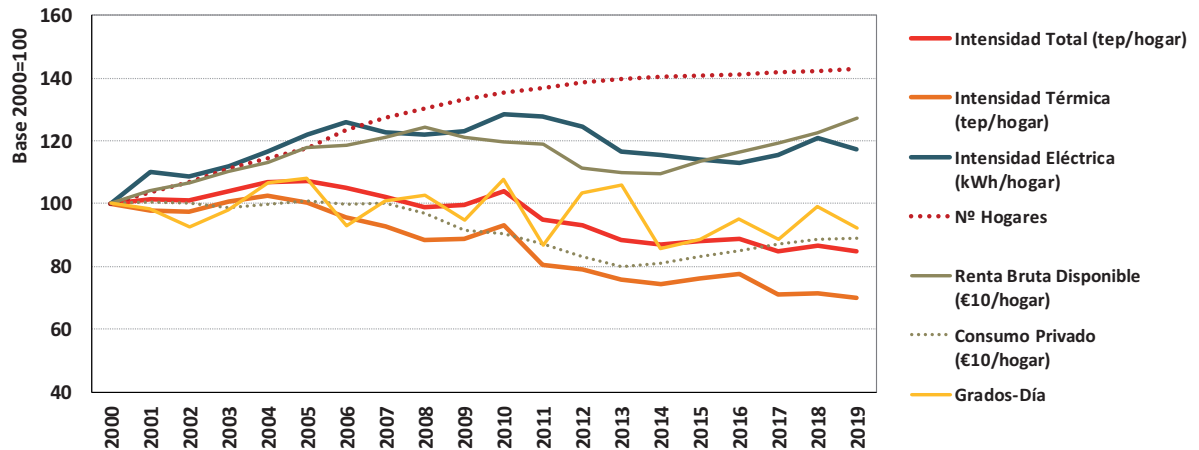
FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Datos referidos a 2018. El consumo por usos ha sido modelizado basándose en estudio SECH-SPAHOUSEC I y en el Manual de estadísticas de consumo energético en los hogares (MESH).

Por su parte, los usos asociados al agua caliente sanitaria y cocina en suma representan un cuarto de la demanda, mientras que los sistemas de refrigeración y aire acondicionado apenas superan el 1% de la demanda energética anual, ligeramente por encima de la media europea. A pesar de lo anterior, el carácter estacional de este último uso hace que su demanda se concentre en breves periodos de tiempo, lo que puede ocasionar puntas de demanda eléctrica, con dificultades en su gestión.

En general, la evolución de la demanda energética de los hogares parece evolucionar en paralelo al poder adquisitivo de estos, Figura 2.33. Desde 2005 la demanda energética media (o intensidad energética) ha tendido a la baja especialmente en cuanto a usos térmicos. Esta tendencia se ha visto reforzada durante el periodo de crisis económica iniciada en 2008 cuyos efectos sobre la renta y la capacidad de gasto de los hogares posiblemente han inducido un cambio en los hábitos de consumo de los mismos.

2. Estructura energética de España

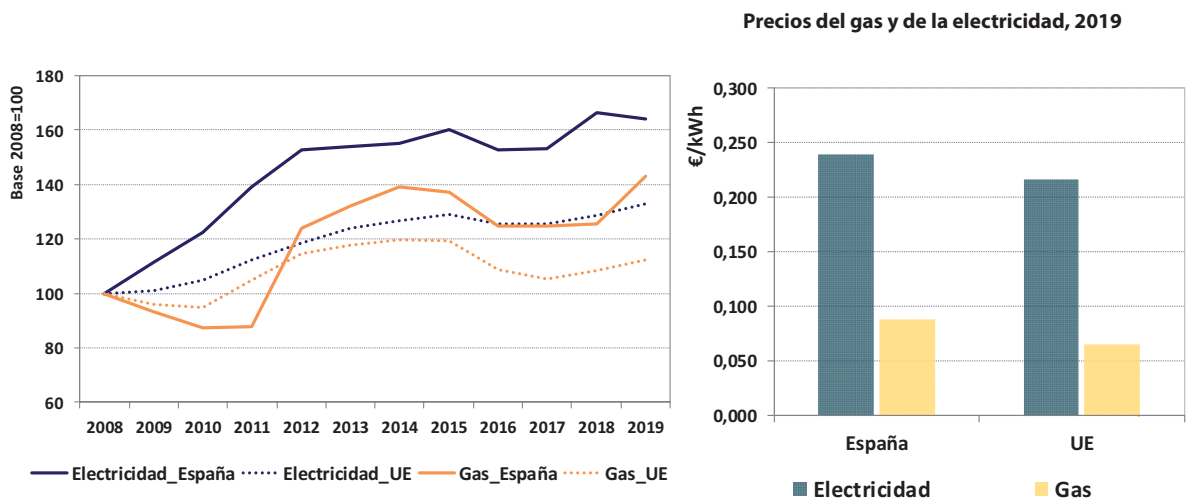
FIGURA 2.33. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA, 2000-2019



FUENTE: INE/MITERD/IDAE

El comportamiento energético de los hogares se ha visto afectado además por el significativo incremento experimentado por los precios energéticos de los consumidores domésticos a partir de 2008, Figura 2.34, lo que tiene un efecto inhibitor sobre el consumo energético. Más recientemente, desde 2015 parece observarse cierta desaceleración en el ritmo de crecimiento de los precios energéticos, disminuyendo con ello la presión sobre los consumidores, si bien los precios mantienen unos valores y tasas de crecimiento por encima de la media europea.

FIGURA 2.34. PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS HOGARES EN ESPAÑA Y LA UE, 2008-2019



FUENTE: EUROSTAT. 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.

Además de los factores anteriores, los avances tecnológicos y legislativos en materia de edificación y equipamiento de los hogares también han contribuido a la reducción observada en el consumo energético por hogar durante el periodo de la crisis. Sin embargo, los beneficios asociados a esos avances podrían haberse ralentizado durante este periodo debido al estancamiento tanto en la construcción de viviendas nuevas más eficientes como en la realización de obras de rehabilitación energética sobre el parque de viviendas existentes, a lo que se suma la menor adquisición y renovación de equipamiento eficiente en los hogares.

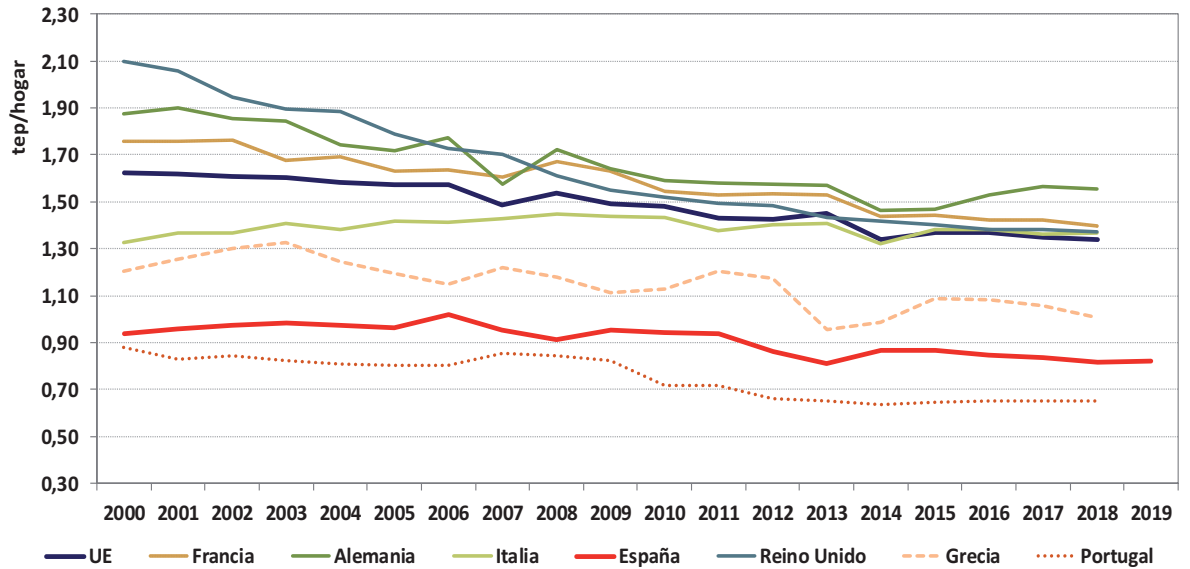
En el contexto de la recuperación económica posterior a 2014 se atenúa la tendencia a la baja, lo que puede estar influenciado por la mejora del mercado laboral, la facilidad de acceso al crédito de los hogares y las condiciones favorables de financiación. Según los análisis realizados por el Banco de España, estos factores habrían actuado como soporte de las decisiones de consumo e inversión de las familias pospuestas durante la crisis. Esto podría explicar una relajación en el comportamiento de los hogares y una mayor predisposición a adquirir bienes de consumo, equipamiento de las viviendas, dispositivos electrónicos, etc. y, en consecuencia, una menor contención de la demanda energética media de los hogares. Esto último resulta algo más visible en relación con la demanda eléctrica, produciéndose un ligero repunte en la intensidad eléctrica durante los años 2017 y 2018, tras lo cual en 2019 se registró una disminución del 3,2%, por encima de la observada (-1,8%) en la intensidad térmica.

La comparativa de la intensidad energética global del sector residencial a nivel europeo, Figura 2.35, muestra un paralelismo entre el indicador nacional y la media UE, manteniéndose una distancia entre ambos del orden del 40% a favor de España, debido a diferencias climatológicas. Las temperaturas más suaves de España conllevan una menor necesidad de calefacción y, por tanto, un menor consumo, de manera análoga a otros países del sur de Europa.

Tanto en España como en los países del entorno comunitario la intensidad sigue una tendencia descendente, potenciada por la crisis y algo más moderada a partir de 2014 con el cambio de coyuntura económica en la que se tiende a recuperar la demanda.

2. Estructura energética de España

FIGURA 2.35. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2019



FUENTE: IDAE/INE/ODYSSEE. Nota: Intensidades con corrección climática.

Las mejoras tecnológicas junto con los requerimientos cada vez más exigentes en cuanto a la legislación en el ámbito de los edificios, impulsados por actuaciones de eficiencia, entre las que recientemente destacan los programas de ayudas que incentivan la rehabilitación energética de las viviendas existentes, tienden a contrarrestar los efectos asociados al comportamiento y al incremento en equipamiento y número de viviendas sobre la demanda e intensidad energética del sector residencial.

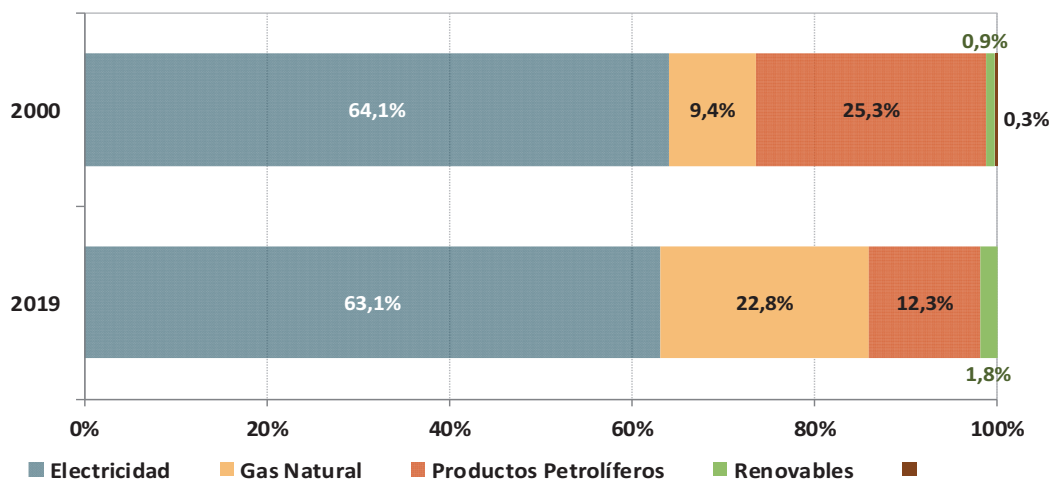
Servicios

El sector servicios abarca un conjunto diverso de actividades, entre las que se incluyen el comercio, la hostelería y restauración, la sanidad, la educación, así como las desarrolladas en el ámbito de las oficinas. En su conjunto en 2019 representó el 11,8% del consumo de energía final y aportó el 69,3% del PIB.

En 2019 el consumo energético de este sector se redujo un 5,6%. A excepción de la demanda eléctrica, estabilizada con un leve incremento del 0,2%, los restantes productos energéticos registraron una caída en su demanda entre el 3,5% (energías renovables) y el 17,9% (gas natural).

El 85,9% de las necesidades energéticas de este sector se cubrió con electricidad y gas natural, Figura 2.36, con un claro predominio del primero. No obstante, el gas natural ha ido incrementando progresivamente su participación, en contraste con los productos petrolíferos y el carbón, cuyo peso en la demanda ha ido disminuyendo considerablemente, siendo actualmente inexistente en el caso del carbón. Las energías renovables, por su parte, han ido incrementado ligeramente su presencia, alcanzando una cobertura inferior al 2%.

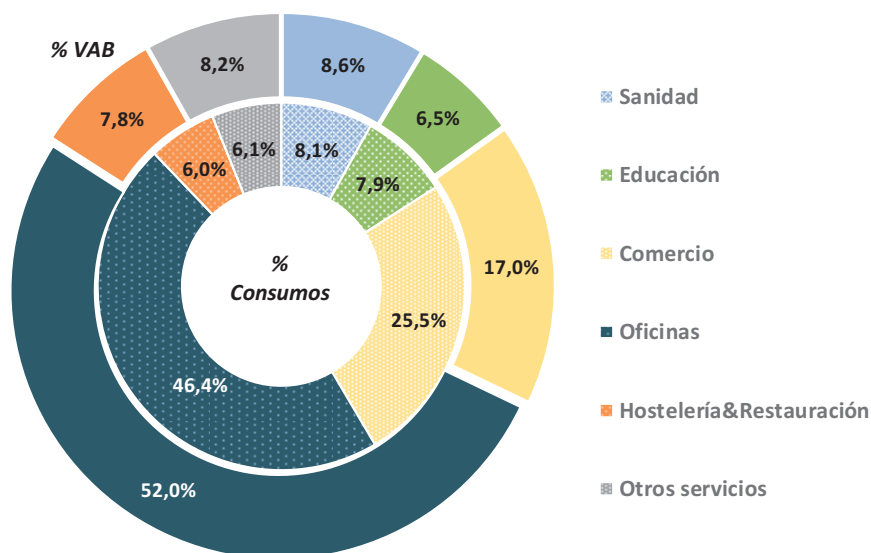
FIGURA 2.36. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2019



FUENTE: MITERD/IDAE.

El reparto del consumo del sector servicios según las distintas ramas de actividad que lo integran evidencia la importancia de los sectores de las oficinas y el comercio, Figura 2.37, con más de dos tercios de la demanda energética y el VAB de este sector. Estas dos ramas, por tanto, determinan en gran medida el consumo e intensidad energética del sector servicios.

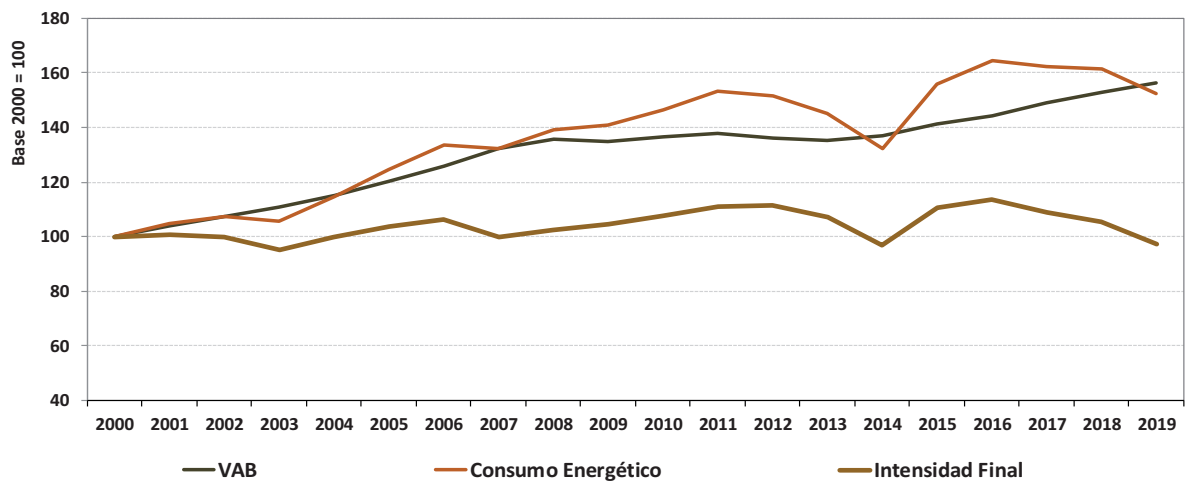
FIGURA 2.37. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2019



FUENTE: INE/MITERD/IDAE. Notas: Los datos correspondientes a l reparto del consumo por ramas se encuentran en proceso de revisión. Dentro de la sanidad se incluyen los servicios sociales. Otros servicios incluyen actividades asociativas, recreativas, culturales y actividades diversas de servicios personales.

En 2019 el sector registró un aumento del 2,2% en su Valor Añadido Bruto (VAB), al que contribuyeron la mayoría de las ramas. Esta evolución, junto con la de la demanda, llevó a una mejora del 7,7% en la intensidad energética global, Figura 2.38.

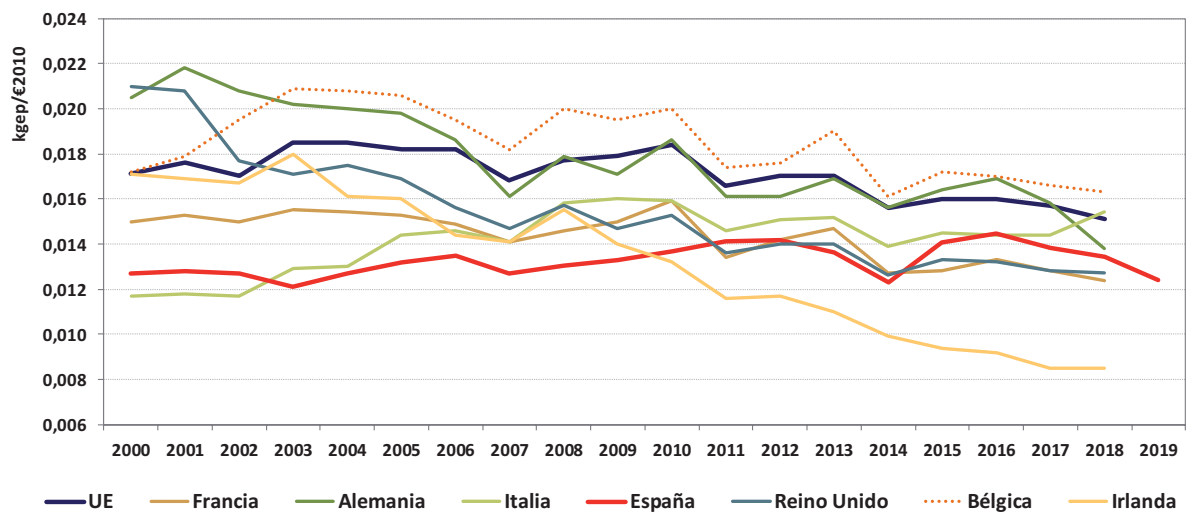
FIGURA 2.38. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA, 2000-2019



FUENTE: INE/ IDAE.

La intensidad energética del sector servicios en España mantiene un nivel inferior al de la media europea, Figura 2.39, si bien la distancia entre ambos indicadores ha ido acortándose progresivamente dado el mayor crecimiento relativo registrado en España hasta 2011. Desde entonces, se produce un cambio de tendencia, en línea con la evolución seguida por el indicador europeo. A partir de 2016 se tiende a recuperar la tendencia anterior a la baja.

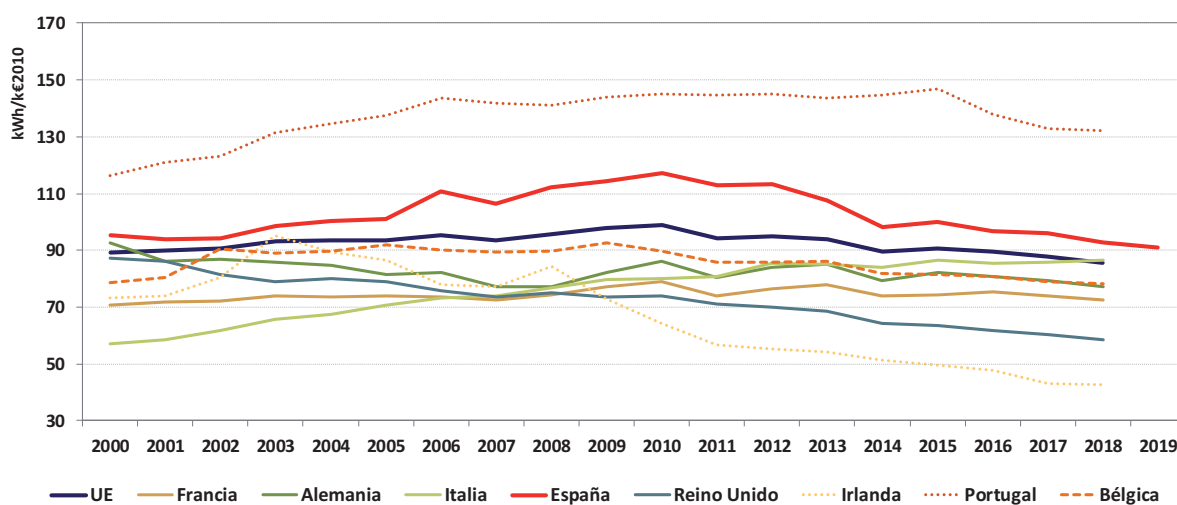
FIGURA 2.39. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2019



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

La intensidad eléctrica del sector servicios en España se diferencia de la intensidad global por su mayor crecimiento, especialmente entre 2000 y 2010, a una tasa del 2,1%/año, tres veces superior a la de la intensidad global nacional (+0,7%/año). Esta evolución ha supuesto una progresiva divergencia con la intensidad eléctrica del conjunto de la UE en dicho periodo, Figura 2.40, manteniendo un valor superior a ésta. A partir de entonces cambia la tendencia de la intensidad eléctrica nacional, disminuyendo a mayor ritmo (-2,9%/año) que la media UE (-1,8%/año), y, por tanto, reduciéndose la distancia con ésta. Igualmente, se atenúa la diferencia con la intensidad global nacional en cuanto al ritmo de variación anual, registrando mejoras incluso superiores a partir de 2015.

FIGURA 2.40. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-201



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

El menor crecimiento de la intensidad eléctrica, puede deberse a mejoras de eficiencia en la iluminación y equipamiento eléctrico utilizado principalmente en los sectores más consumidores (oficinas, comercio y hostelería), unido a sistemas de gestión del consumo, a lo que se podría sumar el efecto de los precios de la electricidad.

El valor superior de la intensidad eléctrica del sector servicios en España respecto a la media europea se asocia al peso superior de la electricidad (63,1%) en la cobertura de las necesidades del sector frente al 48,7% 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. EL SECTOR ELÉCTRICO

3.1. INTRODUCCIÓN

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

Esta ley 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 ello regula la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de la actividad de producción de energía eléctrica.

La puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de producción requiere de las siguientes autorizaciones administrativas:

- a) previa que otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.
- b) de construcción, que permitirá al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.
- c) de explotación, que permitirá, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

La normativa que regula la tramitación para la obtención de dichas autorizaciones administrativas es el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Durante 2019 en la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) autorizó más de 1 GW de generación renovable entre eólica y fotovoltaica.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) contempla cerca de 59 GW 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.

Por su relevancia dentro de la estructura energética de España, las principales magnitudes referentes al sector eléctrico español para el año 2019, así como su evolución en los últimos años, se hallan en el apartado 2.2.3 de este Libro.

Dada la intensidad de la actividad normativa, se dedica el apartado 3.8 al desarrollo normativo que tuvo lugar en 2019.

3.2. IMPACTO DEL PAQUETE DE ENERGÍA LIMPIA DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL MERCADO

El paquete normativo de «Energía Limpia para todos los Europeos» de la Unión Europea, persigue alcanzar los objetivos climáticos europeos a 2030, manteniendo la seguridad de suministro y la competitividad de los precios de la energía.

Durante el año 2019 fueron aprobados:

- El Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad.
- La Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE.

A través de estas disposiciones, se avanza en el diseño del mercado interior de la electricidad, se revisan sus normas y principios con el fin de garantizar su buen funcionamiento, la competitividad y la ausencia de distorsiones.

Uno de los elementos clave es garantizar que los proveedores de electricidad puedan fijar sus propios precios. De este modo se limitarán las distorsiones del mercado, habrá más competencia y bajarán los precios al por menor. Al mismo tiempo, se asegura que los clientes vulnerables sigan estando protegidos al permitir que los Estados miembros apliquen precios regulados a los clientes domésticos en situación de vulnerabilidad. La Directiva también permite a los Estados miembros aplicar intervenciones públicas en la fijación de precios para el suministro de electricidad destinada a otros clientes domésticos y microempresas durante un periodo de transición, con el fin de establecer una competencia efectiva entre proveedores y lograr una tarificación minorista de la electricidad plenamente eficaz.

Se prevé que los consumidores puedan participar directamente en el mercado en tanto que consumidores activos, por ejemplo, vendiendo electricidad autogenerada, participando en mecanismos de respuesta de la demanda, o adhiriéndose a comunidades ciudadanas de energía. Se garantiza el acceso de los clientes a instrumentos de comparación de precios, contadores inteligentes y contratos de electricidad de tarifas dinámicas. A más tardar en 2026, los clientes podrán cambiar de proveedor de energía en un plazo de 24 horas.

Además, se pretende impulsar el papel de los agregadores como intermediarios entre grupos de consumidores y el mercado.

3.3. MERCADO MAYORISTA

3.3.1. Reparto de competencias en el mercado mayorista

En materia de mercado, durante el año 2019 se procedió al reparto de competencias respetuoso con el marco comunitario europeo, mediante la aprobación del 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 la electricidad y del gas natural, el cual modificó, entre otras, la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Compete a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) la regulación de las reglas de funcionamiento de los mercados organizados, debiendo tener en cuenta las orientaciones de política energética fijadas por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD).

En virtud de lo cual en diciembre de 2019 fue publicada la Circular 3/2019, de 20 de noviembre, de la CNMC, por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

En 2019 se aprobó la resolución de la CNMC por la que se aprueban las condiciones relativas al balance, para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico español.

3.3.2. Organización del mercado eléctrico de producción

El mercado eléctrico de producción, se estructura en los siguientes: mercados a plazo, mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance y los mercados no organizados.

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

Además, 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:

3. Sector eléctrico

- Solución de restricciones técnicas. Servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema
- 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
 - 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.
 - 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 gestión de los mercados de balance pasará a gestionarse mediante plataformas europeas de balance para cada uno de los servicios en los próximos años.

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.

3.3.3. Evolución del precio en el mercado mayorista

Durante el año 2019 la energía final en el mercado eléctrico disminuyó un 1,8% respecto al año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en 2019, ascendió a 175 TWh, lo que supone una reducción del 4,4% respecto al año 2018 con un precio medio aritmético del mercado diario de 47,68 €/ MWh, un 16,8% inferior al del año anterior.

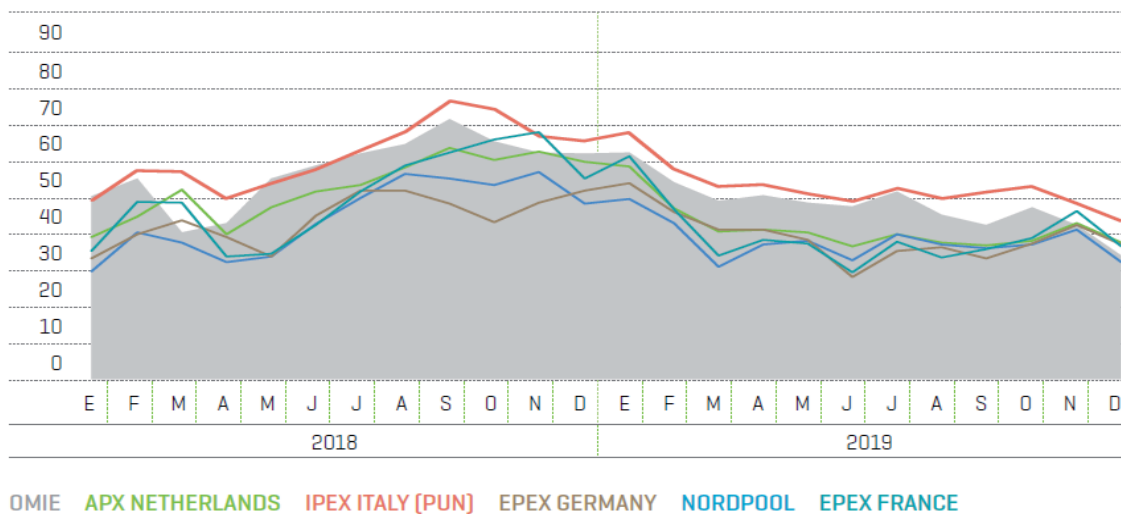
La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario por subastas en el sistema eléctrico español, en el mismo periodo, se situó en 30,2 TWh, representando una reducción del 9,7% respecto al año 2018, con un precio medio aritmético de 47,99 €/MWh.

Las ventas de energía en el mercado intradiario continuo se situaron en 12,4 TWh. El precio medio ponderado en España osciló entre los 32,53 €/MWh de diciembre y los 62,87 €/MWh de enero.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico fue de 53,4 €/MWh¹, lo que supuso una reducción del 18,0% respecto del año anterior. El 90,9 %, aproximadamente, de este precio, correspondió en 2019 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, los pagos por capacidad y el servicio de interrumpibilidad.

Asimismo, 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 periodo 2018-2019 sería el siguiente:

FIGURA 3.1. COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS (€/MWH) DE ESPAÑA CON OTROS PAÍSES EUROPEOS



FUENTE: Informe de Red Eléctrica de España «El sistema eléctrico español 2019».

En cuanto al número de agentes que participaron en el mercado eléctrico en 2019, hubo un total de 101 generadores y 370 comercializadores.

¹ Datos extraídos del informe de Red Eléctrica de España «El sistema eléctrico español 2019».

TABLA 3.1. 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
2019	101	370

FUENTE: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2019.

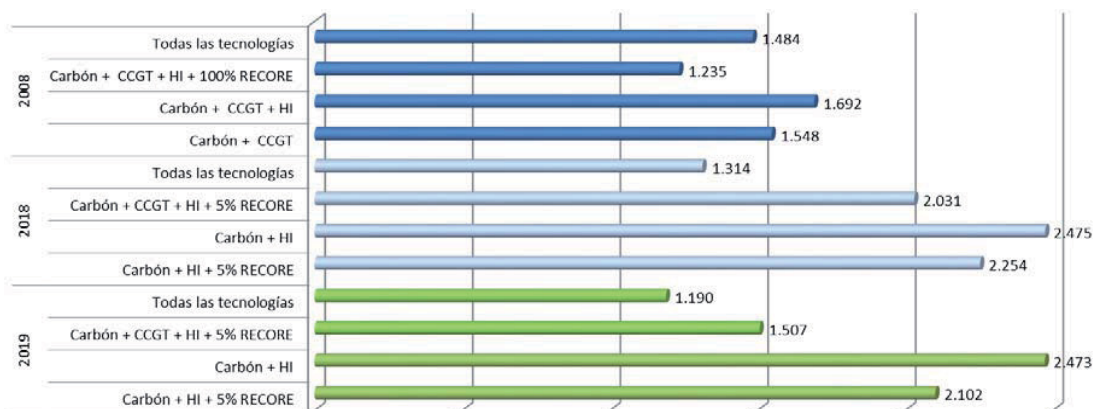
Asimismo, cabe destacar la información correspondiente al Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), con desglose por períodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa 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.

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.

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 de 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.

FIGURA 3.2. ÍNDICE HHI SEGÚN DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN EL PDBF EN EL ÁMBITO DEL MIBEL



FUENTE: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2019.

3.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

3.4.1. Mercado minorista: Consideraciones generales

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 (333 comercializadores a 31 de diciembre de 2019). Las condiciones de suministro de energía eléctrica se determinan a través del contrato de suministro que pactan las partes, cumpliéndose las obligaciones que establece la ley en materia de contratación de suministro de energía eléctrica (lo que se denomina como «mercado libre»).

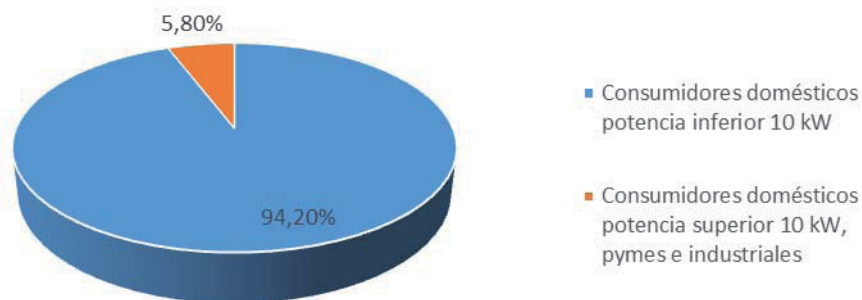
Además, los consumidores de menor tamaño —consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW—, tienen también la opción de ser suministrados por alguno de los ocho comercializadores de referencia (COR) existentes (lo que se denomina como «mercado regulado»). En el caso 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. Ambas figuras se encuentran reguladas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Alternativamente, los consumidores pueden adquirir energía directamente en el mercado de producción, siendo estos los denominados consumidores directos en mercado. Conviene señalar que desde 2017, se está registrando una proliferación en el número de estos consumidores. Sin embargo, este incremento en el número de consumidores directos, durante 2019 no se vio acompañado de un incremento en la demanda de este segmento, que se situó en 2.666,95 GWh, (un 4,7% menos que en 2018). Por último, este consumo representó en 2019 el 2,4% del total de la energía, frente al 2,5% en 2018).

3. Sector eléctrico

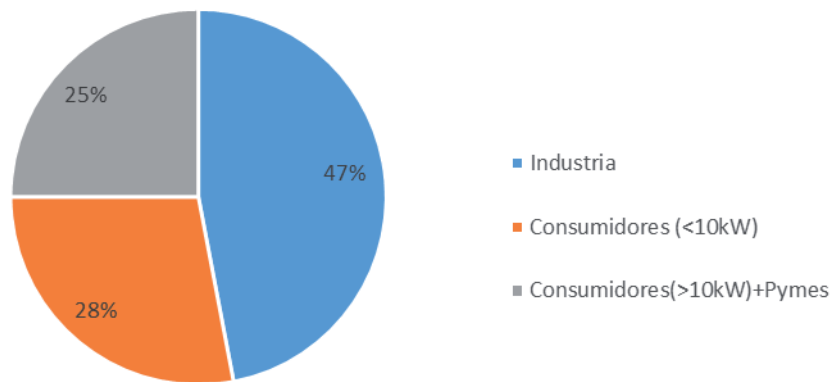
A 31 de diciembre de 2019, el número de consumidores en el mercado minorista español ascendió a 29.546.187 consumidores, con un consumo anual de electricidad de 237.452 GWh. De estos 29 millones, el 94,2% son consumidores de ámbito doméstico con potencia contratada igual o inferior a 10 kW, y el 5,8% restante corresponde a consumidores domésticos de más de 10 kW, pymes e industriales.

FIGURA 3.3.A. TIPO DE CONSUMIDORES 2019 (SEGÚN POTENCIA CONTRATADA)



En términos de energía, el 47% correspondió al consumo de la industria, el 28% a consumidores de hasta 10 kW, y el 25% a pymes y domésticos de más de 10 kW.

FIGURA 3.3.B. TIPO DE CONSUMIDORES 2019 (SEGÚN USO DE LA ENERGÍA)



En términos de distribución entre el mercado libre y el mercado regulado, a 31 de diciembre de 2019, casi 11 millones de consumidores estaban acogidos al PVPC y se encontraban suministrados por un comercializador de referencia, lo que representa un 39% (36% medido en términos de energía) de los consumidores con potencia contratada hasta 10 kW. Estas cifras representan una reducción de más de 1 punto (tanto en términos de puntos de suministro, como de energía) respecto a la cuota del año anterior⁴.

⁴ Todos los datos mostrados en este epígrafe corresponden al informe anual elaborado para 2019 por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia relativo a la supervisión del mercado minorista de electricidad.

3.4.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países

3.4.2.1. Componentes del precio final del mercado minorista

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

- El coste de la energía (mercado diario e intradiario, servicios de ajuste, pagos por capacidad), Coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, retribución del Operador del Sistema (REE) y del Operador del Mercado (OMIE), y margen de comercialización.
- Los peajes de acceso fijados en 2019 por el Gobierno, destinados a cubrir los costes regulados del sistema eléctrico (redes de transporte y distribución, renovables, anualidades del déficit de tarifa, sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares, principalmente).

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

En el Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, se produjo el traspaso de competencias⁵ a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. Ésta es 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 debe aprobar 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, ...).

3.4.2.2. 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, existen dos posibilidades de contratación:

- Formalizar el contrato de suministro con un comercializador y el contrato de acceso de terceros a la red (contrato ATR) con el distribuidor.

⁵ Esta separación de competencias se hizo efectiva posteriormente, mediante publicación el 24 de enero de 2020 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

3. Sector eléctrico

- O bien, realizar la contratación tanto del suministro como de los peajes de acceso a la red a través del comercializador.

Asimismo, existen dos modalidades de contratación del suministro:

- Mercado libre con cualquier comercializadora de energía eléctrica.

En el siguiente enlace web se puede ver el listado de las comercializadoras de energía eléctrica <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>

- Con una comercializadora de referencia del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) (a esta modalidad pueden acogerse los consumidores con potencia contratada hasta 10 kW).

3.4.2.3. Actualización de los peajes de acceso y determinación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en 2019

En 2019 se prorrogaron los precios de los términos de potencia y energía activa aplicados de acuerdo con la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre.

En relación con el PVPC, la metodología de cálculo incluye un término de potencia y un término de energía. El término de potencia (TPU) es el término de potencia del peaje de acceso (fijado en 38,043426 €/kW). El término de energía (TEU) es diferente en cada hora, ya que depende, entre otros términos del precio medio horario resultante para cada hora en el mercado eléctrico.

En lo que se refiere al margen comercial a partir del 1 de enero de 2019 (inicio del trienio 2019 a 2021) siguieron aplicándose los valores de los costes de comercialización de aplicación en los años 2016, 2017 y 2018:

El valor del término fijo (CCF) de los costes de comercialización fue 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 fue 0,000557 €/kWh.

Además, según el artículo segundo de la Orden TEC/332/2019, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2019, el valor de la Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (RFE), incluida en el término variable horario de los costes de comercialización (CCVh) a considerar en el cálculo del PVPC, fue de 0,000240 €/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 categorías concre-

tas 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 PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

3.4.2.4. 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) en 2019 se incrementaron para todos los tipos de consumidores respecto al año 2018, excepto para los consumidores industriales:

TABLA 3.2. PRECIOS MEDIOS FINALES (€/MWH) SEGÚN EL TIPO DE CONSUMIDOR (INCLUIDOS 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
2019	224	271	257	179	112

FUENTE: CNMC.

Se observan los siguientes incrementos:

- 2% para domésticos hasta 10 kW de potencia contratada,
- 4% para domésticos de más de 10 kW,
- 2% para pymes
- -1% para industriales.

Como comparativa, para los consumidores acogidos al PVPC, el precio se redujo un 7%.

La Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019 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 sí se aprecia una reducción de la misma. En el caso de las pymes, esta reducción se debió a una menor facturación del término de potencia, mientras que, en el caso de los domésticos de menos de 10 kW, se apreció una continuación del traslado de consumidores con peaje de acceso sin discriminación horaria a peaje de acceso con discriminación horaria. La facturación media del peaje de acceso en los consumidores industriales se redujo, en parte como consecuencia de la integración de la tarifa 6.1B en la 6.2.

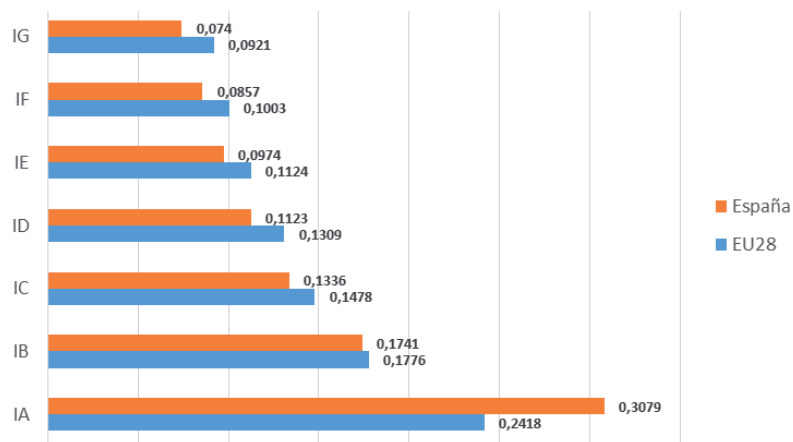
3. Sector eléctrico

En cuanto al componente implícito en la facturación del coste de suministro de la energía (incluido pérdidas y otros costes), éste se incrementó en 2019 respecto a 2018 para todos los consumidores, excepto los industriales. En el caso de consumidores domésticos se elevó un 7%, en las pymes creció un 4%, mientras que en los industriales disminuyó un 1%.

3.4.2.5. Comparación con otros países

A continuación, se detallan los precios medios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo industrial y doméstico.

FIGURA 3.4. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2019



**TABLA 3.3. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES
SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2019**

	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
EU28	0,2418	0,1776	0,1478	0,1309	0,1124	0,1003	0,0921
Zona Euro	0,2582	0,1836	0,1522	0,1325	0,1096	0,0956	0,0829
Bélgica	0,2671	0,1848	0,1388	0,1192	0,0972	0,0786	0,0548
Bulgaria	0,1252	0,1136	0,1042	0,0991	0,0932	0,0819	0,0787
República Checa	0,2321	0,1716	0,0948	0,0914	0,0907	0,0859	
Dinamarca	0,2889	0,2604	0,2324	0,2311	0,2203	0,2211	0,2239
Alemania	0,2724	0,2232	0,1989	0,1781	0,1479	0,1278	0,1114
Estonia	0,1477	0,118	0,1098	0,0982	0,091	0,0906	0,0826
Irlanda	0,2434	0,1826	0,1499	0,1152	0,1031	0,0983	0,0893
Grecia	0,1786	0,1534	0,1149	0,1006	0,0912		
España	0,3079	0,1741	0,1336	0,1123	0,0974	0,0857	0,074
Francia	0,1987	0,1519	0,1136	0,0941	0,0762	0,0672	0,0583
Croacia	0,1665	0,143	0,1192	0,1075	0,097	0,0733	
Italia	0,3713	0,2213	0,187	0,1575	0,1285	0,1063	0,091
Chipre	0,2268	0,2192	0,2115	0,2003	0,1946	0,1778	0
Letonia	0,242	0,1583	0,1295	0,1116	0,097	0,0912	0
Lituania	0,1607	0,1275	0,1146	0,1022	0,0906	0	0
Luxemburgo	0,1632	0,1201	0,0983	0,0798	0,049		
Hungría	0,1619	0,14	0,1188	0,108	0,1009	0,0976	0,0857
Malta	0,2499	0,1596	0,1423	0,1244	0,1133	0,1051	
Países Bajos		0,1291	0,1087	0,1039	0,0725	0,0676	0,0708
Austria	0,1909	0,1514	0,1305	0,1149	0,1012	0,0936	0,0853
Polonia	0,1759	0,1335	0,1018	0,0944	0,0919	0,0819	0,1051
Portugal	0,2345	0,1807	0,1408	0,1288	0,1061	0,097	
Rumanía	0,1379	0,1339	0,1206	0,1124	0,1053	0,105	0,0821
Eslovenia	0,1796	0,1388	0,1163	0,0991	0,085	0,0745	
Eslovaquia	0,2554	0,1812	0,158	0,1496	0,1322	0,1189	0,1217
Finlandia	0,1219	0,1093	0,0894	0,0839	0,0727	0,0728	
Suecia	0,1863	0,1035	0,0867	0,0745	0,0632	0,0596	0,0514
Reino Unido	0,2261	0,2043	0,1864	0,1736	0,1646	0,1557	0,1611

FUENTE: EUROSTAT⁶.

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

⁶ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en

3. Sector eléctrico

FIGURA 3.5. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2019

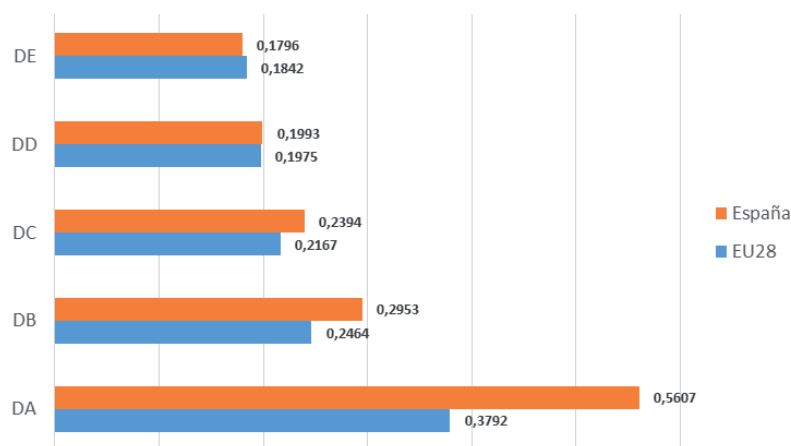


TABLA 3.4. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2019

	DA	DB	DC	DD	DE
EU28	0,3792	0,2464	0,2167	0,1975	0,1842
Zona Euro	0,4146	0,2602	0,2276	0,2086	0,1947
Bélgica	0,5012	0,3099	0,286	0,2627	0,2094
Bulgaria	0,1017	0,0994	0,0958	0,0939	0,0935
República Checa	0,3216	0,2335	0,177	0,1395	0,1388
Dinamarca	0,3671	0,3173	0,2924	0,233	0,2137
Alemania	0,457	0,3244	0,2878	0,2644	0,237
Estonia	0,1633	0,1468	0,1411	0,1325	0,1218
Irlanda	0,4117	0,3169	0,2546	0,2209	0,1833
Grecia	0,1983	0,1606	0,1551	0,1613	0,1996
España	0,5607	0,2953	0,2394	0,1993	0,1796
Francia	0,3792	0,2228	0,1913	0,1741	0,1671
Croacia	0,2035	0,1416	0,1324	0,1276	0,1244
Italia	0,4676	0,2521	0,2341	0,2324	0,2252
Chipre	0,3214	0,2362	0,2236	0,2174	0,2124
Letonia	0,2293	0,1736	0,164	0,1557	0,1574
Lituania	0,13	0,1276	0,1254	0,1208	0,1133
Luxemburgo	0,3452	0,214	0,1799	0,1553	0,145
Hungría	0,1145	0,1114	0,1097	0,1079	0,1063
Malta	0,3657	0,1492	0,1304	0,1508	0,3198
Países Bajos	0,0983	0,1831	0,2055	0,2104	
Austria	0,3847	0,2453	0,2074	0,1832	0,1617
Polonia	0,1837	0,147	0,1376	0,1294	0,1259
Portugal	0,3814	0,2416	0,2181	0,2067	0,1958
Rumanía	0,1425	0,1422	0,1421	0,1436	0,1416
Eslovenia	0,3021	0,2043	0,1666	0,1453	0,1272
Eslovaquia	0,2486	0,1823	0,1585	0,1385	0,1229
Finlandia	0,377	0,2461	0,1783	0,1523	0,1255
Suecia	0,4027	0,2417	0,2076	0,1764	0,1506
Reino Unido	0,3397	0,2461	0,221	0,2019	0,1884

FUENTE: EUROSTAT⁷.

⁷ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204__custom_447634/default/table?lang=en

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. 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 crearon y desarrollaron 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.

Se crean las figuras de consumidor vulnerable, vulnerable severo y se define la figura del consumidor en riesgo de exclusión social.

Así, las personas que cumplan con los requisitos para ser consideradas como «consumidor vulnerable» podrán acceder a un descuento de su factura eléctrica (bono social eléctrico) de un 25%. El «Consumidor vulnerable severo» accederán a un descuento del 40% en la factura de electricidad.

Finalmente, al «Consumidor en riesgo de exclusión social» en el caso de imposibilidad temporal para hacer frente al pago de la factura eléctrica, no se podrá interrumpir el suministro eléctrico.

3.5.1. Estrategia Nacional 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, estableció en 2018 un mandato al Gobierno para que aprobase, en el plazo de 6 meses, una Estrategia Nacional de Lucha Contra la Pobreza Energética.

Siguiendo dicho mandato, el 5 de abril de 2019 fue aprobada la **Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024**⁸, la cual se configura como el instrumento que permitirá abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión a medio y largo plazo.

⁸ https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf

3. Sector eléctrico

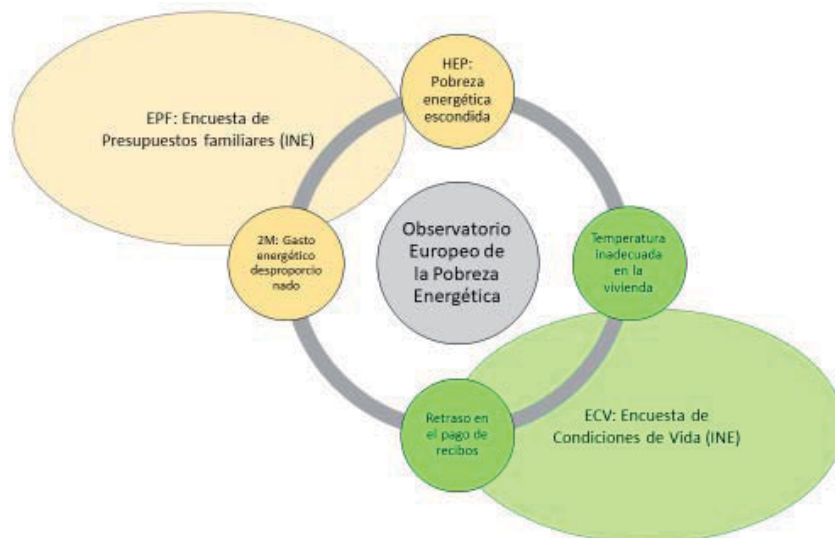
En su elaboración, se recabó la participación de distintos departamentos ministeriales, Comunidades Autónomas y Entidades locales, así como entidades del tercer sector, asociaciones y empresas energéticas.

La Estrategia proporciona una definición de pobreza energética y del consumidor en situación de vulnerabilidad. En ella se realiza un diagnóstico inicial de este fenómeno, y se caracteriza el problema a través del diseño de indicadores oficiales de medición coincidentes con los utilizados por el Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV), lo que permite la comparación con otros Estados miembros. Los indicadores son actualizados con periodicidad anual y se elaboran a partir de las encuestas consolidadas del Instituto Nacional de Estadística: la Encuesta de Presupuestos Familiares y la Encuesta de Condiciones de Vida.

Los indicadores clave son:

1. Gasto desproporcionado (2M): porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional.
2. Pobreza energética escondida (HEP, en su acrónimo inglés): porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional.
3. Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada: porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada.
4. Retraso en el pago de las facturas: porcentaje de población que tiene retrasos en el pago de facturas de los suministros de la vivienda.

FIGURA 3.6. PRINCIPALES INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA



La Estrategia reveló que, entre 3,5 y 8,1 millones de personas, en función del indicador utilizado, se encuentran en situación de pobreza energética en España. El objetivo marcado es conseguir reducir como mínimo el 25% de la pobreza energética para 2025, buscando alcanzar una disminución del 50% sobre dichos valores.

Para avanzar en la consecución de dicho objetivo, se plantean en este documento estratégico 4 ejes de actuación con 19 medidas, cuyo desarrollo e implantación se materializará mediante planes operativos y los correspondientes desarrollos normativos.

Eje I. Mejorar el conocimiento de la pobreza energética.

Eje II. Mejorar la respuesta frente a la situación actual.

Eje III. Crear un cambio estructural para su reducción.

Eje IV. Medidas de protección a los consumidores y concienciación social.

Entre las medidas previstas destacan la creación de un nuevo bono social energético y medidas estructurales de mejora de la eficiencia energética de los hogares habitados por personas en situación de vulnerabilidad energética.

Por lo que respecta a la evolución de los indicadores de pobreza energética, todos ellos se redujeron en 2019 respecto de 2018. En 2019 disminuyó, por tanto, el número de hogares que se encontraban en situación de pobreza energética en España tras la aplicación de las medidas a corto plazo incluidas en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética.

TABLA 3.6. EVOLUCIÓN DE LOS CUATRO INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA DESDE EL AÑO 2016 HASTA EL 2019

Indicador primario	2016	2017	2018	2019
Gasto desproporcionado 2M (% hogares)	16,7	17,3	16,9	16,7
Pobreza energética escondida HEP (% hogares)	11,3	10,7	11,0	10,6
Temperatura inadecuada en la vivienda en invierno (% población)	10,1	8,0	9,1	7,6
Retraso en pago de facturas de suministros de la vivienda (% población)	7,8	7,4	7,2	6,6

3.5.2. Evolución del número de consumidores vulnerables

A 31 de diciembre de 2019, un total de 1.230.860 de consumidores era beneficiario del bono social (en sus diferentes categorías; consumidor vulnerable y vulnerable severo).

TABLA 3.7. NÚMERO DE BENEFICIARIOS DEL BONO SOCIAL

	Categoría Bono Social	Número de beneficiarios 2019
Consumidores Vulnerables	Unidad Familiar sin menores	282.554
	Unidad Familiar con un menor	20.253
	Unidad Familiar con dos menores	16.306
	Familia Numerosa	213.215
	Pensionistas	98.582
Consumidores Vulnerables Severos	Unidad Familiar sin menores	338.781
	Unidad Familiar con un menor	61.033
	Unidad Familiar con dos menores	38.135
	Familia Numerosa 76.569	89.507
	Pensionistas 67.191	72.494
Total		1.230.860

FUENTE: CNMC.

3.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tras la aprobación del 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 la electricidad y del gas natural, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia asumió las competencias para establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica que deberán ser de aplicación a partir del 1 de enero de 2020. El ejercicio de estas competencias debe realizarse conforme a las orientaciones de política energética que, en su caso, fije el Gobierno.

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.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia es responsable de aprobar la normativa que, en el ejercicio de las competencias que le atribuye el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, habrá de regular la metodología retributiva de la actividad de transporte.

En referencia a la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica correspondiente al año 2019, la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, estableció una cuantía provisional en concepto de entrega a cuenta, igual 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 ascendió a 1.709.997.833 euros.

3.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica

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, el Registro Administrativo de Distribuidores recoge 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.

El Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, dejará de ser de aplicación una vez que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia apruebe la normativa que, en el ejercicio de las competencias que le atribuye 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 la electricidad y del gas natural, habrá de regular la nueva metodología retributiva de la actividad de distribución.

En el momento de redactar el presente documento se encuentra pendiente de aprobación la orden de retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica correspondiente al año 2019. Como consecuencia de lo anterior, la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019, establece una cuantía provisional en concepto de entrega a cuenta, igual 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, la cual asciende a 5.162.634.482 de euros

3.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Red de transporte de energía eléctrica

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 aprobada por la Administración General de Estado.

En la actualidad se encuentra en vigor el documento «Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020», aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 (Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre).

Mecanismo de flexibilidad de la planificación vinculante: modificación de aspectos puntuales y adaptaciones de carácter técnico

Mediante la Orden TEC/748/2019, de 27 de junio, se aprobaron adaptaciones de carácter técnico del documento «Planificación Energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020». El coste estimado de las actuaciones propuestas fue de -20,7 M€, es decir, supuso una reducción de costes para el sistema eléctrico respecto a lo planificado.

Planificación de la red de transporte 2021-2026

El 1 de marzo de 2019 se publicó la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con

Horizonte 2026, que dará lugar a la planificación 2021-2026. En ella se establecieron los siguientes principios rectores:

- a) El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima se van a concretar a nivel nacional en el PNIEC 2021-2030.
- b) La maximización de la penetración renovable en el sistema eléctrico, minimizando el riesgo de vertidos, y de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico.
- c) La evacuación de energías renovables en aquellas zonas en las que existan elevados recursos renovables y sea posible ambientalmente la explotación y transporte de la energía generada.
- d) La contribución, en lo que respecta a la red de transporte de electricidad, a garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.
- e) La compatibilización del desarrollo de la red de transporte de electricidad con las restricciones medioambientales.
- f) La supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad.
- g) El cumplimiento de los principios de eficiencia económica y del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- h) La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.
- i) La reducción de pérdidas para el transporte de energía eléctrica a los centros de consumo.

El periodo para recibir estas propuestas finalizó el 2 de junio de 2019 y recibándose 1.335 propuestas de 177 sujetos. Las propuestas recibidas, así como otras que se consideren necesarias, fueron preliminarmente analizadas, a lo largo de 6 meses, por el operador del sistema (OS), considerando, entre otras cuestiones, los objetivos del Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030, que en esta ocasión constituye la parte indicativa de la planificación.

El OS remitió, el 3 de diciembre de 2019, una propuesta inicial que debe ser informada por la CNMC, según se establece en el artículo 7.7 de la Ley 3/2013 de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

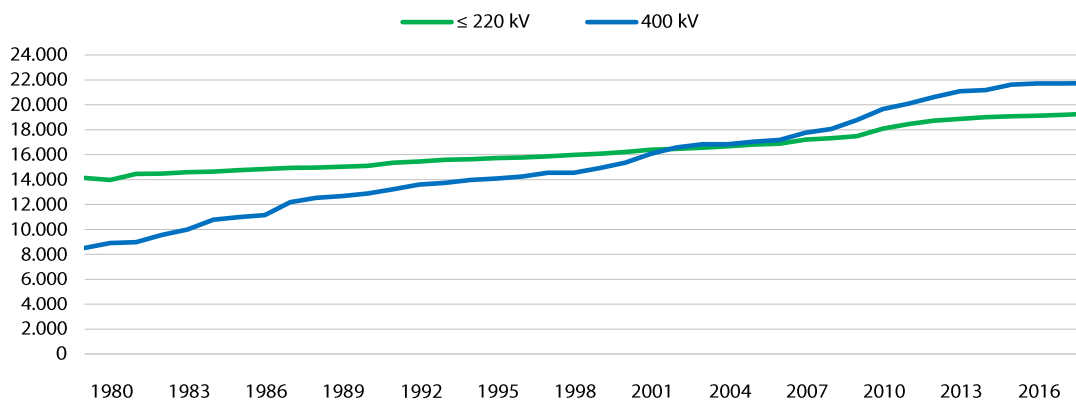
3. Sector eléctrico

Red de transporte, activos en 2019

Durante el año 2019 se pusieron en servicio 198 km de circuito y 168 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuito total de la red nacional en 44.453 kilómetros y 6.086 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 1.335 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.735 MVA.

La ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizada por Red Eléctrica en España supuso una inversión de 396 millones de euros (de acuerdo al Informe de Sostenibilidad de Red Eléctrica de España REE).

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



FUENTE: REE. Datos provisionales pendientes de auditoría en curso

TABLA 3.8. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Total líneas (km)	21.736	19.295	1.873	1.549	44.453
Líneas aéreas (km)	21.619	18.545	1.141	1.235	42.541
Cable submarino (km)	29	236	540	30	835
Cable subterráneo (km)	88	513	192	283	1.077
Transformación (MVA)	84.864	1.563	3.838	3.470	93.735

NOTA: Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2019.

FUENTE: REE.

TABLA 3.9. EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 Y \leq 220 KV (KM DE CIRCUITO)

Año	400 kV	\leq 220 kV	Año	400 kV	\leq 220 kV
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.366	16.216
1982	8.975	14.466	2002	16.068	16.398
1983	9.563	14.491	2003	16.589	16.458
1984	9.998	14.598	2004	16.837	16.570
1985	10.781	14.652	2005	16.843	16.679
1986	10.978	14.746	2006	17.049	16.817
1987	11.147	14.849	2007	17.187	16.877
1988	12.194	14.938	2008	17.762	17.199
1989	12.533	14.964	2009	18.053	17.332
1990	12.686	15.035	2010	18.789	17.481
1991	12.883	15.109	2011	19.668	18.082
1992	13.222	15.356	2012	20.106	18.451
1993	13.611	15.442	2013	20.636	18.724
1994	13.737	15.586	2014	21.090	18.863
1995	13.970	15.629	2015	21.181	19.004
1996	14.084	15.734	2016	21.616	19.092
1997	14.244	15.776	2017	21.725	19.117
1998	14.538	15.876	2018	21.727	19.192
1999	14.538	15.975	2019 ⁽¹⁾	21.736	19.295

NOTA: Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2019 destacaron los siguientes según la zona geográfica de su desarrollo.

Andalucía: se ha realizado la ampliación de la subestación Don Rodrigo 220 kV para conexión y evacuación de generación de origen renovable. Adicionalmente, se ha puesto en servicio la subestación Santa Elvira 220 kV y el doble circuito Santa Elvira-Alcores 220 kV para apoyar a la red de distribución de la zona. Destaca también la incorporación a la red de transporte de la línea aérea Gazules-Parralejo 220 kV que mejorará la seguridad del suministro, ayudará a la evacuación de energía renovable y favorecerá el apoyo a la red de distribución de la zona. Finalmente se ha puesto en servicio una nueva unidad de transformación 400/220 kV en la subestación Palos 400 kV para resolver restricciones técnicas de la zona.

Aragón: se ha llevado a cabo la ampliación de las subestaciones de Mezquita 220 kV y Muniesa 220 kV. El objetivo de estas ampliaciones es incrementar las posibilidades de evacuación de generación de origen renovable.

Baleares: para mejorar la seguridad de suministro de la zona Palma de Mallorca, se ha puesto en servicio la subestación Son Moix 220/66 kV y su conexión mediante entrada-salida al circuito Son Reus-Valldurgent 220 kV y mediante doble circuito subterráneo a la subestación Rafal 66 kV. Asimismo, también se han trasla-

3. Sector eléctrico

dado los circuitos Rafal-Coliseo 66 kV y Falca a Son Moix 66 kV. Por último, en Ibiza se ha puesto en servicio el circuito Ibiza-Torrent 132 kV para mejorar la seguridad de suministro de esta isla.

Canarias: destaca el refuerzo en la interconexión del subsistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con la puesta en servicio del doble circuito La Oliva-Puerto del Rosario 132 kV, así como la incorporación de dos transformadores 132/66 kV y una reactancia 132 kV en la subestación de Playa Blanca.

Castilla La Mancha: se ha puesto en servicio una posición para apoyo a distribución en Villares del Saz 220 kV. Asimismo, se ha avanzado en cuanto a tramitaciones y trabajos, en el cambio de configuración de la subestación de Talavera 220 kV, así como en el resto de las actuaciones planteadas en la Planificación 2015-2020.

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 ampliaciones de las subestaciones Tordesillas 220 kV y Mudarra 400 kV para conexión y evacuación de generación de origen renovable. Se ha mejorado la seguridad de suministro de la zona de Soria con la puesta en servicio la subestación de Magaña 220 kV (E/S en Oncala-Trevago 220 kV) y la nueva línea Magaña-Moncayo 220 kV. Finalmente, para mejorar el control de los niveles de tensión se ha puesto en servicio la segunda reactancia en Aldeadávila 400 kV.

Cataluña: ha continuado el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona, al ir completando el desarrollo previsto en el binudo de Gramanet 220 kV y sus conexiones con Rubí 220 kV y Sant Just 220 kV. Por otra parte, se ha avanzado en los refuerzos de la red de transporte de Girona con la adecuación de la subestación de Mas Figueres 220 kV.

Extremadura: se ha puesto en servicio una posición para evacuación de energía renovable en Trujillo 220 kV. Al mismo tiempo ha proseguido el avance, en cuanto a tramitaciones y trabajos, en dos nuevas subestaciones: Cañaveral 400 kV y Carmonita 400 kV, para la alimentación del tren de alta velocidad.

Levante: se ha puesto en servicio el binudo de La Eliana B 220 kV para mejorar la fiabilidad del sistema, así como la puesta en servicio del circuito La Eliana B-Feria de Muestras 220 kV, una reactancia en La Eliana 400 kV y otra en Torrente 400 kV. También se ha puesto en servicio la línea El Palmeral-Torrellano 220 kV (cambio de topología) y el doble circuito Saladas-Torrellano 220 kV para mejorar la fiabilidad del sistema y dar apoyo a ejes ferroviarios.

Zona centro: han puesto en servicio las reactancias de Morata 400 kV, San Sebastián de los Reyes 400 kV y Arroyo de la Vega 220 kV, dentro del plan de instalación de nuevas reactancias para el control de la tensión eléctrica en la Comunidad de Madrid. También se ha proseguido el traslado de posiciones de línea de la subestación de Villaverde 220 kV a Villaverde Bajo 220 kV. Asimismo, han continuado los tra-

bajos de construcción del eje Tordesillas–Galapagar–San Sebastián de los Reyes (SUMA) a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid. Asimismo, continua la tramitación de aquellas actuaciones (apoyo a distribución, binudos, bypasses), que permiten mayor fiabilidad del sistema de la zona, compaginando el apoyo a la demanda con el control de la potencia de cortocircuito. Finalmente, se ha proseguido avanzando, en cuanto a tramitaciones y trabajos, en el resto de las actuaciones planteadas en la Planificación 2015-2020.

Zona norte: se prosigue en el País Vasco con la construcción el doble circuito Gueñes-Itxaso 400 kV. Dicha actuación forma parte del eje que, pasando por Itxaso, conectara el oeste del País Vasco (eje Abanto-Gueñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón). Este refuerzo permitirá aumentar la capacidad de evacuación de energía y una mayor integración de energías renovables, así como asegurar los valores comprometidos de capacidad de intercambio entre España y Francia. En Galicia para incrementar la conexión y evacuación de generación de origen renovable se han puesto en servicio las ampliaciones de las subestaciones de Regoelle 220 kV, Meson Do Vento 220 kV y Ludrio 400 kV.

Interconexiones internacionales

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.

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

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 (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). En 2019 no hubo cambios respecto al año anterior.

TABLA 3.10. RATIO DE INTERCONEXIÓN

Ratio	Interconexión	Percentil 70	Máximo
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%
2019	España	5,8%	7,7%
	Península	2,2%	3,0%

FUENTE: REE.

La capacidad de intercambio se calcula como la diferencia entre el valor teórico máximo de capacidad de intercambio y el margen de seguridad. La capacidad de intercambio de España respecto a su potencia instalada (percentil 70 en línea con ENTSO-E) 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 en Madrid entre España, Francia, Portugal, la Comisión Europea y el Banco Europeo de Inversiones 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 (Itxaso)-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 aquéllas 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 2019:

TABLA 3.11. INSTALACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA

Longitud de líneas eléctricas (km)		
Tensión	Aéreas	Subterráneas
Menos de 1.000 V	261.095	195.752
Desde 1.000 a 4.500 V	10	2
Más de 4.500 a 8.000 V	454	127
Más de 8.000 a 12.500 V	2.384	3.514
Más de 12.500 a 17.500 V	65.478	28.273
Más de 17.500 a 25.000 V	85.881	40.213
Más de 25.000 a 37.500 V	33.984	17.220
Más de 37.500 a 55.000 V	12.544	1.345
Más de 55.000 a 99.000 V	13.742	817
Más de 99.000 a 176.000 V	20.613	557

Transformadores y Centros de transformación, CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV \geq U \geq 1 kV	16.907	7.495.074
17,5 kV \geq U > 12 kV	96.792	42.770.698
24 kV \geq U > 17,5 kV	123.830	54.891.260
36 kV \geq U > 24 kV	55.692	32.931.320
52 kV \geq U > 36 kV	1.169	16.597.970
72,5 kV \geq U > 52 kV	1.606	35.199.562
123 kV \geq U > 72,5 kV	316	10.239.100
220 kV \geq U > 123 kV	2.764	148.040.029
400 kV \geq U > 220 kV	87	17.112.602

Transformadores y Centros de transformación, CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV \geq U \geq 1 kV	112	115.989
17,5 kV \geq U > 12 kV	770	476.308
24 kV \geq U > 17,5 kV	807	892.385
36 kV \geq U > 24 kV	685	6.946.565
52 kV \geq U > 36 kV	1.169	16.597.970
72,5 kV \geq U > 52 kV	1.606	35.199.562
123 kV \geq U > 72,5 kV	316	10.239.100
220 kV \geq U > 123 kV	2.764	148.040.029
400 kV \geq U > 220 kV	87	17.112.602

Transformadores y Centros de transformación, CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV \geq U \geq 1 kV	16.795	7.379.085
17,5 kV \geq U > 12 kV	96.022	42.294.390
24 kV \geq U > 17,5 kV	123.023	53.998.875
36 kV \geq U > 24 kV	55.007	25.984.755

FUENTE: MITERD a partir de la información que presentan las empresas distribuidoras en cumplimiento de las obligaciones recogidas en la normativa en vigor.

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.

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

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, del 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, 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.

Por lo que respecta a la previsión del extracoste para 2019, la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019 contempló una cuantía de 730 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.

3.8. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2019

El MITERD 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.

En relación a los desarrollos normativos aplicables a los territorios no peninsulares, cabe destacar la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas; y el Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Ambos desarrollos recogen, respectivamente, actualizaciones de los parámetros retributivos que determinan el régimen retributivo de las instalaciones térmicas, y la tasa de retribución financiera aplicable a dichas instalaciones, que serán empleados en el segundo periodo regulatorio, una vez finalizado el primer periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2019. De esta forma, se cumple lo indicado en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, en relación a adecuar la retribución de la actividad de producción en los territorios no peninsulares teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda eléctrica y la rentabilidad adecuada para estas actividades por periodos regulatorios que tendrán una vigencia de seis años.

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/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=014_Codigo_de_la_Energia_Electrica&tipo=C&modo=2

3.8.1. Normativa de ámbito comunitario

Durante el año 2019 se aprobaron las siguientes disposiciones normativas: Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad;

3. Sector eléctrico

Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE;

Reglamento (UE) 2019/941 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad y por el que se deroga la Directiva 2005/89/CE
Reglamento (UE) 2019/942 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, por el que se crea la Agencia de la Unión Europea para la Cooperación de los Reguladores de la Energía. En la actualidad se trabaja en su trasposición.

3.8.2. Normativa de ámbito nacional

A continuación, se incluye una relación con algunas de las normas de carácter nacional más relevantes aprobadas durante el año 2019 sobre el sector eléctrico:

- 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 la electricidad y del gas natural.
- Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.
- Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.
- Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.
- Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020.

- Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2026.
- Orden TEC/748/2019, de 27 de junio, por la que se aprueban adaptaciones de carácter técnico 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

En este capítulo se proporciona una visión general y resumida del sector nuclear en 2019, 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, en el marco del total nacional, y continúa aportando los datos anuales de fabricación nacional de combustible nuclear, haciendo referencia a las actuaciones que se llevaron a cabo para prevenir los efectos que una salida sin acuerdo del Reino Unido de la Unión Europea hubiera tenido en dicha fabricación.

Seguidamente se trata la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos de alta actividad, así como la gestión 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.

Por último, se indica la normativa aprobada en el año 2019 en relación con este sector.

4.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España a 31 de diciembre de 2019 había 7 reactores nucleares en operación, situados en 5 emplazamientos, con una potencia neta instalada de 7.117 MW, lo que representa el 6,5% de la potencia neta instalada total de generación eléctrica.

La producción neta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2019 fue de 55.824 GWh, lo que supone una contribución del 21,2% al total de la producción eléctrica neta (263.796 GWh).

En febrero de 2019, el Gobierno español remitió a la Comisión Europea el borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. En este Plan se establece la contribución de la energía nuclear al mix energético, y se contempla un cese de explotación de las centrales nucleares españolas en el horizonte temporal 2027-2035.

Teniendo en cuenta lo previsto en el borrador del PNIEC¹, en marzo de 2019, la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (ENRESA) y los propietarios de las centrales nucleares firmaron un Protocolo de intenciones en el que se establece un calendario de cese ordenado de explotación de las centrales nucleares actualmente en funcionamiento.

Durante el año 2019, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), emitió 24 resoluciones relativas a los documentos oficiales de explotación de las centrales nucleares, conforme a los cuales funcionan dichas centrales, o a modificaciones de diseño de las mismas.²

¹ <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

² <https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe%20anual%202019>

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 2019, la fábrica de Juzbado fabricó 615 elementos combustibles, de los que 505 correspondían al tipo PWR (reactor de agua a presión) y 110 al tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos incorporaron 265 toneladas de uranio. Del total, el 50% fueron fabricados para el mercado nacional y el 50% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica, Suecia y Finlandia.

La salida del Reino Unido de la Unión Europea (Brexit) y, por tanto, de la Comunidad Europea de Energía Atómica (Euratom), prevista inicialmente para el 29 de marzo de 2019, se prorrogó en primer término hasta el 12 de abril de 2019 y en segundo término hasta el 31 de octubre de 2019. Tras las negociaciones, el 17 de octubre de 2019 se adoptó entre ambas partes el denominado Acuerdo de Retirada, que estableció las condiciones para una salida ordenada y se fijó como fecha definitiva para la misma el 31 de enero de 2020, así como un periodo transitorio durante el cual el Reino Unido, pese a no pertenecer a la Unión Europea, estaría sujeto a las mismas obligaciones que cualquier otro Estado miembro.

Los contactos llevados a cabo en los últimos años con las Autoridades británicas, las sucesivas prórrogas de la fecha de salida, así como el establecimiento en el Acuerdo de Retirada del mencionado periodo transitorio, redujeron notablemente, durante 2019, el impacto que el Brexit podría tener, en caso de producirse una salida sin acuerdo, en la logística de aprovisionamiento del óxido de uranio enriquecido que la Fábrica de combustible nuclear de Juzbado utiliza en su proceso de fabricación, ya que este material nuclear procede en su mayor parte de una planta situada en el Reino Unido.

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 la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E. (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 2019 la autorización previa estaba pendiente de 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 han de conceder 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.

Desde 2018, el informe del CSN sobre la autorización de construcción se encuentra suspendido temporalmente a petición del entonces Ministerio para la Transición Ecológica, 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 que Enresa solicitó dicha autorización.

Cabe indicar que el proceso de concesión de autorizaciones del ATC se ha visto afectado como consecuencia de la ampliación del Espacio Protegido Red Natura 2000 «Laguna de El Hito» (ZEPA) por la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha, ampliación que fue recurrida por la Abogacía del Estado y posteriormente anulada por el Tribunal Superior de Justicia de Castilla-La Mancha.

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

Durante 2019 en algunas de las centrales nucleares Enresa llevó 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 2019 se pueden destacar las siguientes actuaciones:

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, el 12 de junio de 2019 la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MITERD formuló DIA favorable. El 18 de junio de 2019 se concedió, previo informe favorable del CSN, la autorización de ejecución y montaje. Por otra parte, en julio de 2019 el titular presentó la solicitud de autorización de puesta en servicio del ATI. Al final de 2019 estaba 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 2019, 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 futuro transporte del mismo. Durante el año 2019, se ha continuado con la evaluación de 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 siguiente se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares a 31 de diciembre de 2019.

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

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-19 (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	659.726	27.912
Almaraz II	681.846	
Ascó I	471.754	164.344
Ascó II	502.114	123.474
Cofrentes	809.450	
Vandellós II	571.268	
Trillo	245.916	327.907

FUENTE: MITERD.

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 definitivo de residuos radiactivos sólidos de media, baja y muy baja actividad.

A lo largo del año 2019, esta instalación ha recibido 295 expediciones de residuos radiactivos, correspondientes a un volumen total de 2.673,78 m³ de los que el 69% son residuos de muy baja actividad.

Con la cantidad almacenada en 2019, El Cabril almacena de forma definitiva un total de 51.854 m³ de residuos radiactivos. De ellos, 34.471 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, siendo el grado de ocupación del 78,92% respecto del total autorizado. Los restantes 17.383 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, siendo la capacidad ocupada del 25,09% en la Celda 29 y del 14,49% en la Celda 30.

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 empresa la autorización para la ejecución del desmantelamiento de la central. Dicha transferencia de titularidad tuvo lugar el 11 de febrero de ese mismo año.

Previamente a la transferencia de titularidad y al inicio de las actividades de desmantelamiento, se descargó el combustible del reactor y de la piscina de almacenamiento, y se acondicionaron los residuos generados durante la explotación. Todo el combustible gastado (377 elementos) está almacenado temporalmente en contenedores en seco en el ATI situado en el emplazamiento de la central, que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15 de diciembre de 2006. Se trata del primer desmantelamiento completo (Nivel 3 del OIEA) de una central nuclear en España.

En 2019 y previo informe favorable del CSN, por parte de la DGPEM se emitieron 3 resoluciones relativas a modificaciones de los documentos oficiales de explotación de esta instalación. A finales de dicho año, las principales actividades de ejecución que restaban por hacer son la desclasificación de edificios y estructuras (con muy alto grado de avance) y su posterior demolición (en curso), así como la restauración del emplazamiento y la verificación radiológica final. La previsión actual es que el proyecto finalice a finales del año 2022, y que ese mismo año se completen las expediciones de residuos radiactivos a la instalación de «El Cabril».

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 el OIEA 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 MITERD, previo informe del CSN. ENUSA solicitó la autorización de la Fase I del desmantelamiento de la instalación en septiembre de 2015. En 2019, como consecuencia de la evaluación inicial realizada y la información adicional previamente solicitada, el CSN requirió al titular una revisión completa de la documentación. Por otra parte, la DIA favorable fue formulada por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del citado Ministerio el 9 de marzo de 2018.

4.6. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2019

A nivel comunitario, en el año 2019 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 750/2019, de 27 de diciembre, por el que se modifica la tarifa fija unitaria relativa a la prestación patrimonial de carácter público no tributario mediante la que se financia el servicio de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A., S.M.E., (Enresa) a las centrales nucleares en explotación.**

Esta modificación supone un incremento en dicha prestación del 19,28%, efectivo a partir del 1 de enero de 2020.

Asimismo, se pueden destacar los trabajos realizados para la incorporación al ordenamiento jurídico nacional de lo previsto en la Directiva 2013/59/Euratom del Consejo, de 5 de diciembre de 2013, por la que se establecen normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes, y se derogan las Directivas 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom y 2003/122/Euratom.

Dichos trabajos consisten en la elaboración de tres reales decretos, que, a 31 de diciembre de 2019, se encontraban en diferentes estados de tramitación: uno sobre control y recuperación de las fuentes radiactivas huérfanas, otro por el que se aprueba un nuevo Reglamento sobre protección de la salud contra los riesgos derivados de la exposición a las radiaciones ionizantes y, por último, un tercero por el que se aprueba un nuevo Reglamento sobre instalaciones nucleares y radiactivas, y otras actividades relacionadas con la exposición a las radiaciones ionizantes.

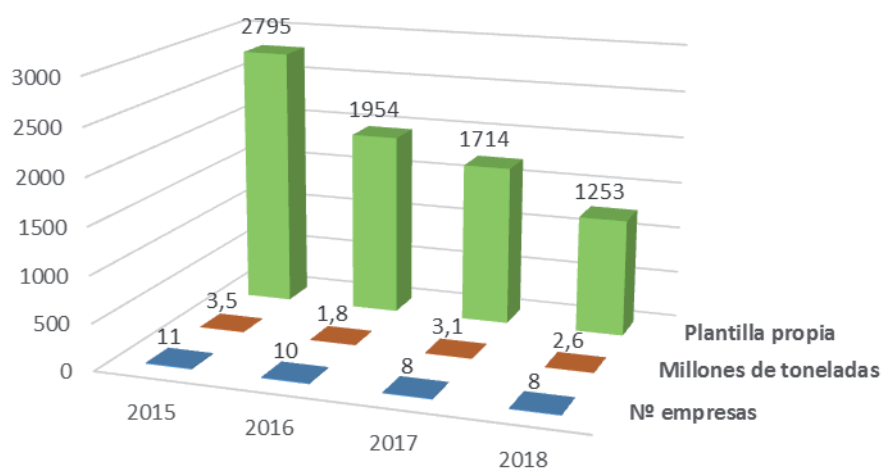
5. SECTOR CARBÓN

5.1. SITUACIÓN EN 2019

5.1.1. Panorámica general del sector

Como consecuencia de la política de reestructuración del sector, se han venido reduciendo continuamente tanto el número de empresas no competitivas del sector, como la producción, las plantillas y el volumen de ayudas. En la figura siguiente se muestra la evolución de dichos parámetros durante los últimos años, previos al cese definitivo de la actividad extractiva de todas las explotaciones no competitivas a 31.2018 en los términos previstos en la normativa comunitaria.

FIGURA 5.1. EVOLUCIÓN Nº EMPRESAS, PRODUCCIÓN Y PLANTILLAS



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

5. Sector carbón

TABLA 5.1. BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION CARBÓN AUTÓCTONO:					
	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación interanual
Miles de toneladas					
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%
2019	0	0	0	0	-100%
Miles de tep					
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%
2019	0	0	0	0	-100%
SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES-EXPORTACIONES):					
	Miles de toneladas		TOTAL	Tasa de variación interanual	
	Hulla coquizable	Carbón energético			
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%	
2019	780	6.281	7.061	-54,44%	
CONSUMO INTERIOR BRUTO:				Miles de toneladas TOTAL	Tasa de variación interanual
2015				24.414	14,16%
2016				19.192	-21,39%
2017				23.151	20,63%
2018				20.316	-12,25%
2019				8.370	-58,80%

EE Secretaría de Estado de Energía.
IRMC Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras.

FUENTE: SEE- IRMC - REE- EUROSTATCOM.

El consumo primario de carbones, medido en toneladas, descendió en 2019 un 58,80% respecto al año anterior.

5.1.2. Demanda interior

El consumo en el sector eléctrico descendió un 65,04%.

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

Año	TOTAL	Tasa de variación
2015	11868	16,11%
2016	8724	-26,49%
2017	10829	24,13%
2018	9345	-13,70%
2019	3267	-65,04%

FUENTE: SEE-ITJ-REE.

5.1.3. Características de la oferta y del proceso productivo

5.1.3.1. Precio del carbón nacional

Teniendo en cuenta los datos de Comercio Exterior, el precio medio del carbón importado durante el año 2019 fue de 83,23 €/t. Éste representó un descenso del 4,8% respecto a 2018 (87,48 €/t).

TABLA 5.3. A. EVOLUCIÓN PRECIO MEDIO DEL CARBÓN IMPORTADO

Año	Precio medio carbón importado	Variación
2018	87,48	
2019	83,23	-4,86%

Por tipo de carbón los precios fueron los siguientes:

TABLA 5.3.B. PRECIOS DEL CARBÓN 2019 (TIPO DE CARBÓN)

Tipo de carbón	Importación	Exportación
Antracita	85,37 €/t	66,61 €/t
Hulla coquizable	187,49€/t	Sin exportación
Hulla térmica	91,24€/t	70,53 €/t

5. Sector carbón

5.1.3.2. Empleo en el sector

Durante el año 2019, las plantillas propias de las empresas del sector carbón se vieron reducidas drásticamente debido al cierre de las explotaciones, si bien se trató de mantener a parte de la plantilla para acometer las labores de restauración preceptivas. La reducción del personal propio supuso un 94% respecto el año anterior en el que aún las minas se encontraban en explotación.

TABLA 5.4. MANO DE OBRA EMPLEADA EN EMPRESAS MINERAS 2018-2019 (Nº DE PERSONAS)

2018		2019		Variación	
Plantilla Propia	Contratas	Plantilla Propia	Contratas	Plantilla Propia	Contratas
1.253	468	75	69	-94%	-85%

FUENTE: Instituto para la Transición Justa (información original procedente del antiguo IRMC).

Respecto al empleo en las contratas, siguiendo la misma línea que el personal de la plantilla propia, se rescindieron la mayoría de los contratos excepto aquellos que se han dedicado a la recuperación de los espacios mineros. Se mantuvieron 69 puestos de trabajo de los 468 del año precedente, lo que supuso una reducción del 85%.

5.1.4. Comercio Exterior

En 2019 la importación neta de carbón energético a partir de los datos de EUROSTAT, descendió un 54,44 % (15,5 millones de toneladas en 2018 frente a 7,06 millones de toneladas en 2019).

Según los datos de Comercio Exterior, la importación de carbón alcanzó los 714 millones de euros en 2019, lo que supuso un descenso del 48,2% respecto de los 1.380 millones de euros en 2018. Los principales países de los que se importó el carbón durante el año 2019, según el valor de las importaciones, fueron Rusia, Polonia, Australia, EEUU, Indonesia y Colombia, por este orden.

5.2. EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DE LA MINERÍA DEL CARBÓN EN ESPAÑA Y EN LA UE

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

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.

Asimismo, 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.

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».

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

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

Entre las distintas ayudas aprobadas en este Marco, cabe destacar las siguientes aprobadas o convocadas en 2019:

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

1.1. Proyectos Empresariales.

La aprobación de ayudas correspondiente a la convocatoria de 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 empresariales generadores de empleo que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el ejercicio 2018. La resolución definitiva de dicha convocatoria tuvo lugar el 26 de diciembre 2019, concediendo ayudas a 37 proyectos empresariales por un importe

de 11 millones de euros y contribuyendo al mantenimiento de un total de 1.208 empleos en comarcas mineras.

I.2. Minimis.

La concesión de ayudas correspondiente a la convocatoria de 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. La resolución definitiva de dicha convocatoria tuvo lugar el 26 de diciembre de 2019, concediendo ayudas a 103 pequeños proyectos de inversión por un importe de 4,685 millones de euros y contribuyendo al mantenimiento de un total de 1.891 empleos en comarcas mineras.

II. Ayudas de carácter medioambiental destinadas a financiar la clausura de las instalaciones y la restauración del espacio natural afectado por la actividad minera

La convocatoria correspondiente a 2019, realizada por Resolución de 24 de mayo de 2019, (BOE Nº 129 de 30/05/2019) 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 2019 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, aprobándose la concesión de ayudas por importe de 17,6 M€.

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

Este Acuerdo, firmado por el MITERD, 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 periodo 2019-2027. Este Acuerdo incluye las medidas de acompañamiento de las últimas instalaciones de carbón incluidas en el Plan de Cierre a partir de dicha fecha.

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.

Se considera que la difícil reinserción laboral en las comarcas mineras y la coyuntura económica de las empresas privadas de la minería de carbón que cierran sus explotaciones, 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.

Se trata, 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 2010/787/UE, 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.

Con estos objetivos el Acuerdo Marco para una Transición Justa mantiene como líneas de subvención, las ayudas de carácter social (prejubilaciones y bajas indemnizadas) modificando su régimen regulatorio; las ayudas de carácter ambiental (ayudas destinadas a financiar el cierre y restauración del espacio natural afectado) ampliando su ámbito de vigencia; y las ayudas que favorecen el impulso económico y reactivación de las comarcas mineras. Entre éstas se distinguen las ayudas en régimen de concurrencia competitiva a proyectos empresariales generadores de empleo o a pequeños proyectos de inversión (minimis), y las ayudas en régimen de concesión directa que tienen por objeto el desarrollo alternativo de dichas comarcas, cuyos beneficiarios son las comunidades autónomas y entes locales. Respecto de estas últimas se prorroga la vigencia de los convenios marco de colaboración a fin de que puedan llevarse a cabo la mayor parte de las actuaciones previstas.

Junto con lo anterior se prevé un «Plan de acción urgente para comarcas mineras» que incluye un plan de restauración de explotaciones mineras, así como la elaboración de los «Convenios de Transición Justa para las comarcas afectadas por el cierre de las minas», a que se alude más adelante, con el objetivo de crear y fijar empleo a medio y largo plazo.

Se adoptan, además, otras medidas adicionales a favor de los trabajadores excedentes, tales como la Bolsa de Trabajo, a fin de facilitar el acceso a cursos formativos y de orientación que favorezcan la reinserción laboral. Dicha Bolsa está operativa desde finales de marzo de 2019.

El Real Decreto-ley 25/2018, de 21 de diciembre, de medidas urgentes para una transición justa de la minería del carbón y el desarrollo sostenible de las comarcas mineras, posibilita el desarrollo de estas líneas de actuación.

A lo largo del ejercicio 2019 se han ido poniendo en marcha las distintas medidas aludidas.

5.2.4. Estrategia de Transición Justa

En febrero de 2019, el Consejo de Ministros aprobó la Estrategia de Transición Justa. Ésta es, junto al anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), uno de los tres pilares del Marco Estratégico de Energía y Clima aprobado por el Gobierno de España en 2019. El objetivo de esta Estrategia es optimizar los resultados de la Transición Ecológica para el empleo y asegurar que las personas y las regiones aprovechen al máximo las oportunidades de esta transición y que nadie se quede atrás.

A tal fin, la Estrategia de Transición Justa incluye diferentes medidas e instrumentos. En concreto, para los desafíos a corto plazo del proceso de descarbonización, la Estrategia incorpora el Plan de Acción Urgente para comarcas de carbón y centrales en cierre 2019-2021 (Plan de Acción Urgente), que busca dar respuesta al cierre de explotaciones mineras a 31 de diciembre de 2018, así como de centrales térmicas de carbón y centrales nucleares. Para lograr esto nacen los Convenios de Transición Justa, que se aplicarán en aquellos territorios en los que los cierres puedan poner en dificultades a las empresas y la actividad económica.

El objetivo prioritario de los Convenios es el mantenimiento de empleo y la generación de actividad en esos territorios a través del acompañamiento a sectores y colectivos en riesgo, la fijación de población, y la promoción de una diversificación y especialización coherente con el contexto socioeconómico. El 21 de noviembre de 2019 se lanzó para el Suroccidente de Asturias el primer proceso de participación pública con el objetivo de recibir propuestas e ideas de proyectos en el marco de los Convenios de Transición y recibir aportaciones de los agentes locales al documento de diagnóstico socioeconómico elaborado sobre el impacto del cierre del carbón en la zona. Los procesos de participación pública del resto de Convenios serán lanzados a lo largo del año siguiente.

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. El resto de actividades del sector del gas natural y del petróleo se abordan en los capítulos 7 y 8 respectivamente.

Durante el año 2019 continúa la tendencia decreciente de los años anteriores en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos. En primer lugar, a la continuidad del escenario desfavorable de precios del crudo —que ha impedido la ejecución de proyectos que en otro contexto económico hubieran resultado viables— le acompaña un descenso muy acusado del precio de gas natural en los mercados internacionales, incluyendo el Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS); en segundo lugar, señalar 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, tal y como ocurría en 2018, durante el año 2019 no se han otorgado nuevos permisos de investigación de hidrocarburos ni concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos.

6.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE HIDROCARBUROS

Durante el año 2019 no se han otorgado nuevos permisos de investigación de hidrocarburos, ni en el ámbito estatal ni en el autonómico. Tampoco ha habido nuevas solicitudes de permisos de investigación de hidrocarburos en ninguno de estos dos ámbitos.

Por otra parte, se otorgó una prórroga por un periodo de tres años al permiso de competencia autonómica denominado «Saia», ubicado en el País Vasco.

Además, durante el año 2019, 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 PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE COMPETENCIA ESTATAL EN 2019.

Expediente	Permisos	Empresas	Publicación	Superficie (Ha)	Ámbito
1599	Siroco A	RIPSA Petroleum	15/04/2019	41.352,00	Mixto
1600	Siroco B		15/04/2019	82.704,00	Mixto
1601	Siroco C		15/04/2019	82.704,00	Marino
1613	Siroco D		15/04/2019	13.784,00	Marino
1674	Nordeste 1	Capricorn Spain Limited	31/10/2019	94.815,00	Marino
1681	Nordeste 8		31/10/2019	99.225,00	Marino
1800	Mesana 1	Capricorn Spain Limited Shell Upstream Spain	20/11/2019	97.840,00	Marino
1801	Mesana 2		20/11/2019	82.552,50	Marino
1802	Mesana 3		20/11/2019	97.840,00	Marino
1803	Mesana 4		20/11/2019	97.840,00	Marino
1804	Mesana 5		20/11/2019	82.552,50	Marino
1618	Fulmar	RIPSA SHESA	20/12/2019	31.095,00	Marino

FUENTE: Elaboración propia.

En lo relativo a permisos de investigación de competencia autonómica, durante el año 2019 se tuvo conocimiento de la extinción de los permisos denominados «Llábana-l» en Asturias y «Reus» en Cataluña.

En la página web de MITERD se encuentra un mapa actualizado periódicamente (<https://energia.gob.es/petroleo/Exploracion/Mapa/Paginas/mapSondeos.aspx>) con el dominio de hidrocarburos, reflejando 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.

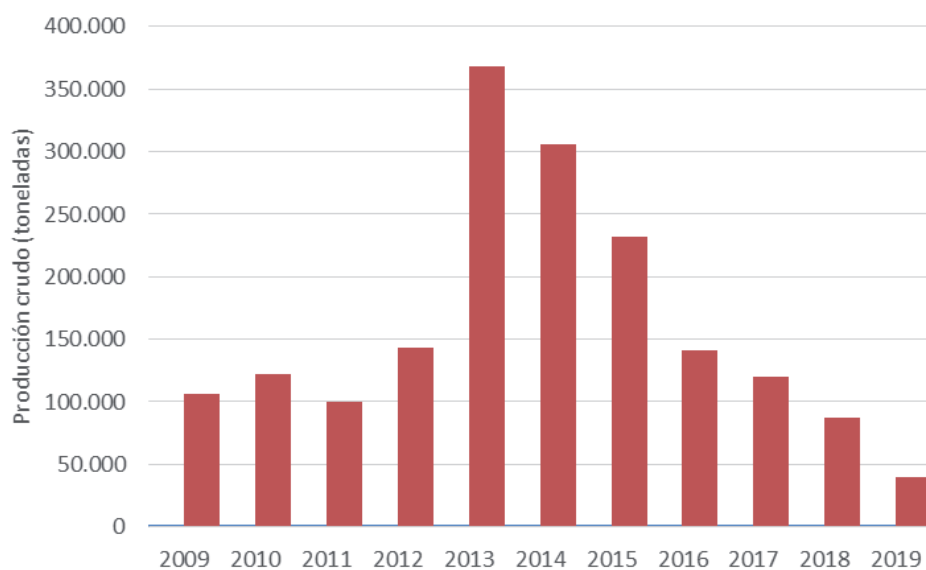
A diciembre de 2019, la cuenca vasco-cantábrica era, con diferencia, la más activa, si bien el interés exploratorio que se había extendido a otras zonas como el Golfo de León y el Mar Cantábrico, debido al contexto que rodea a la actividad había revertido esta tendencia.

6.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE HIDROCARBUROS

6.3.1. Petróleo

La producción nacional de crudo durante el año 2019 fue de 40 kTm, manteniéndose la tendencia decreciente iniciada en 2013 (ver figura 6.2).

FIGURA 6.1. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE CRUDO (2009-2019)



FUENTE: Elaboración propia.

Respecto a 2018 ha habido un descenso acusado de la producción del 54%. 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.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2019 se puede encontrar en la tabla 6.3.

TABLA 6.3 DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CORRESPONDIENTE AL AÑO 2019.

CAMPO PRODUCTOR	UBICACIÓN	2019			VAR 19/18	2018	
		TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)	% DEL TOTAL		TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)
BOQUERON		8.886	65.134	22%	-57%	20.740	152.024
CASABLANCA	Mar Mediterráneo frente a la costa de Tarragona	18.293	134.088	45%	-29%	25.830	189.334
MONTANAZO-LUBINA		7.223	52.945	18%	-79%	33.764	247.490
RODABALLO		805	5.901	2%	-77%	3.443	25.237
VIURA(*)	La Rioja	5.037	36.922	13%	57%	3.214	23.559
Total general		40.244	294.989	100%	-54%	86.991	637.644

FUENTE: Elaboración propia.

(*) Producción de condensado transformada a crudo equivalente

6.3.2. Gas natural

Durante el año 2019 en las concesiones de explotación existentes se produjeron 1.502 GWh de gas natural, equivalentes a 128 millones de m³(n), cifra un 54 % 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. Tanto «Marismas» como «El Romeral» han visto reducida su producción de forma considerable. En lo referente a la concesión «Viura», desde la perforación en el primer trimestre del año 2018 del pozo «Viura-1ST3» se ha incrementado notablemente su producción, aportando el 95% de la producción de gas natural procedente de yacimientos. En la tabla 6.4 se puede encontrar detalle de las producciones. En la misma no se ha incluido la producción de gas natural procedente de biogás, que en el año 2019 supuso 100 GWh (94 GWh en 2018).

TABLA 6.4. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2019

CAMPO PRODUCTOR	UBICACIÓN	2019		% DEL TOTAL	VAR 19/18	2018	
		TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm ³ (n)			TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm ³ (n)
El Romeral	Sevilla	24	2	2%	-12%	28	2
Marismas	Huelva y Sevilla	-	-	0%	-100%	28	2
Poseidón	Golfo de Cádiz	45	4	3%	39%	33	3
Viura	La Rioja	1.432	122	95%	61%	887	76
TOTAL		1.502	128	100%	54%	976	83

FUENTE: Elaboración propia.

6.4. ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS DE GAS NATURAL

De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos 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. Actividades de investigación y explotación de hidrocarburos

TABLA 6.5 CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2019

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

Por otra parte, cabe destacar que el Consejo de Ministros, en su reunión de 31 de octubre de 2019, ha adoptado el acuerdo por el que se pone término a la hibernación de las instalaciones del almacenamiento subterráneo «Castor» acordando su desmantelamiento y se ordena el sellado y abandono definitivo de los pozos («Boletín Oficial del Estado» núm. 269 de 8 de noviembre de 2019). Cabe recordar que dichas instalaciones se encontraban en estado de hibernación en virtud de lo previsto en el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes en relación con el sistema gasista y la titularidad de centrales nucleares.

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 2019 los 398,2 TWh, lo que supuso un incremento del 14 % respecto al consumo del año 2018. La demanda del sector convencional, que engloba el consumo industrial (incluida la cogeneración), doméstico y comercial, alcanzó 286,9 TWh, manteniéndose estable respecto al año anterior. Por otro lado, la demanda de gas en las centrales de ciclo combinado se incrementó un 80% hasta alcanzar los 111,3 TWh, el dato más alto desde 2010.

En la tabla y figura siguientes se refleja la variación de la demanda para el periodo 2010-2019, distinguiendo entre mercado convencional y las centrales de generación eléctrica mediante ciclo combinado.

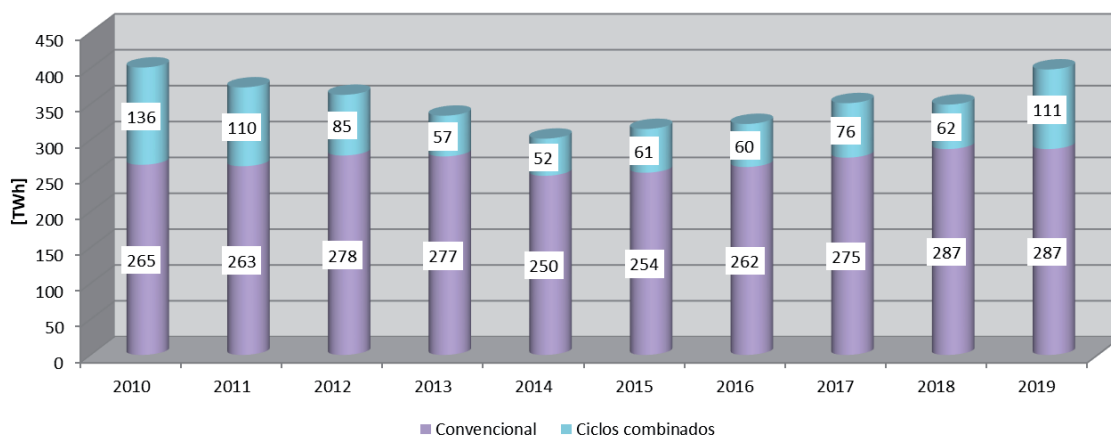
TABLA 7.1. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2010-2019

Unidad: TWh	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	% 2018/2019
Convencional	265	263	278	277	250	254	262	275	287	287	-0,2%
Ciclos combinados	136	110	85	54	52	61	60	76	62	111	80,0%
Total	401	373	363	334	302	315	321	351	349	398	14,0%

FUENTE: ENAGAS GTS.

7. Sector del gas natural

FIGURA 7.1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2010-2019



FUENTE: ENAGAS GTS.

7.2.1.1. Distribución geográfica de la demanda

Las comunidades autónomas con un mayor consumo de gas natural durante 2019 (alrededor del 50% de la demanda nacional) fueron Cataluña, Andalucía y Comunidad Valenciana, liderando tanto la demanda del sector industrial como de generación eléctrica.

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 refino 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

Debido a la escasa producción nacional, en el año 2019 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. Producción nacional

La producción de los yacimientos nacionales en 2019 supuso un 0,35% del total de aprovisionamientos del sistema gasista español (1.455 GWh). Dicha producción está concentrada principalmente en el yacimiento de Viura con 1.282 GWh (el 88% 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 2019 inyectó 100,2 GWh en la red de transporte.

b. Importaciones

La escasa aportación de la producción nacional precisó en 2019 de un flujo de importaciones de 417.866 GWh, lo que supuso un incremento del 6,8% respecto al año anterior. Igual que en el año anterior, el gas procedió de 14 países distintos, manteniéndose la diversificación de los aprovisionamientos.

Tal y como se recoge en la tabla 7.2, Argelia se mantiene como primer proveedor, con el 32,99% de los aprovisionamientos, si bien disminuye la dependencia con respecto al año anterior. Le siguen Francia (11,73%), Qatar (11,66%), Nigeria (11,43%), EEUU (11,00%) y Rusia (8,49%). En estos cuatro últimos, se concentra el 74% del volumen de GNL descargado.

Por otro lado, es importante resaltar el aumento de las importaciones de GNL de Estados Unidos, Rusia y Angola, así como de GN procedente de Portugal.

TABLA 7.2. ORIGEN DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Origen de los suministros						
País	2018 Gwh	%	2019 Gwh	%	Variación 2019/2018	
Argelia GN	184.097	51,20%	126.264	32,99%	-31,15%	
Argelia GNL	16.850		12.078			
Francia GN	40.216	10,37%	49.196	11,73%	20,87%	
Francia GNL	487		0			
Qatar GNL	37.687	9,60%	48.894	11,66%	29,74%	
Nigeria GNL	45.968	11,71%	47.943	11,43%	4,30%	
Estados Unidos GNL	3.020	0,77%	46.126	11,00%	1427,35%	
Rusia GNL	9.761	2,49%	35.618	8,49%	264,90%	
Trinidad y Tobago GNL	24.242	6,18%	31.410	7,49%	29,57%	
Noruega GNL	6.562	1,67%	7.374	1,76%	12,37%	
Perú GNL	19.295	4,92%	5.004	1,19%	-74,07%	
Angola GNL	1.033	0,26%	3.051	0,73%	195,35%	
Portugal GN	106	0,03%	1.929	0,46%	1719,81%	
Bélgica GNL	896	0,23%	1.038	0,25%	15,85%	
Guinea GNL	0	0,00%	975	0,23%	N/A	
Camerún GNL	863	0,22%	966	0,23%	11,94%	
República Dominicana GNL	338	0,09%	0	0,00%	-100,00%	
TOTAL IMPORTACIONES	391.421	99,73%	417.866	99,65%	6,76%	
Nacional GN	1.061	0,27%	1.455	0,35%	37,13%	
TOTAL APROVISIONAMIENTOS	392.482	100,00%	419.321	99,65%	6,84%	

FUENTE: ENAGAS GTS.

7. Sector del gas natural

Por primer año, en los últimos siete, los suministros en forma de GNL superaron a los de GN: El GNL supuso aproximadamente un 57 % del aprovisionamiento, mientras que el 43% restante llegó en forma de GN.

TABLA 7.3. SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Suministros		GWh	
GNL	240.477	240.477	57,35%
GN	177.389	178.844	42,65%
GN Nacional	1.455		

En 2019 las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales por gasoducto se situaron en **177.389 GWh**. Los gasoductos internacionales con mayor porcentaje del aprovisionamiento fueron los gasoductos de El Magreb, con entrada a la península por Zahara de los Atunes y el de Medgaz, con entrada por Almería, proporcionando entre los dos un **71%** de las entradas de gas natural por gasoducto. Por su parte, las interconexiones con Francia aprovisionaron el **28%** de las entradas de gas natural por gasoducto, mientras que las entradas a través de Portugal aportaron tan sólo el **1%**.

En relación al GNL, durante el año 2019, 260 buques descargaron **240.478 GWh** en las plantas de regasificación españolas, siendo en las instalaciones de Barcelona, Bilbao y Huelva donde se descargó el mayor número de buques, con 69, 66 y 59 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 925 GWh.

c. Exportaciones

Las exportaciones de GN mediante interconexiones internacionales alcanzaron **11.743 GWh**, lo que supone un decremento del 62% respecto al año 2018.

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 **61,7%** del total de salidas por tubo, mientras que las exportaciones a través del VIP Pirineos que incluye los gasoductos de Irún y Larrau, representaron el **38,2%**.

Por otro lado, la exportación de GNL a través de buques experimentó un decrecimiento del **90,60%** con respecto al año 2018, alcanzando los **466 GWh**.

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

TABLA 7.3 SALIDAS DE GAS NATURAL

Salidas Sistema	2018	2019	Variación 2019/2018
GWh			
Recarga buques	4.972	466	-90,60%
Salidas VIP Pirineos	8.653	4.489	-48,10%
Salidas VIP Ibérico	22.326	7.254	-67,50%
TOTAL SALIDAS	35.951	12.209	-66,00%

FUENTE: ENAGAS GTS.

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

TABLA 7.4 SALDO ENTRADAS/SALIDAS DE GAS NATURAL

Saldo Entradas/Salidas Sistema	2018	2019	Variación 2019/2018
Total aprovisionamientos (1)	392.482	419.321	6,84%
Nacional GN (2)	1.061	1.455	37,13%
Total importaciones (3)=(1)-(2)	391.421	417.866	6,76%
Total salidas (4)	35.951	12.209	-66,04%
TOTAL IMPORTACIONES NETAS (3)-(4)	355.470	405.657	14,12%

FUENTE: ENAGAS 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, del sector de hidrocarburos y sus normas de 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 CNMC¹, distinguiendo aquellas que sólo operan en el mercado mayorista.

A 31 de diciembre de 2019, el número de comercializadores registrados ascendía a 198, lo que supone un incremento neto de 18 comercializadores respecto al año anterior. Se producen 26 altas, 5 bajas y la inhabilitación de 3 empresas.

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

7. Sector del gas natural

El número de empresas comercializadoras activas _considerando como tales las que al menos disponen de al menos un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista_ ascendía a 143 a finales de 2019, frente a las 112 que figuraban a finales del año anterior.

Durante el año 2019, cabe destacar el cambio de denominación de las comercializadoras de último recurso, en cumplimiento de la Decisión vinculante de la CNMC para evitar la confusión en la información y en la presentación de marca e imagen de marca, que han pasado a denominarse:

- Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L,
- Curenergía Comercialización de último recurso, S.A.U.
- Baser Comercializadora de Referencia, S.A.
- Comercializadora Regulada Gas & Power, S.A

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, 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.

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 comercializadores y consumidores directos de gas pueden vender o comprar gas mediante estos productos en función de sus compromisos y necesidades, así como distribuidores y transportistas que podrán adquirir en el mercado el gas de operación. 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, comprar el gas de operación y asegurar la viabilidad de los programas.

En el año 2019 el número de agentes registrados en MIBGAS fue de **105** (23 agentes más que el año anterior), con 30 agentes registrados además en MIBGAS Derivatives, y con un volumen de transacciones de **48.270 GWh** frente a los **24.261 GWh** del año anterior, lo que supone un aumento del **99%** del volumen de negociación y alrededor del **12%** de la demanda anual de gas.

El producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación) es el que registró mayores volúmenes de negociación con aproximadamente un **34%** del volumen total negociado, seguido del producto diario (**26%**) y del producto mensual (**19%**).

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. El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives en 2019 fue de **7.626 GWh**.

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 Punto Virtual de Balance (PVB), en el Tanque Virtual de Balance (TVB) y en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB). En el año 2019, 114 agentes registraron un total de 249.472 transacciones bilaterales en dicha plataforma, con un incremento aproximado del **29%** respecto al año anterior y un volumen negociado de gas natural de **717,78 TWh** (incremento del 44%).

El 18 de junio de 2019 la plataforma de comercio de gas del grupo europeo EEX-Powernext, PEGAS, comenzó a negociar contratos spot y futuros en el PVB, alcanzando un volumen negociado a final de año de **2.402,27 GWh**.

En el año 2019 el precio medio del producto diario en MIBGAS fue de **15,27€/MWh**, lo que supuso una caída de **9,15€/MWh** respecto al precio promedio del año 2018. El precio del producto diario presentó una tendencia bajista durante el año 2019, descendiendo de manera continuada hasta el mes de septiembre y pasando de **24,1 €/MWh** el 1 de enero al mínimo histórico de 8,2 €/MWh el 5 de septiembre, un 66% menos.

A partir de septiembre, el precio se recuperó hasta alcanzar 16 €/MWh a mediados de noviembre de 2019. Posteriormente, durante el mes de diciembre se produce una corrección de la tendencia alcista, produciéndose de nuevo una presión bajista que, pese a la recuperación observada durante el periodo navideño, hizo que la cotización del 31 de diciembre de 2019 se redujera a 11,33 €/MWh, un 53% por debajo de un año antes.

7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

7.4.1. Situación del mercado minorista

Según los datos disponibles a finales de 2019 el número de clientes con suministro de gas natural ha superado los 7.941.955, aumentando en 71.056 clientes respecto a 2018. Por grupos societarios, Naturgy tiene la mayor cuota en número de consumidores, con 4.027.162 consumidores (50,71%), seguido de Endesa con 1.552.600 (19,55%), Iberdrola con 1.053.902 (13,27%), EDP con 903.221 (11,37%) y Repsol con 162.523 (2,05%).

El número de clientes suministrados a precio libre es, a fecha de finales de 2019, de 6.362.558, lo que supone el 80% del total de clientes de gas, mientras que los clientes suministrados a tarifa de último recurso son 1.579.397, representando el 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 32% 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% en el caso de Endesa, el 6% en el caso de EDP y el 2% en el caso de Iberdrola).

Respecto a las cuotas determinadas por ventas (GWh), en el año 2019, los grupos societarios con mayores ventas han sido Naturgy (25,75%), seguido de Endesa (15,46%), Repsol (11,45%), Iberdrola (9,53%), Cepsa (6,01%) UFG Comercializadora (4,59%), EDP (3,82%) y Galp (3,44%). El resto de comercializadores con una cuota inferior al 3%, suman en conjunto una cuota de mercado del 19,95% en términos de ventas.

Como hechos relevantes en el plano empresarial, durante 2019 se produjo el cambio de denominación de las comercializadoras de último recurso en cumplimiento de la Decisión Vinculante de la CNMC. Durante el año 2019 se han producido los siguientes cambios de denominación de los comercializadores de último recurso:

- ENDESA ENERGÍA XXI, S.L. pasa a denominarse ENERGÍA XXI Comercializadora de Referencia, S.L.
- IBERDROLA Comercializadora de Último Recurso, S.A.U pasa a denominarse CURENERGIA Comercialización de Último Recurso, S.A.U.

- EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A. que pasa a denominarse BASER Comercializadora de Referencia, S.A.

Anteriormente el Grupo Naturgy había realizado el cambio de denominación de GAS NATURAL S.U.R., SDG, S.A. a COMERCIALIZADORA REGULADA, GAS & POWER, S.A.

7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural

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 (artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre)

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. En 2019 estaban en vigor 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.

En 2019, las tarifas de último recurso de gas natural se actualizaron a la baja en las revisiones de enero y abril, principalmente por la oscilación del coste de la materia prima en los mercados internacionales y no se modificaron en la revisión de julio y octubre. En la revisión de enero de 2019 el término variable de la TUR.1 bajó un 5,04% y el de la TUR.2 un 5,70%. Posteriormente, en la revisión de abril la TUR.1 y TUR.2 descendieron en un 7,18% y 8,19% respectivamente. Durante el segundo semestre se mantuvieron los términos variables de la TUR1 y TUR2.

7. Sector del gas natural

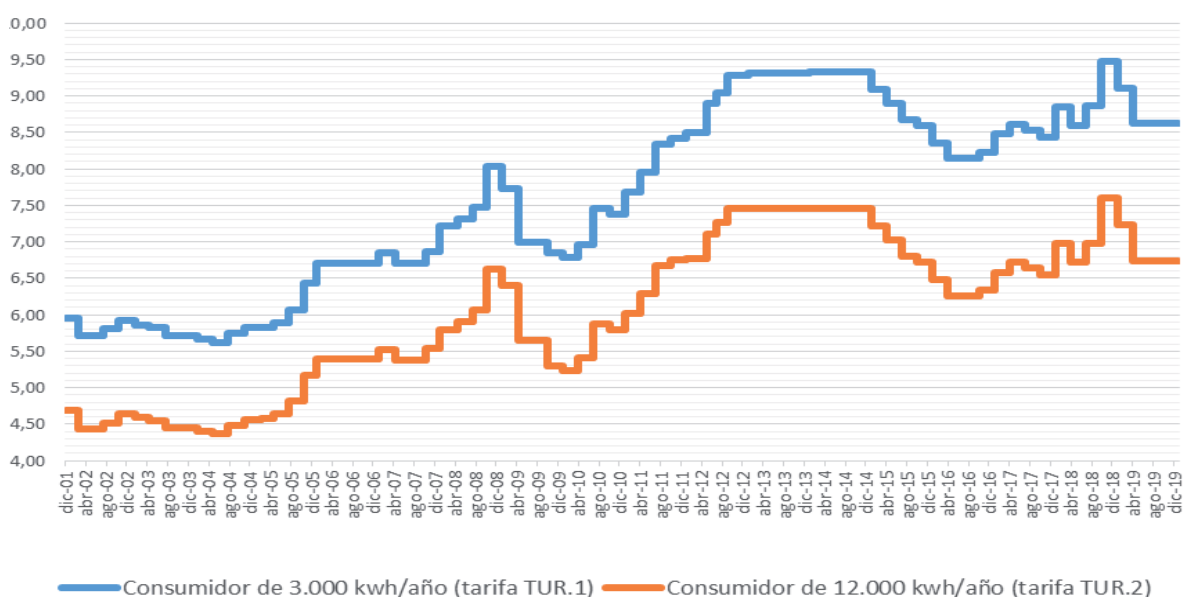
TABLA 7.5. EVOLUCIÓN DE LOS VALORES DE LOS TÉRMINOS FIJO Y VARIABLE DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO (TUR 1 Y TUR 2)

	TUR 1			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-ene-18	4,28	-0,70%	5,371476	7,10%
01-abr-18	4,28	0,00%	5,162097	-3,90%
01-jul-18	4,28	0,00%	5,375667	4,14%
01-oct-18	4,28	0,00%	5,886958	9,51%
01-ene-19	4,27	-0,23%	5,590330	-5,04%
01-abr-19	4,27	0,00%	5,188812	-7,18%
01-jul-19	4,27	0,00%	5,188812	0,00%
01-oct-19	4,26	-0,23%	5,188812	0,00%

	TUR 2			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-ene-18	8,44	-0,12%	4,684076	8,23%
01-abr-18	8,44	0,00%	4,474697	-4,47%
01-jul-18	8,44	0,00%	4,688267	4,77%
01-oct-18	8,44	0,00%	5,199558	10,91%
01-ene-19	8,38	-0,71%	4,902930	-5,70%
01-abr-19	8,38	0,00%	4,501412	-8,19%
01-jul-19	8,38	0,00%	4,501412	0,00%
01-oct-19	8,38	0,00%	4,501412	0,00%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

FIGURA 7.2. EVOLUCIÓN FACTURA UNITARIA ANUAL EN CTS/KWH PARA CONSUMIDORES DE GAS NATURAL ACOGIDOS A TUR1 Y TUR2 (INCLUYE IMPUESTOS)



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

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 MITERD con base en los datos remitidos por las comercializadoras de gas natural.

En el primer semestre de 2019, los precios domésticos fueron superiores a los del periodo análogo de 2018 para todas las bandas D1 (+7,9%), D2 (+11,1%) y D3 (+8,8%).

En cuanto a los precios industriales se incrementaron en todas las bandas I1 (+15,9%), I2 (+12,4%), I3 (+6,2%), I4 (+14,7%), I5 (16,6%) e I6 (14,2%).

En relación con otros países europeos, los precios medios sin impuestos del gas en el primer semestre de 2019 se situaron 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.

TABLA 7.6 PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICOS COMERCIALES (P≤4BAR). PRIMER SEMESTRE DE CADA AÑO

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	5,364	4,4064
2017	6,7140	5,2776	4,464
2018	7,0092	5,2627	4,4278
2019	7,5672	5,8484	4,8187

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

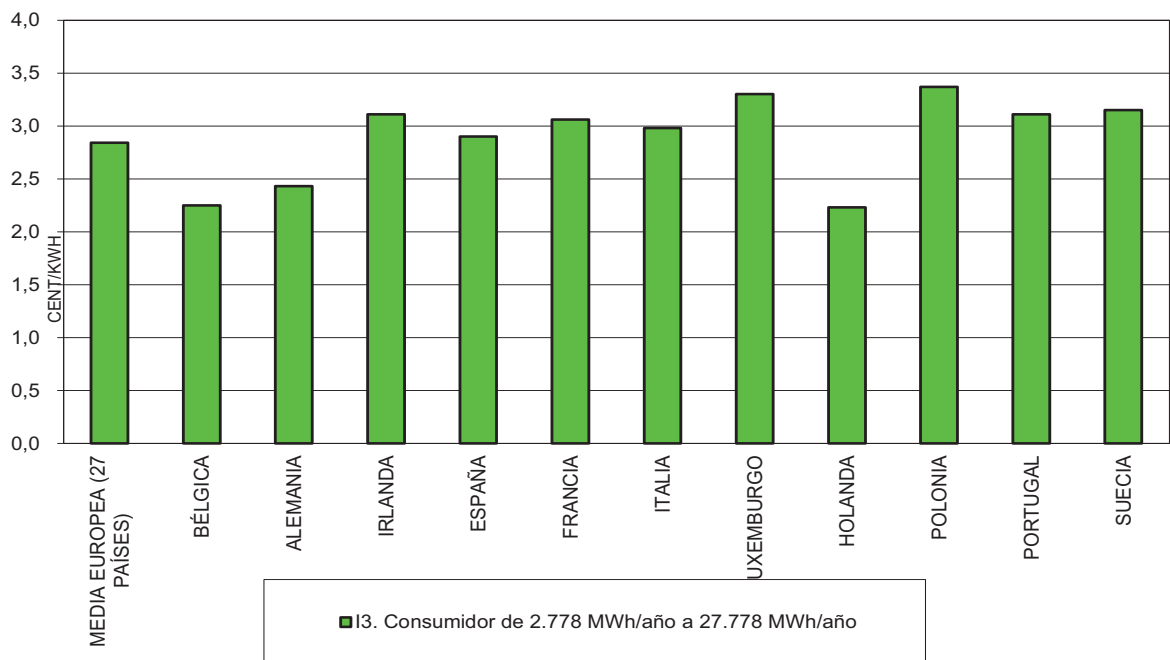
7. Sector del gas natural

**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)
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	2,9376	2,6208	2,1564	2,1852
2018	3,6661	3,4895	2,8468	2,4146	2,3032	2,2863
2019	4,2496	3,9234	3,0235	2,7712	2,6857	2,6127

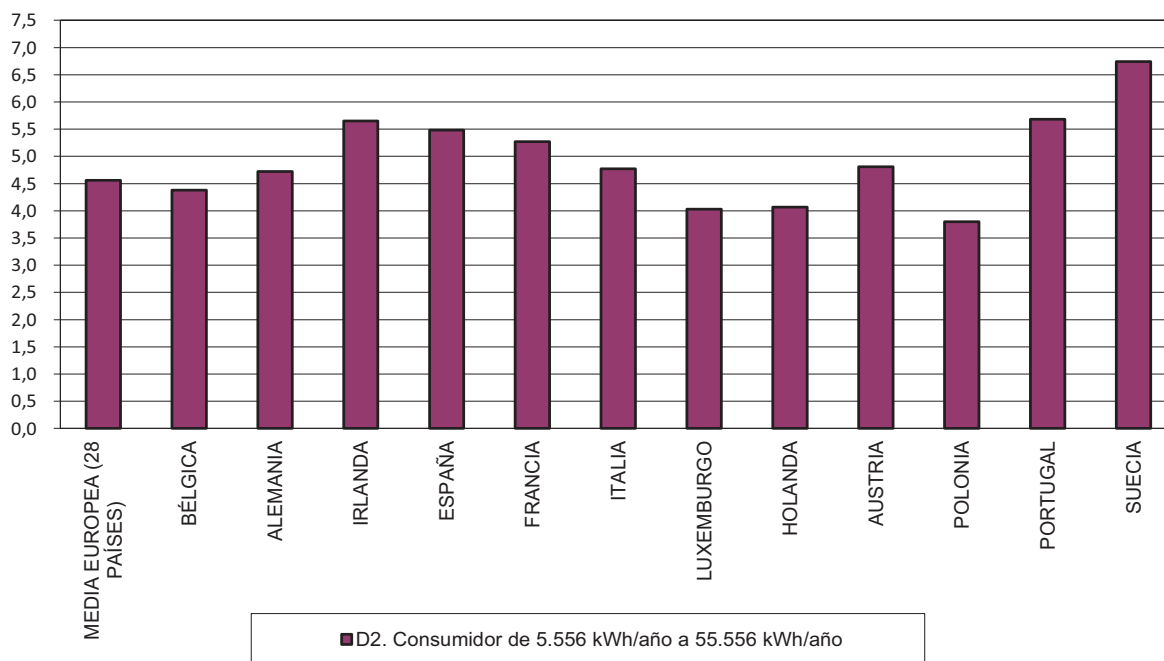
FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

FIGURA 7.3. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2019



FUENTE. EUROSTAT.

FIGURA 7.4. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS PRIMER SEMESTRE 2019



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 bares 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.

La Red Troncal está formada por aquellos gasoductos interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, excluyendo los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural.

En todo caso se consideran 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. En todo caso se consideran 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 del cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la CNMC. 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 2019 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 7.12 se encuentra el listado de aquellas que percibieron retribución por su actividad en 2019.

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 marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

En 2019 figuraban en el registro de empresas distribuidoras de gas natural un total de 20 empresas.

En la Tabla 7.15 se puede encontrar el listado de aquellas que percibieron retribución por su actividad en 2019.

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.

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

7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural

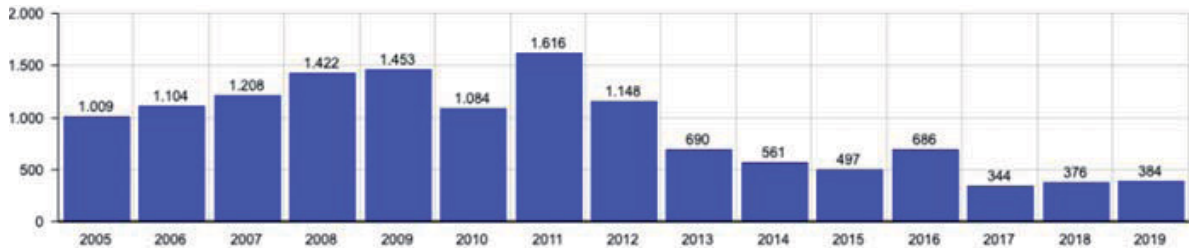
En este epígrafe se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2019 en infraestructuras gasistas. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos subterráneos.

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 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 2019 ascendieron a 384 millones de euros lo que supone unos valores ligeramente superiores a los del año anterior.

7. Sector del gas natural

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



FUENTE: SEDIGAS.

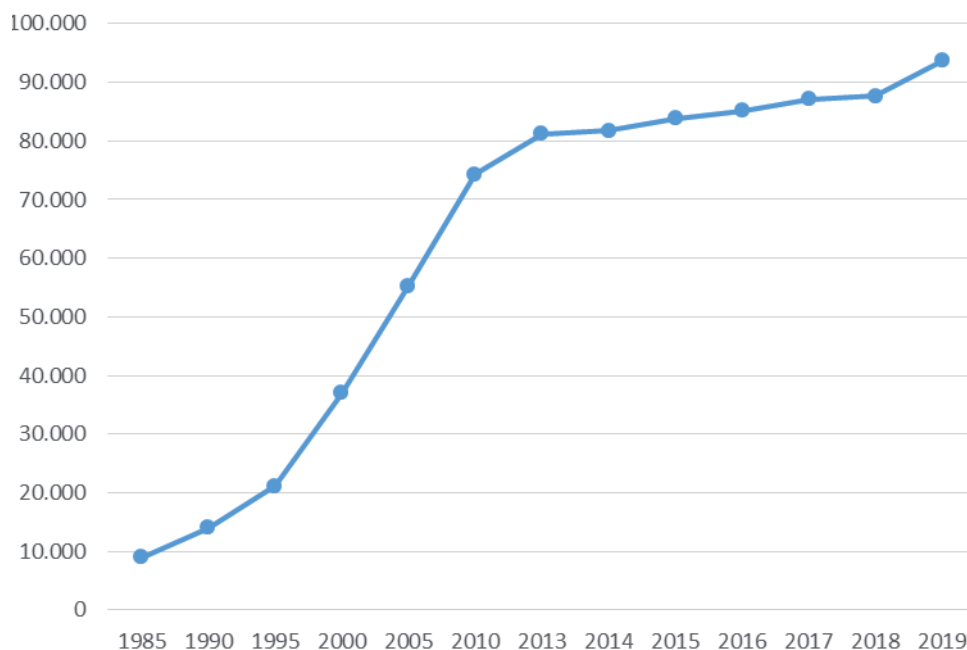
La longitud total de la red de transporte y distribución ha superado la cifra de 93.689 km, de los cuales 5.989 nuevos kilómetros corresponden a la red de distribución, mientras que la de transporte creció en 10 kilómetros. Su evolución histórica se encuentra recogida en la tabla 7.8 y figura 7.6.

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

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Km	8.932	13.965	21.162	37.022	55.295	74.273	81.188	81.806	83.830	85.108	87.070	87.700	93.689

FUENTE: SEDIGAS. Informe Anual 2019.

FIGURA 7.6 EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE GAS NATURAL (KM)



FUENTE: SEDIGAS. Informe Anual 2019.

Durante el año 2019, 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 2019 se han incorporado 13 nuevos municipios a la red de gas natural, que suma en la actualidad 1.805 municipios.

Al término de 2019 España superaba los 7,9 millones de puntos de suministro, gracias a la incorporación en ese año de más de 45.000 nuevos puntos de suministro. La tabla 7.9 muestra la evolución anual del número de puntos de suministro

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	2019
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	7.935

FUENTE: SEDIGAS.

En resumen, a finales del año 2019 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 Mugaros. En 2019 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 (ENAGAS)	760.000	1.950.000	6	15	2	266.000
Huelva (ENAGAS)	619.500	1.350.000	5	15	1	180.000
Cartagena (ENAGAS)	587.000	1.350.000	5	15	1	266.000
Bilbao (BBG)	450.000	800.000	3	5	1	270.000
Sagunto (SAGUNTO)	600.000	1.000.000	4	10,5	1	266.000
Mugaros (REGANOSA)	300.000	412.800	2	10,5	1	266.000
Total	3.316.500	6.862.800	25	71	8	Hasta 270.000

FUENTE: ENAGAS GTS. Informe «El Sistema Gasista 2019».

7. Sector del gas natural

Red de gasoductos.

a. Ejes principales:

- Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado)
- Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
- Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.
- Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) -Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
- Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.
- Eje Transversal: Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa
- Conexión a Medgaz: Almería-Lorca-Chinchilla
- Gasoducto a Baleares: Montesa-Denia-Ibiza-Mallorca

b. Almacenamientos subterráneos.

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

c. Conexiones internacionales.

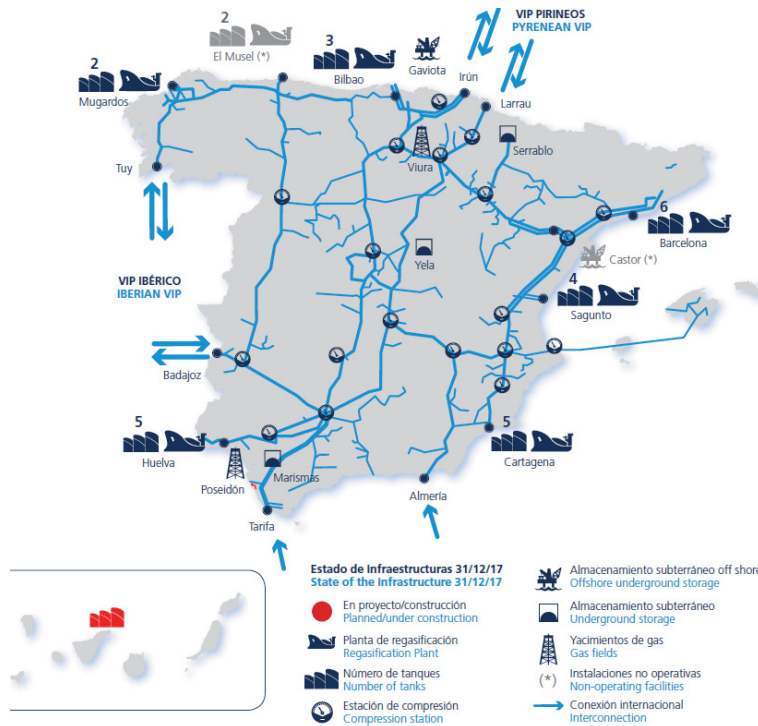
- Conexión Norte con el sistema francés a través de Larrau e Irún, constituyendo el VIP Pirineos («Virtual Interconnection Point»).
- Conexión con Portugal a través de Badajoz y Tuy, constituyendo el VIP Ibérico.
- Conexión con el norte de África:
 - Gasoducto Magreb-Europa, con entrada en la península Ibérica por Zahara de los Atunes (Cádiz), donde finalizan los dos tramos submarinos que cruzan el estrecho de Gibraltar.
 - Gasoducto Medgaz (Argelia-Almería).

TABLA 7.11. CAPACIDAD NOMINAL DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES (GWH/DÍA)

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

FUENTE: ENAGAS GTS.

FIGURA 7.7. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS EN ESPAÑA



FUENTE: SEDIGAS Informe 2019.

7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS

El artículo 91 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece que las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la presente Ley con cargo a las tarifas de último recurso, los peajes, cánones y cargos y a los precios abonados. Asimismo, el artículo 69 de la misma Ley, sobre derechos de los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, establece que estos tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el Capítulo VII, del Título IV.

En el año 2019 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 otorgaba al MITERD 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 CNMC.

El 12 de enero de 2019 se publicó en el Boletín Oficial del Estado 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 la electricidad y del gas natural. Esta norma modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Mediante dichas modificaciones legislativas se otorgó a la CNMC la función de establecer mediante circular la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética. La CNMC asimismo adquirió las competencias para establecer mediante circular, la estructura y la metodología necesaria para el fijar los peajes de acceso a las instalaciones gasistas de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado, previo trámite de audiencia y aplicando criterios de transparencia, objetividad, no discriminación y eficiencia económica.

El Gobierno, conforme con lo dispuesto en el artículo 59.98 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, mantiene las competencias para establecer la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos.

El mismo Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, modificó el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para introducir el concepto de «cargo», definido como aquel coste regulados que no está asociado al uso de las instalaciones, entre los que se incluyen:

- Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y del Ministerio para la Transición Ecológica.
- El coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.
- Medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidas reglamentariamente.
- Anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la ley, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- En su caso, retribuciones reguladas al operador del mercado organizado de gas natural salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.
- Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

La disposición transitoria segunda del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, determinó que las metodologías de retribución competencia de la CNMC serían de aplicación a partir de la finalización del período regulatorio actual, el 31 de diciembre de 2020, mientras que las metodologías para el cálculo de peajes no serán de aplicación antes del 1 de enero de 2020.

Por otra parte, la disposición transitoria tercera estableció que los procedimientos que hubieran sido iniciados con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 1/2019 se sustanciarán de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente en el momento en que se iniciaron, mientras que los procedimientos que, aun no habiendo sido iniciados a la entrada en vigor del Real Decreto-ley se refieran a ejercicios anteriores a 2019, se regirán íntegramente por la ley que estuviera vigente en el ejercicio al que se refieran.

Por último, en el desarrollo de sus competencias, el 12 de diciembre de 2019 la CNMC aprobó la Circular «Metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado», dejando para el año 2020 la publicación de las Circulares con la metodología de la retribución de la actividad de distribución, así como la metodología de cálculo de los peajes.

7.6.1. Bono Social Térmico

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 (en adelante BST), con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y destinado a que los hogares más vulnerables puedan hacer frente a los gastos de calefacción, agua caliente y cocina.

Serán beneficiarios del BST los beneficiarios 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.

En el año 2019, con carácter transitorio, la gestión y pago de las ayudas en concepto de BST correspondió al Ministerio para la Transición Ecológica. El presupuesto, con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, fue de 75 millones de euros, distribuidos en ayudas de entre 25€ y 123,94€ en función del grado de vulnerabilidad reconocido y la zona climática de residencia. El número total de beneficiarios ascendió a **1.091.455**.

7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

a. Actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo

Las retribuciones reguladas, peajes y cánones correspondientes al año 2019 fueron aprobados mediante la 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.

La orden aplicó las fórmulas retributivas establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Esta norma acometió una reforma del régimen económico del sistema gasista ante los importantes déficits producidos en los años 2013 y 2014, 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.

La Ley impuso la obligación de incrementar los peajes cuando el déficit anual superase 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 y estableció periodos regulatorios de seis años, con la posibilidad de ajustes cada tres años de ciertos parámetros retributivos del sistema, tales como las retribuciones unitarias aplicadas a

clientes y ventas, los costes de operación y mantenimiento o los factores de mejora de productividad, en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

Por último, la Ley 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.

La retribución al transporte en el año 2019 alcanzó **802.109.086,59 €**, incluyendo **568.379.039,30€** en concepto de **RD, 230.946.742,97 €** en concepto de **RCS** y **2.783.304,32 €** por revisión de la retribución por **RCS** de años anteriores. En el año 2018 esta retribución sumaba 831.814.558,96 €.

TABLA 7.12. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE EN 2019

(€)	RD 2019 Instalaciones p.e.m. anterior 1 de enero de 2008	RD 2019 Instalaciones p.e.m. posterior 1 de enero de 2008	RD 2019 TOTAL	RCS 2019 Instalaciones p.e.m. anterior 1 de enero de 2008	RCS 2019 Instalaciones p.e.m. posterior 1 de enero de 2008	RCS 2019 TOTAL	Ajustes ejercicios anteriores	Total retribución 2019
Gas Natural CEGAS, S.A.	715.068,67	1.626.933,61	2.342.002,28	526.493,11	593.301,13	1.119.794,24	14.915,42	3.476.711,94
Enagas Transporte, S.A.	251.631.396,97	215.392.958,37	467.024.355,34	124.108.099,33	69.579.664,93	193.687.764,26	2.579.879,85	663.291.999,45
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	9.246.454,96	10.668.905,49	19.915.360,45	3.492.582,83	3.412.679,50	6.905.262,33	91.976,62	26.912.599,40
Gas Natural Andalucía S.A.	99.192,24	2.633.346,60	2.732.538,84	33.926,32	959.804,02	993.730,34	13.236,27	3.739.505,45
Gas Natural Castilla-La Mancha, S.A.	1.205.000,14	1.790.241,22	2.995.241,36	368.689,22	768.692,39	1.137.381,61	12.647,06	4.145.270,03
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.730.574,74	3.154.520,18	4.885.094,92	798.114,83	1.076.207,42	1.874.322,25	24.965,57	6.784.382,74
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	117.561,31	4.815.122,48	4.932.683,79	35.592,88	1.602.175,15	1.637.768,03	-120.053,50	6.450.398,32
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	354.185,13	0	354.185,13	150967,42	0	150967,42	2.010,84	507.163,39
Regasificadora del Noroeste, S.A.	3.719.579,92	2.050.149,02	5.769.728,94	1.383.479,94	607.956,99	1.991.436,93	26.525,53	7.787.691,40
Redexis Gas Murcia, S.A.	0	1.368.569,56	1.368.569,56	0	554.641,75	554.641,75	965,48	1.924.176,79
Gas Natural Distribución SDG, S.A.	10.985.404,45	1.699.103,43	12.684.507,88	4.889.543,54	530.824,75	5.420.368,29	72.198,15	18.177.074,32
Gas Navarra, S.A.	0	908.244,74	908.244,74	0	399.067,67	399.067,67	5.315,49	1.312.627,90
Redexis Gas, S.A.	5.371.390,11	13.346.271,33	18.717.661,44	2.823.987,95	5.363.598,98	8.187.586,93	85.305,44	26.990.553,81
Redexis Infraestructuras, S.L.U.	1.247.052,07	22.501.812,57	23.748.864,64	441.904,88	6.444.746,04	6.886.650,92	-26.583,91	30.608.931,65
Total	286.422.860,71	281.956.178,60	568.379.039,31	139.053.382,25	91.893.360,72	230.946.742,97	2.783.304,31	802.109.086,53

La retribución a la actividad de regasificación en el 2019 ascendió a **385.167.889,99 €**, incluyendo **293.501.470,40 €** en concepto de **RD, 67.247.699,00 €** como **RCS, 813.196,01€** por la revisión de la retri-

7. Sector del gas natural

bución RCS de los años 2017 y 2018 **y 23.605.524,58 €** por retribución provisional de la planta de **El Musel**. En el año 2018 la retribución total de la actividad ascendió a 413.583.228,08 €.

TABLA 7.13. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN EN 2019

[€]	RD y retribución financiera del gas talón 2019	RCS 2019	Total 2019	Desvíos RCS 2016-2017 a liquidar en 2018	Retribución transitoria El Musel	Total
ENAGAS Transporte, S.A.U.	170.926.773,76	38.465.083,49	209.391.857,25	465.140,86	23.605.524,58	233.462.522,69
Bahía de Bizkaia Gas, S.L.	38.549.876,01	9.598.700,24	48.148.576,25	116.072,74		48.264.648,99
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	54.169.652,07	11.444.985,47	65.614.637,54	138.399,03		65.753.036,57
Regasificadora del Noroeste, S.A.	29.855.168,56	7.738.929,80	37.594.098,36	93.583,38		37.687.681,74
Total	293.501.470,40	67.247.699,00	360.749.169,40	813.196,01		385.167.889,99

La retribución a los almacenamientos subterráneos básicos en 2019 alcanzó **91.517.241,96 €** que incluye **52.395.750,19 €** en concepto de retribución a la inversión, **35.081.254,51 €** por costes de operación y mantenimiento, **5.084.617,77 €** en concepto de RCS, **705.329,00 €** como minoración establecida en la Orden ITC/3802/2008 y, por último, **339.051,51 €** como ajustes del RCS de los años 2017 y 2018 al emplear las cifras de demanda definitivas. En el año 2018 esta retribución ascendía a 91.147.984,36 €.

TABLA 7.14. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2019

(€)	RD 2019 por inversión	RD 2019 por Costes de Operación y mantenimiento	RCS 2019	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008	Correction RCS 2018 y 2017	TOTAL 2019
Enagas Transporte, S.A.U.	47.557.164,86	33.508.266,24	4.692.995,64	-705.329,00	-284.751,42	84.768.346,32
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	4.838.585,33	1.572.988,27	391.622,13	0	-54.300,09	6.748.895,64
TOTAL ALMACENAMIENTOS	52.395.750,19	35.081.254,51	5.084.617,77	-705.329,00	-339.051,51	91.517.241,96

b. Actividad de distribución

De acuerdo con la normativa, la retribución anual en 2019 se configuraba como la suma de la retribución del año anterior más la asociada al crecimiento de clientes y ventas del año actual:

$$RD_n = RD_{n-1} + RN_n$$

Donde:

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

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

- Retribución unitaria por cliente en municipios ya gasificados: 50 €/cliente.
- Retribución unitaria por cliente en municipios de regasificación reciente (municipios en los que la primera puesta en servicio de gas se ha producido en los cinco años anteriores al año de cálculo de la retribución): 70 €/cliente.
- Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh: 7,5 €/MWh.
- Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh: 4,5 €/MWh.
- Retribución unitaria para suministros a presión entre 4 y 60 bar: 1,25 €/MWh.

Las retribuciones del año 2019 publicadas en la Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, son las siguientes:

TABLA 7.15. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN 2019

	Retribución 2019 (€)	Revisión 2018-2017 (€)	Total retribución 2018 (€)
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	104.840.544	2.789.170	107.629.714
NED España Distribución Gas, S.A.U.	70.936.172	4.535.090	75.471.262
Redexis Gas, S.A.	84.761.041	7.218.587	91.979.628
DC Gas Extremadura, S.A.	12.703.531	507.727	13.211.258
Tolosa Gasa S.A.	787.303	57.168	844.471
NEDGIA Catalunya, S.A.	405.686.758	18.537.665	424.224.423
NEDGIA Andalucía S.A.	64.760.661	2.117.294	66.877.955
NEDGIA Castilla-La Mancha, S.A.	46.751.765	3.138.182	49.889.947
NEDGIA Castilla y León, S.A.	77.828.473	1.360.814	79.189.287
NEDGIA CEGAS, S.A.	124.628.570	3.737.635	128.366.205
NEDGIA Galicia, S.A.	40.101.093	2.090.710	42.191.803
Redexis Gas Murcia, S.A.	16.431.158	2.033.768	18.464.926

7. Sector del gas natural

	Retribución 2019 (€)	Revisión 2018-2017 (€)	Total retribución 2018 (€)
NEDGIA Navarra, S.A.	34.671.714	1.256.026	35.927.740
NEDGIA Rioja, S.A.	15.399.839	1.350.033	16.749.872
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	1.067.463	1.075.064	2.142.527
Madrileña Red de Gas, S.A.	142.298.590	1.699.883	143.998.473
NEDGIA Madrid, S.A.	151.712.052	3.868.239	155.580.291
NEDGIA Aragón, S.A.	6.956.933	767.860	7.724.793
NEDGIA Redes Distribución de Gas, S.A.	17.092.773	897.279	17.990.052
Domus Mil Natural, S.A.	119.533	5.996	125.529
Total	1.419.535.966	59.044.190	1.478.580.156

7.7. NORMATIVA APROBADA EN EL AÑO 2019

7.7.1. Normativa de ámbito comunitario

Directiva (UE) 2019/692 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019, por la que se modifica la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural (DOUE 3/05/2019).

7.7.2. Normativa de ámbito estatal

La normativa publicada durante el año 2019 relativa al gas natural es la siguiente ⁽¹⁾:

a. Tarifas y peajes

- Resolución de 22 de marzo de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas Natural (BOE 30/03/2019).
- Resolución de 23 de diciembre de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/12/2019).

b. Mercado organizado y acceso de terceros.

- Resolución de 5 de junio de 2019, 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 (10/06/2019).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 2 de julio de 2019, por la que se nombra a AXPO y a ENGIE creadores de mercado para el 2º semestre de 2019 (sin publicar en el BOE).

- Orden TEC/819/2019, de 24 de julio, por la que se inhabilita para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural a SOLSTAR LIMITED (BOE 31/07/2019).
- Orden TEC/878/2019, de 1 de agosto, por la que se inhabilita para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural a GASELA GmbH (BOE 09/08/2019).
- Orden TEC/1167/2019, de 28 de noviembre, por la que se inhabilita a Enerkia Energía, SL, para el ejercicio de la actividad de comercialización de gas natural y se determina el traspaso de sus clientes a un comercializador de último recurso (BOE 3/11/2019).
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 20 de diciembre de 2020, 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 2020 a «AXPO IBERIA S.L.U.» y «ENGIE ESPAÑA S.L.U.» (sin publicar en el BOE).

c. Almacenamientos subterráneos

- Resolución de 4 de febrero de 2019, 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 2019 y el 31 de marzo de 2020 (BOE 6/2/2019).
- Resolución de 6 de noviembre de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 31 de octubre de 2019, por el que se pone término a la hibernación de las instalaciones del almacenamiento subterráneo «Castor» acordando su desmantelamiento y se ordena el sellado y abandono definitivo de los pozos (BOE 8/11/2020).

d. Otras disposiciones

- Resolución de 15 de febrero de 2019, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican diversas normas de gestión técnica del sistema y protocolos de detalle (BOE 14/03/2019).
- Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (BOE 9/05/2019).
- Circular 2/2019, de 12 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural (BOE 20/11/2019).

7. Sector del gas natural

- Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado (BOE 23/12/2019).
- Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución (BOE 30/12/2019).

8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.1. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.1.1. Introducción

En el presente capítulo se expone la situación del sector del petróleo y de los productos petrolíferos en España durante 2019: 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 2019 en el ámbito comunitario y nacional.

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) 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 2019, el consumo de productos petrolíferos en España fue de 59,78 millones de toneladas, un 0,30 % menos que en 2018.

TABLA 8.1. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA 2019

Consumo de productos petrolíferos en España	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura de consumo
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	2.430	-7,30 %	4,10%
Gasolinas	5.381	5,70 %	9,00%
Querosenos	6.921	3,50 %	11,60 %
Gasóleos	31.554	0,10 %	52,80 %
Fuelóleos	8.235	-3,60 %	13,80 %
Otros productos (*)	5.259	-3,80 %	8,80 %
Total	59.780	-0,30%	100,00 %

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

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Consumo de gasolinas	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura de consumo
95 I.O.	4.975	5,90%	92,50%
98 I.O.	400	2,20%	7,40%
Bioetanol	1		
Gasolinas mezcla	(**)	-40,80%	
Subtotal gasolinas auto	5.376	5,70%	99,90%
Otras gasolinas	5	9,80%	0,10%
Total	5.381	5,70%	100,00%

(**) Distinto de 0,0.

Consumo de gasóleos	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura de consumo
Automoción (A)	23.374	-0,40%	74,10%
Biodiesel	32	-30,70%	0,10%
Biodiesel mezcla	51	33,50%	0,20%
Agrícola y pesca (B)	4.268	-1,30%	13,50%
Calefacción (C)	1.679	-6,90%	5,30%
Otros gasóleos	2.151	16,60%	6,80%
Total	31.554	0,10%	100,00%

Consumo de querosenos	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura de consumo
Aviación	6.920	3,50%	100,00%
Otros		-17,40%	
Total	6.921	3,50%	100,00%

Consumo de fuelóleos y otros productos	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura de consumo
Fuelóleo BIA	1.927	-8,10%	23,40%
Otros	6.308	-2,10%	76,60%
Total fuelóleos	8.235	-3,60%	100,00%
Lubricantes	426	0,10%	8,10%
Asfaltos	965	12,40%	18,40%
Coque	1.814	-17,40%	34,50%
Otros	2.054	3,50%	39,10%
Total otros productos	5.259	-3,80%	100,00%

FUENTE: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).
Informe Estadístico Anual 2019.

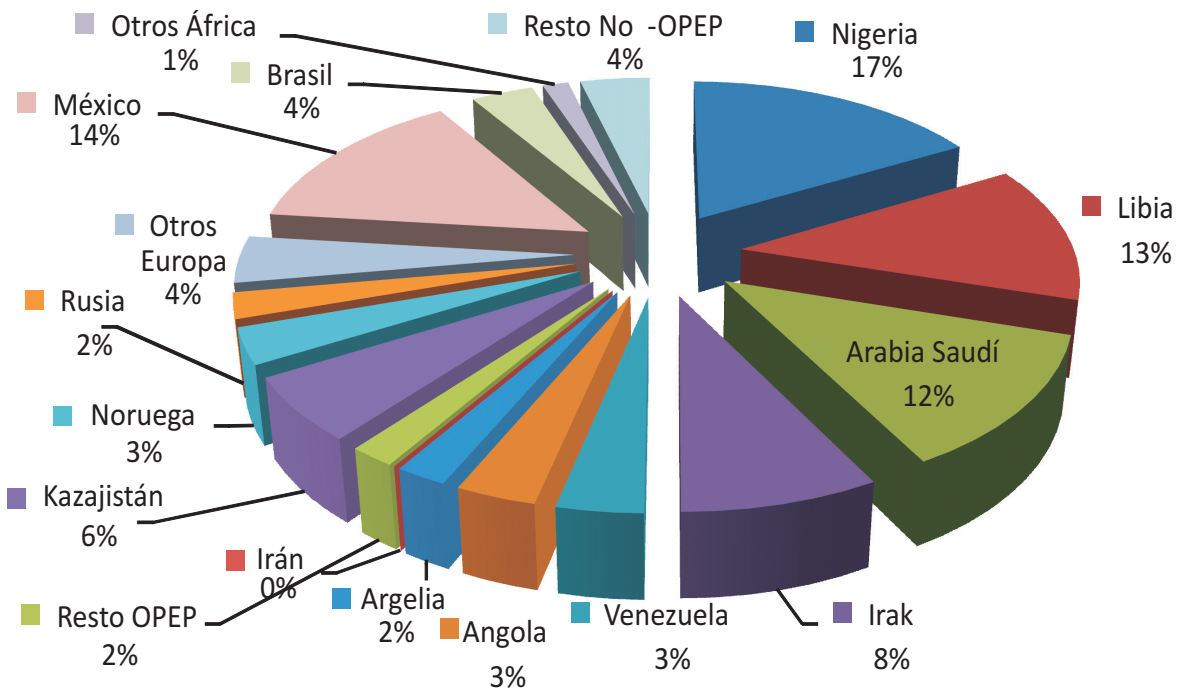
8.2.2. Oferta de petróleo. Importaciones de crudo

Las importaciones de crudo a España en 2019 alcanzaron los **66.303 kt (-1,9 % vs. 2018)**.

El principal suministrador de crudo es Nigeria (15,20%), seguido de México (14,20%), Libia (12,80%) y Arabia Saudí (12,40%).

Si se hace referencia a la relevancia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en las importaciones, el volumen procedente de países pertenecientes a esta organización representó un 60,80% de las importaciones.

FIGURA 8.1. PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO 2019



FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2019.

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

Las importaciones de productos petrolíferos en 2019 fueron de **20.275 kt**, un **1,20 %** inferior al año 2018. Los productos petrolíferos más importados fueron gasóleos y fuelóleos.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

TABLA 8.2. IMPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2019

Importaciones de productos petrolíferos	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	1.242	-9,10 %	6,10%
Gasolinas	1.444	216,00 %	7,10 %
Querosenos	1.675	-6,90 %	8,30 %
Gasóleos	6.845	4,60 %	33,80 %
Fuelóleos	6.843	-7,20 %	33,80 %
Otros productos (*)	2.226	-25,30 %	11,00 %
Total	20.275	-1,20 %	100,00 %

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2019.

Por otro lado, las exportaciones de productos petrolíferos en **2019** sufrieron un descenso del **7,50%** respecto a **2018**, situándose en **23.391 kt**. Los productos petrolíferos más exportados fueron los gasóleos, otros productos y las gasolinas.

TABLA 8.3. EXPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2019

Exportaciones de productos petrolíferos	2019		
	Kt	Variación 2019-2018	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	553	16,70 %	2,40 %
Gasolinas	4.959	9,70 %	21,20 %
Querosenos	401	-24,10 %	1,70 %
Gasóleos	8.145	-1,90 %	34,80 %
Fuelóleos	2.701	-28,20 %	11,50 %
Otros productos (*)	6.632	-13,80 %	28,40 %
Total	23.391	-7,50 %	100,00 %

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2019.

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

Exportaciones netas: Exportaciones- Importaciones	2019		
	Kt	Variación 2019-2018	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	-689	-22,80 %	N.A.
Gasolinas	3.515	-13,50 %	N.A.
Querosenos	-1.274	0,20 %	N.A.
Gasóleos	1.300	-26,20 %	N.A.
Fuelóleos	-4.142	14,70 %	N.A.
Otros productos (*)	4.406	-6,60 %	N.A.
Total	3.116	-34,70 %	N.A

España continúa siendo un país exportador neto de productos petrolíferos, con **3.116 kt** de exportaciones netas en **2019**, lo que representa un descenso del **34,70 %** respecto a **2018**.

8.2.4. Balance de Refinerías

La producción de las refinerías españolas en **2019** fue de **65.513 kt** de productos petrolíferos, un **3,50 %** inferior a **2018**.

El balance de la producción y consumo de productos petrolíferos en España se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 8.4. BALANCE DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2019

	2018 (kt)	2019 (kt)
Producción interior de crudo	87	40
Importación de crudo	67.586	66.303
Productos intermedios y materias auxiliares	736	1.126
Variación de existencias de materias primas	309	-930
Materia prima procesada	68.718	66.539
Pérdidas de refino	-848	-1.026
Producción de refinerías	67.870	65.513
Consumos propios	-4.306	-4.159
Trasposos/diferencias estadísticas	903	1.721
Importaciones de productos petrolíferos	20.517	20.275
Exportaciones de productos petrolíferos	-25.286	-23.391
Variación de existencias	258	-179
Consumo interior de productos petrolíferos	59.957	59.780

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2019.

En lo que respecta a la producción bruta de la refinería, el producto petrolífero con mayor producción son los gasóleos (41,70 % del total) seguidos de otros productos (19,30 %) y los querosenos (15,70 %).

TABLA 8.5 PRODUCCIÓN BRUTA DE LAS REFINERÍAS EN ESPAÑA EN 2019

	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	1.167	-11,00 %	1,80 %
Gasolinas	9.087	1,30 %	13,90 %
Querosenos	10.270	-1,40 %	15,70 %
Gasóleos	27.297	-0,50 %	41,70 %
Fuelóleos	5.056	-15,70 %	7,70 %
Otros productos (*)	12.636	-6,30 %	19,30 %
Total	65.513	-3,50 %	100,00 %

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

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2019.

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 Ley 34/1998, de 7 de octubre. En dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de Energía, actualmente integrada en la CNMC, publicará en su página web un listado de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al MITERD el ejercicio de esta actividad.

b. Distribuidores al por menor de productos petrolíferos

La actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos comprende, 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 (artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

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 (artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

En dicho artículo se establece que la CNMC publicará en su página web¹ 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.

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

A fecha de 31 de diciembre de 2019 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 (artículo 46 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

En dicho artículo se establece que la CNMC publicará en su página web² 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 2019 constaban 35 comercializadores al por menor de GLP a granel.

8.3.3. Refinerías e Infraestructuras

8.3.3.1. 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 (Grupo CEPSA) 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.

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 2019, las refinerías españolas tuvieron una producción bruta de 65.513 kt (Apdo 8.2.4)

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

FIGURA 8.2. REFINERÍAS EXISTENTES EN ESPAÑA



FUENTE: CORES.

8.3.3.2. Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos.

Se consideran infraestructuras críticas el conjunto de refinerías y la red logística de CLH y del resto de los operadores logísticos.

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

El sistema logístico integrado en CLH es el más relevante sistema de transporte y distribución de productos petrolíferos en España y lo componen la red de oleoductos, 40 instalaciones de almacenamiento, 27 instalaciones aeroportuarias y 2 buques tanque:

- Oleoductos: La red de oleoductos de CLH conecta 8 refinerías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 4.007 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

- 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

8.4.1. 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, 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 a la Unión Europea en 1986.

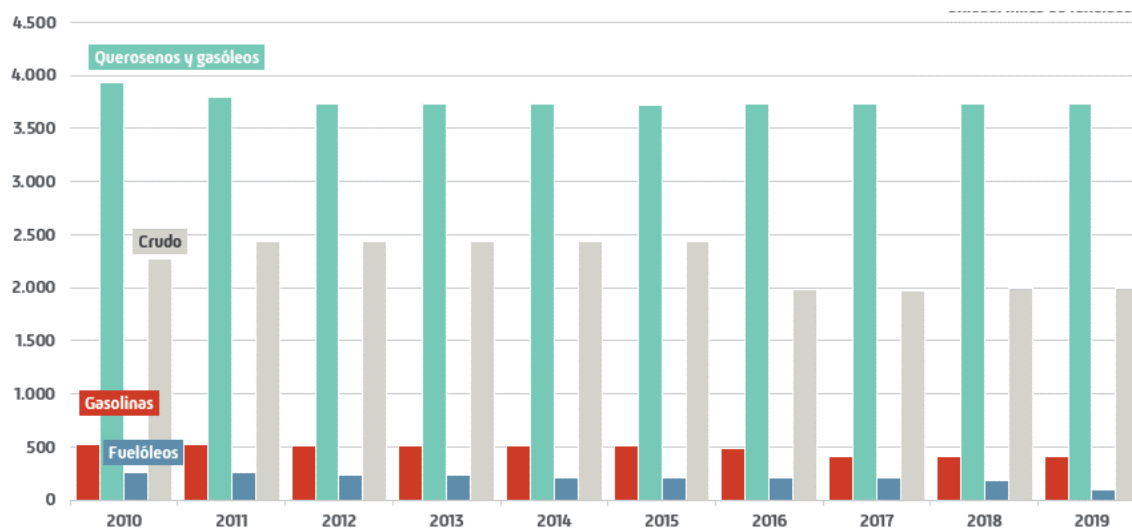
El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, establece que se deberán mantener unas existencias mínimas en 92 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior. En el caso del GLP, dichas existencias mínimas se fijan en 20 días.

Por otro lado, el artículo 14 del citado real decreto establece que la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (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. CORES fue designada como Entidad Central de Almacenamiento de España (ECA).

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%, tienen carácter estratégico y son gestionadas por CORES.

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



FUENTE: CORES, Informe Estadístico Anual 2019.

TABLA 8.6. EVOLUCIÓN EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y RESERVAS ESTRATÉGICAS EN ESPAÑA EN TONELADAS

	2015	2016	2017	2018	2019
Reservas estratégicas CORES	6.864	6.397	6.327	6.317	6.224
Reservas Industria	10.030	9.435	9.011	8.627	9.914
Total	16.894	15.832	15.338	14.917	16.138

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 la legislación vigente (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, 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), para determinadas modalidades de venta que conviven con el régimen general de precios de libre fijación permanecen vigentes sistemas de determinación de precios máximos de venta al público

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

Según la ley vigente³, es competencia del Mº para MITERD previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinar los precios máximos de venta al público. El precio máximo deberá incorporar el coste del suministro a domicilio.

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.

Los costes de comercialización, esto es, los costes de distribución del producto hasta el consumidor, usuario final o destino se actualizaron en julio de 2019, incrementándose un 0,24% con respecto al año anterior.

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

De igual forma que en el caso anterior, según la ley vigente⁴ el Mº para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos podrá dictar las

³ Disposición adicional trigésima tercera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio. 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.

Orden IET/389/2015, de 5 de marzo.

⁴ El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Orden de 16 de julio de 1998.

Orden IET/389/2015, de 5 de marzo.

disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

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 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.

Los costes de comercialización correspondientes se actualizaron en julio de 2019, incrementándose en un 0,22% con respecto al año anterior.

8.6. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.6.1. Cotizaciones de crudos y derivados

Durante el año 2019 la evolución de la cotización del crudo de petróleo Brent presentó tres periodos diferenciados. El primero, con tendencia alcista hasta mayo, marcando el máximo anual en **74,7 usd/bbl** a finales del mes, supuso la recuperación, en parte, de los precios tras la abrupta caída del último trimestre de 2018. El segundo periodo, hasta agosto, presentó un ligero descenso de las cotizaciones, alcanzando un mínimo en **55,2 usd/bbl**, para finalizar el año con una suave recuperación de los precios durante el último trimestre, rozando la barrera de los **70 usd/bbl** en diciembre.

TABLA 8.7. COTIZACIÓN DEL CRUDO BRENT

Brent Dated				
Dólares por barril				Media anual
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	€/bbl
2019	64,20	67,00	66,77 (31/12/19)	71,87
2018	71,04	57,39	50,21 (28/12/18)	83,92
Dif. absoluta	-6,84	9,61	16,56	-12,04
Dif. %	-9,63%	16,75%	32,98%	-14,35%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

La evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina y el gasóleo de automoción durante 2019 ha sido similar a la del crudo, presentando una senda alcista hasta mayo y un posterior descenso y suave recuperación.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

TABLA 8.8. COTIZACIÓN DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2019	601,6	589,7	601,1 (31/12/19)
2018	663,5	497,4	452,1 (28/12/18)
Dif. Absoluta	-61,9	92,3	149,0
Dif. %	-9,33%	18,55%	32,96%

Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2019	585,7	586,4	601,2 (31/12/19)
2018	634,1	539,36	481,2 (28/12/17)
Dif. Absoluta	-48,4	47,0	120,0
Dif. %	-7,63%	8,72%	24,93%

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

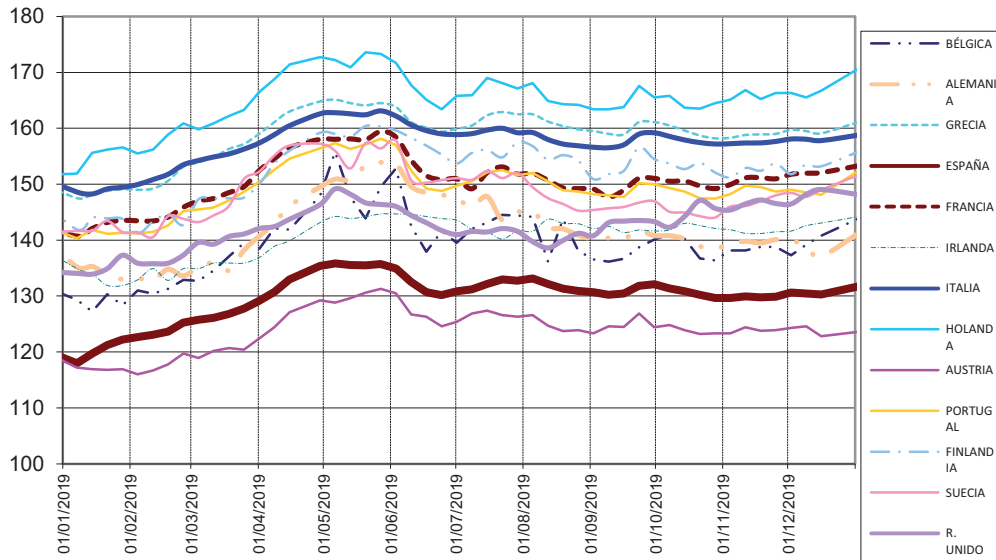
La cotización anual media del dólar en relación con el euro pasó de **84,4 céntimos de euro por dólar** en **2018** a **89,33** en **2019**. La cotización sufrió un comportamiento regular durante 2019, en comparación con la disparidad presentada el año anterior. Durante la primera mitad del año se situó por debajo de los 90 céntimos, con mínimas de 86,69 a principios de enero, pasando la segunda mitad a fluctuar en torno a los 90 céntimos de euro por dólar, marcando el máximo en 91,84 a finales de septiembre.

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 1 céntimos de euro por litro en 2019 respecto a 2018, pasando de 128,9 cent/l a 129,9 cent/l, mientras que el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se encareció 1,2 cent/l, al pasar de 120,4 cent/l en 2018 a 121,6 cent/l en 2019.

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.

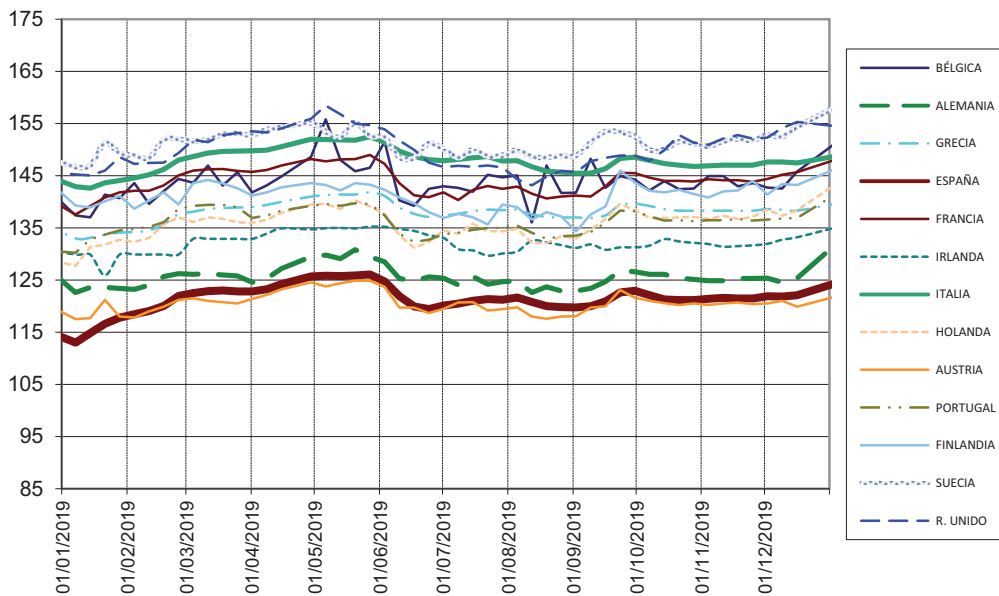
FIGURA 8.5 PRECIO GASOLINA 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

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 (CTS/LITRO)

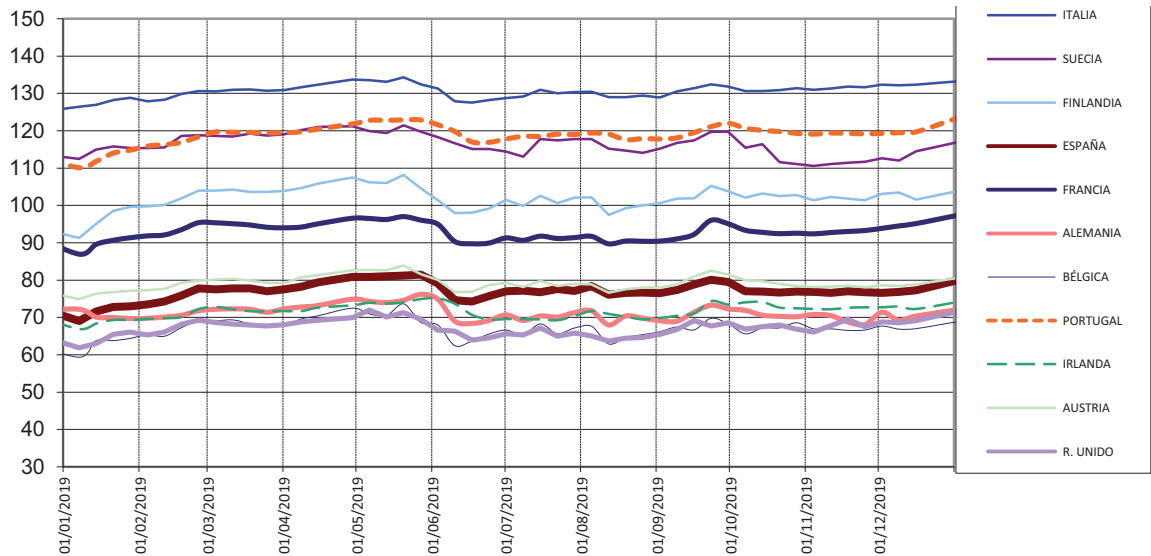


FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

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.

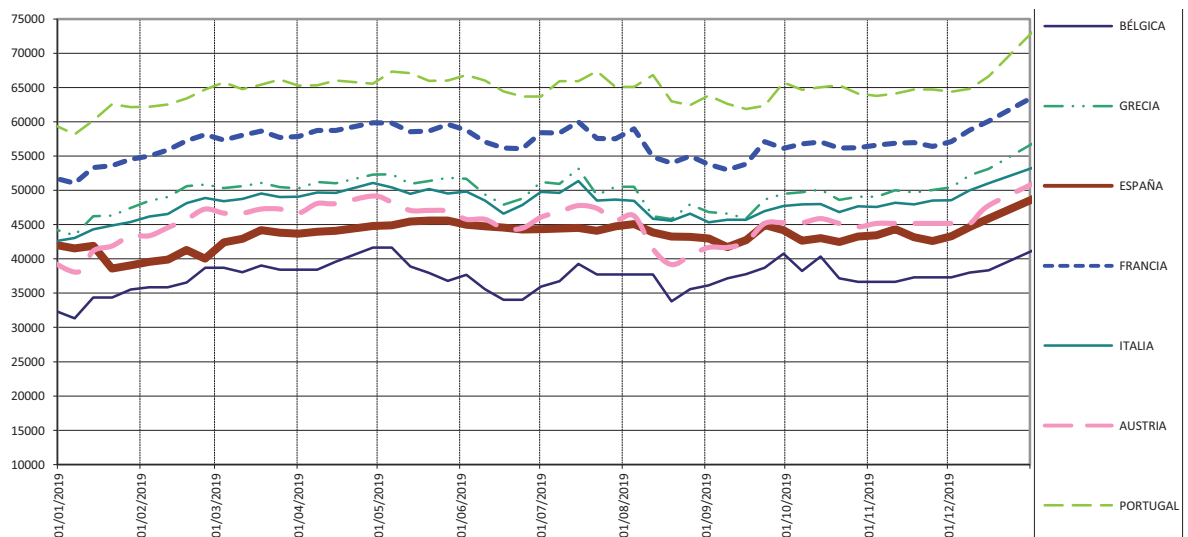
FIGURA 8.7. PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

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.

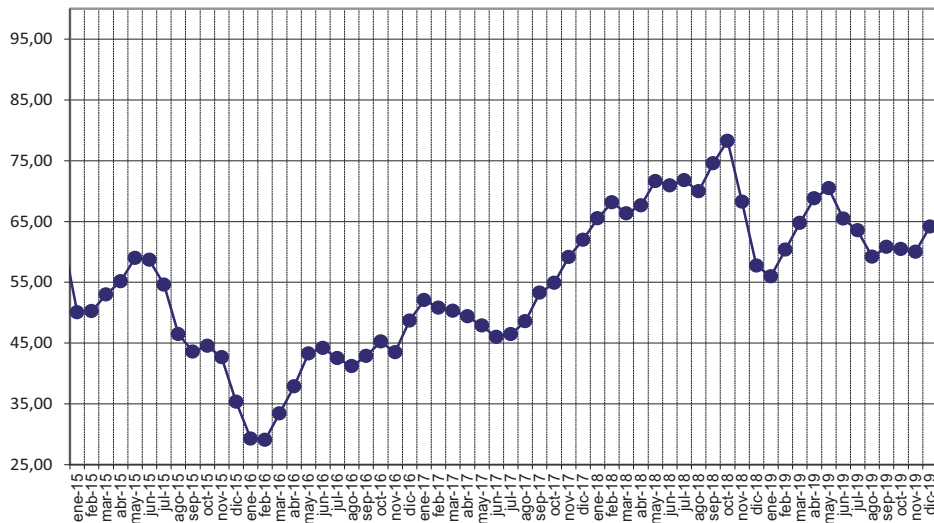
**FIGURA 8.8. PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)
(LOS PRECIOS REPRESENTADOS INCLUYEN EL IMPUESTO ESPECIAL, PERO NO EL IVA)**



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.

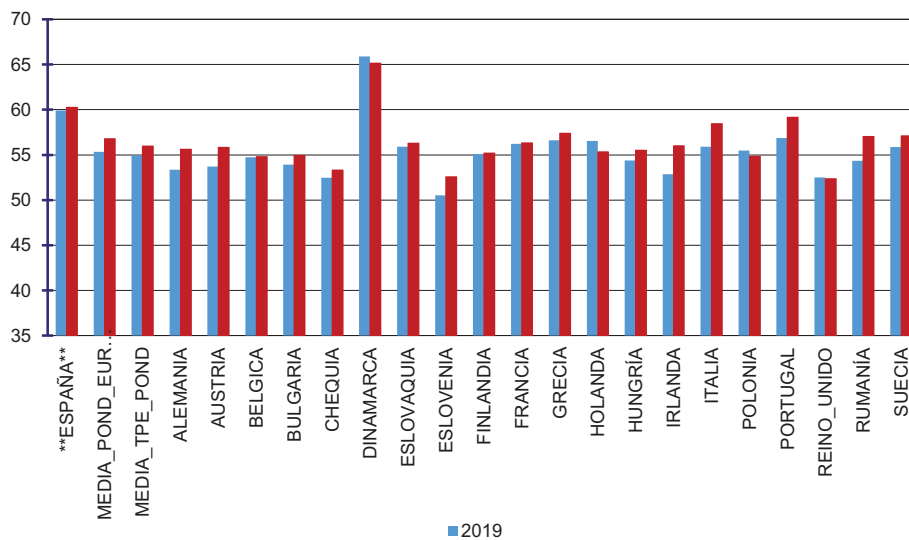
FIGURA 8.9. EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA (CTS/LITRO)



FUENTE: CORES. Boletín estadístico de Hidrocarburos.

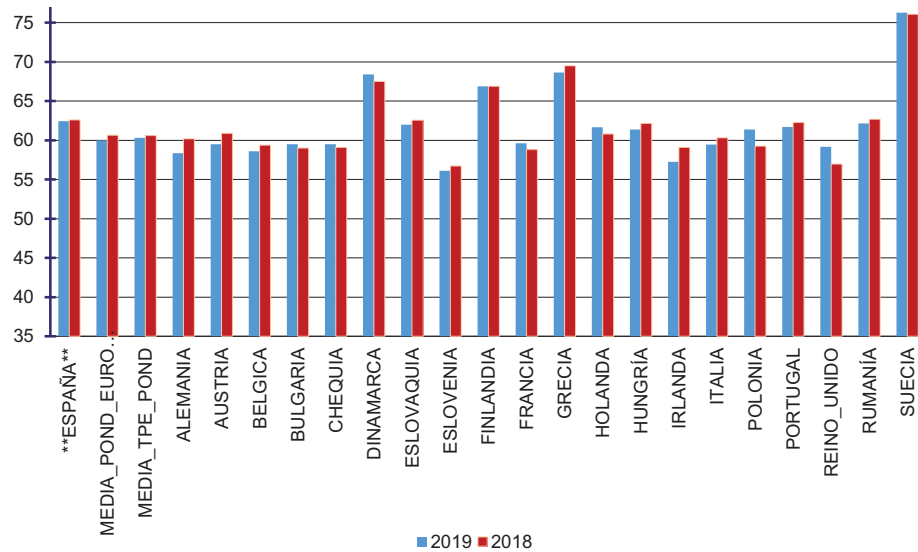
Por último, en cuanto a la posición de los precios medios anuales de España, sin impuestos ni tasas, en relación con el resto de la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos que, de los países que aparecen en ellos, los precios en España se encuentran en la parte alta. Y en el caso del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

FIGURA 8.10. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DE LA GASOLINA 95 EN LA UNIÓN EUROPEA (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

FIGURA 8.11. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DEL GASÓLEO AUTOMOCIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA (CTS/LITRO)



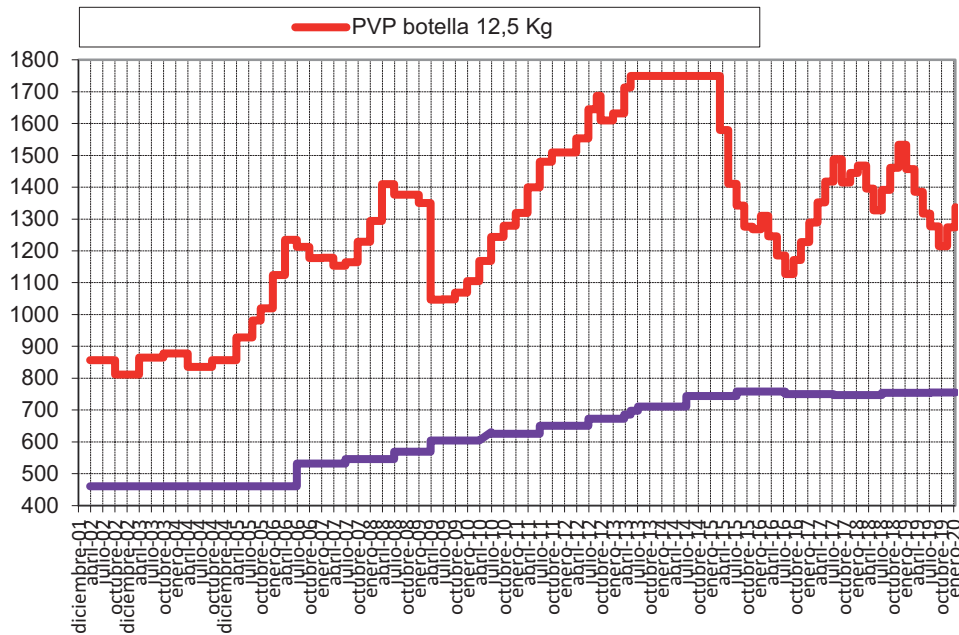
FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

8.6.3. Precios de gases licuados del petróleo

Durante el 2019, las revisiones del precio de venta al público máximo por botella de GLP envasado han sido a la baja, oscilando desde los **14,57 €/botella** del mes de enero hasta los **12,15 €/botella** del mes de septiembre. Solamente la última revisión correspondiente al mes de noviembre ha experimentado una ligera subida hasta los **12,74 €/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 2019.

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



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales desde 2010 entre diferentes años se muestra la siguiente tabla:

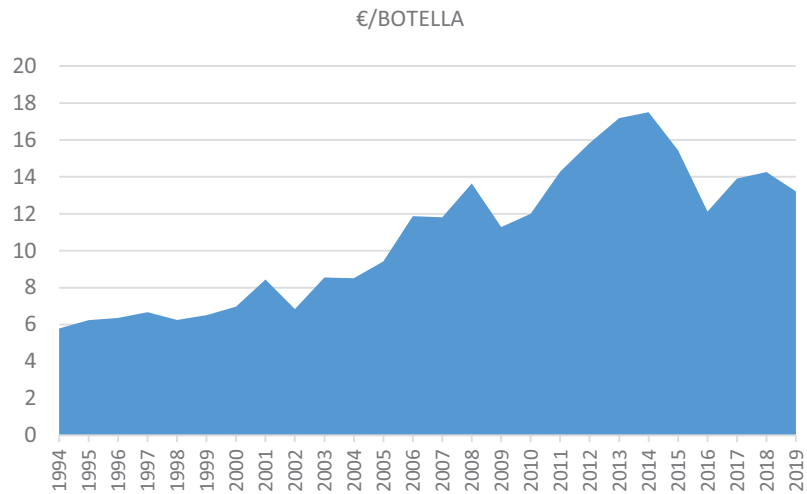
TABLA 8.9. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG

AÑO	€/BOTELLA	ÍNDICE
2010	12	207,33
2011	14,28	246,72
2012	15,83	273,5
2013	17,18	296,83
2014	17,5	302,35
2015	15,44	266,76
2016	12,12	209,4
2017	13,91	240,33
2018	14,26	246,38
2019	13,21	228,15

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

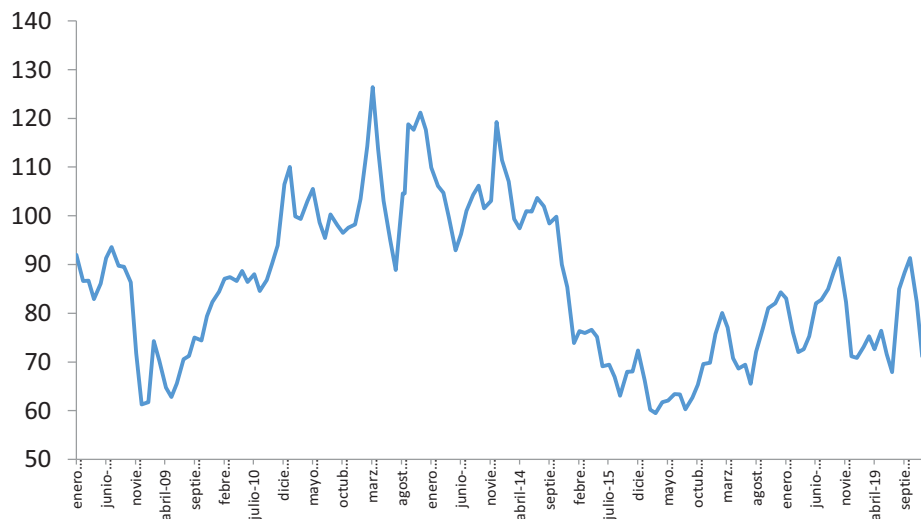
FIGURA 8.13. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG



En lo relativo al GLP canalizado, durante la primera mitad del año fluctuó entre los 75 cts/kg y 68 cts/kg, mínima anual, para después iniciar un ascenso hasta los 91 cts/kg en octubre.

Posteriormente, el precio volvió a caer hasta los 71 cts/kg en diciembre de 2019. 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 8.14. TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS, EN CTS/KG) DE GLP POR CANALIZACIÓN



FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

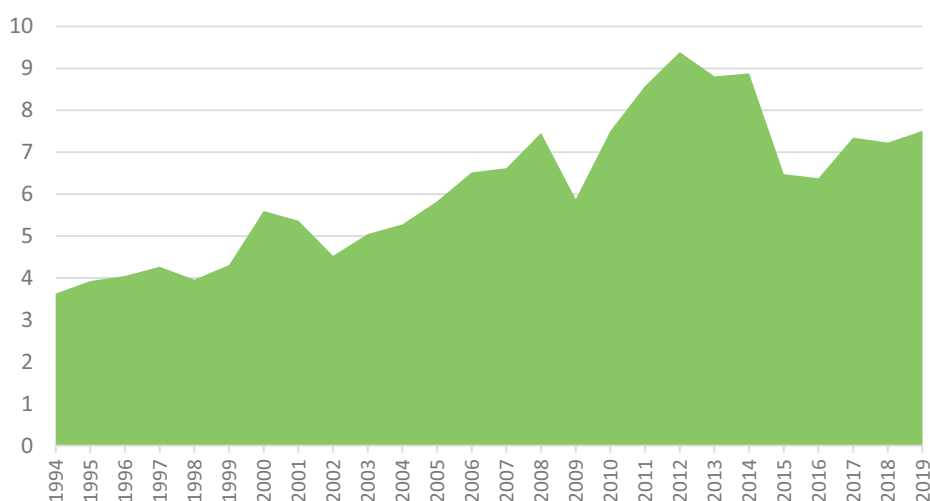
Como resumen de la evolución de los precios medios anuales de venta al público desde 2010 se muestra la siguiente tabla:

TABLA 8.10. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES. CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO

AÑO	cent/kWh	ÍNDICE
2010	7,51	206,92
2011	8,58	236,4
2012	9,39	258,67
2013	8,81	242,77
2014	8,88	244,72
2015	6,48	178,41
2016	6,38	175,89
2017	7,35	202,48
2018	7,23	199,16
2019	7,51	206,94

FUENTE: Subdirección General de Hidrocarburos y Nuevos Combustibles.

FIGURA 8.15. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES. CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO



8.6.4. Normativa

La normativa publicada durante el año 2019 que afecta al sector de hidrocarburos líquidos y GLP es la siguiente⁵:

- Resolución de 23 de enero de 2019, 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 2018.
- Resolución de 16 de julio de 2019, 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 2019.
- Orden TEC/975/2019, de 30 de septiembre, por la que se modifican las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2019, aprobadas por Orden TEC/1428/2018, de 27 de diciembre.
- Orden TEC/1262/2019, de 26 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2020.

⁵ 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 de 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

Cuota de electricidad

El porcentaje correspondiente a la parte eléctrica de la cuota de renovables a efectos del cumplimiento del objetivo aumentó desde el 35,06% hasta el 36,93%. Ello es debido fundamentalmente a una subida del 4,23% 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 bajada de la demanda bruta (definida de acuerdo a la metodología de EUROSTAT), de aproximadamente el 1%.

	2018	2019	% Variación
Generación Renovable [GWh]	99.255,10	103.452,50	4,23%
Hidráulica (normalizada 15 años)	30.039,10	29.466,10	-1,91%
Eólica (normalizada 5 años)	50.557,30	53.283,40	5,39%
Solar fotovoltaica	7.877,00	9.420,00	19,59%
Solar térmica	4.867,00	5.683,00	16,77%
Residuos sólidos urbanos renovables	755,00	770,00	1,99%
Biomasa	4.221,00	3.885,00	-7,96%
Biogases	923,00	904,00	-2,06%
Biogás inyectado en red	15,70	21,10	35,26%
Olas y mareas	0,00	20,00	
Consumo total Eléctrico bruto [GWh]	283.085,00	280.119,30	-1,05%
Cuota de renovables en electricidad (%)	35,06%	36,93%	(1%)

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 2019 descendió considerablemente respecto a los valores de 2018, dado que este último fue excepcional en cuanto a pluviometría, contrariamente a lo registrado en el año hidrológico 2019 fue. Sin embargo, el año 2005, que es el año que deja de tenerse en cuenta en la fórmula de normalización, con relación a los cálculos de 2018, fue el peor año hidráulico desde 1992. Por ello, pese a que la generación hidráulica de 2019 es significativamente inferior a la de 2018, el promedio de generación hidráulica del año 2019 de los últimos 15 años es únicamente un 2% inferior al promedio de 2018.
- La **energía eólica** tiene otra fórmula correctora que considera los 5 últimos años, que amortigua el incremento importante de la energía generada en 2019. Este aumento de la generación se pueda asociar a los casi 2.200 MW de potencia eólica instalados a lo largo de ese año.
- La **energía solar fotovoltaica** aumentó casi en un 20%, alcanzando un máximo histórico, principalmente por dos factores. En un primer lugar, en 2018 hubo un recurso solar escaso, mientras que en 2019 estuvo por encima de lo habitual. En segundo lugar, la potencia fotovoltaica instalada aumentó en más de 4.200 MW.
- La **energía solar termoeléctrica** se incrementó significativamente respecto al 2018, lo que también se puede asociar a un año con un mayor recurso solar.

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 2019

La generación eléctrica bruta a partir de fuentes de energía renovables durante el año 2019 alcanzó los 103.431 GWh, que representa el 37,85% del total de la generación eléctrica (273.257 GWh). Se registra de este modo un descenso del 3% respecto al año 2018.

En la siguiente tabla se muestra la generación eléctrica por tecnología durante el año 2019 así como su variación respecto al año anterior.

TABLA 9.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE AÑO 2019

Tecnología	Energía (GWh)	% del total	Variación 2019/2018
Eólica	55.647	53,80%	9,33%
Hidráulica	26.874	25,98%	-26,98%
Pura	23.714	22,93%	-25,79%
Mixta	1.697	1,64%	-47,31%
Bombeo	1.463	1,41%	-10,14%
Solar fotovoltaica	9.420	9,11%	19,59%
Solar termoeléctrica	5.683	5,49%	16,77%
Biomasa	3.885	3,76%	-7,96%
Biogases	904	0,87%	-2,06%
Residuos sólidos urbanos (renovables)	770	0,74%	1,99%
Desechos industriales	215	0,21%	-18,87%
Biocombustibles líquidos	13	0,01%	8,33%
Olas y mareas	20	0,02%	
Total	103.431	100,00%	-2,99%

FUENTE: MITERD.

Al igual que en los últimos años, la tecnología renovable con mayor producción fue la eólica, alcanzando prácticamente el 54% del total de la generación renovable. Ello supuso un incremento superior al 9% con relación al año 2018, debido en parte al incremento de potencia eólica instalada en 2019.

En segundo lugar, se situó la tecnología hidráulica, que cubrió el 26% del total de energía renovable, aunque su producción descendió en un 27% respecto al año anterior. Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, 2019 fue un año normal en cuanto a cantidad de precipitación, con una media en torno a 628 mm, valor que queda un 3% por debajo del valor medio anual según el periodo de referencia 1981-2010. Sin embargo, 2018 fue un año singularmente húmedo, con unas precipitaciones medias 25% por encima del valor medio anual en el periodo de referencia, lo que justifica la disminución en la producción con tecnología hidráulica observada.

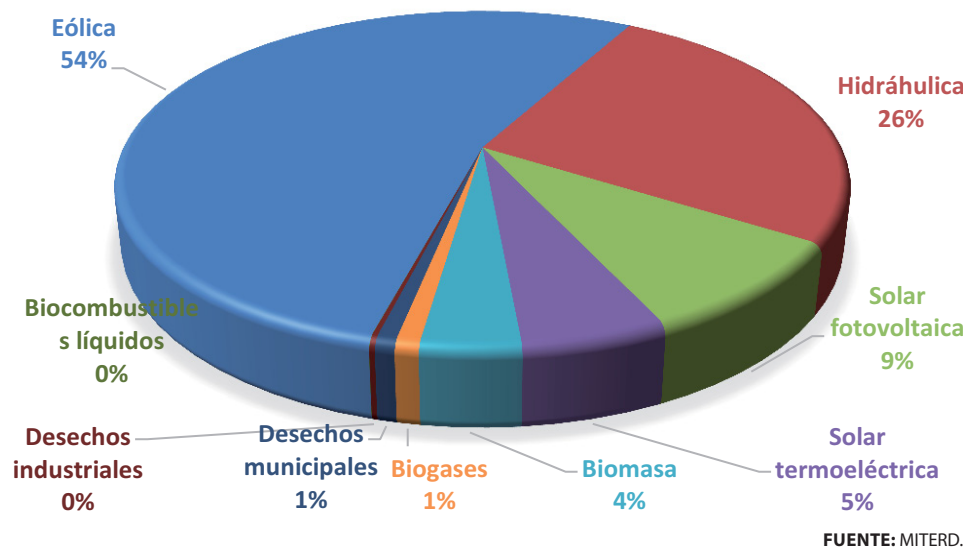
En tercer lugar, se encuentra la tecnología solar fotovoltaica, con un 9,10% del total de la generación a partir de fuentes de energías renovables. La producción se incrementó en casi un 20% respecto a los valores del año anterior y alcanzó un máximo histórico de producción. Ello fue debido parcialmente a la nueva capacidad instalada en 2019 (incremento superior al 85% de la potencia instalada en 2018), aunque el efecto se pudo apreciar solo en parte porque muchas de estas instalaciones se pusieron en servicio a final de año. En 2020 podrá verse el efecto completo de la incorporación de la nueva potencia. También en la tecnología

solar termoeléctrica se ha observado un aumento, con una producción que alcanza el 5,50% del total de la producción renovable, que representa un incremento del 16,80% respecto a los valores de 2018. El incremento en los valores de ambas tecnologías se justifica por haber sido 2019 un año especialmente soleado, con entre un 10% y 30% más de horas de sol en la mayor parte del territorio nacional.

Por su parte, la biomasa generó el 3,80% de la energía renovable, con un ligero descenso respecto al año anterior.

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

FIGURA 9.1. REPARTO PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE AÑO 2019



A la conclusión del año 2019 las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables sumaron una potencia de 58.269 MW, lo que supone un 56% del total de la potencia del sistema eléctrico español. El incremento de la potencia renovable en 2019 fue muy notable, con cerca de 6.500 MW de nueva capacidad, lo que representa un aumento del 12,50%, respecto de 2018. Se trata del mayor incremento registrado en un año, en términos absolutos, y la variación porcentual es la más elevada desde 2008.

Este aumento se puede asociar, entre otros factores, a las subastas celebradas en 2017 para el otorgamiento de derechos económicos (régimen retributivo específico), cuyo plazo para la construcción y puesta en funcionamiento de las instalaciones expiraba el 31 de diciembre de 2019.

Durante 2019 se instalaron 1.939,8 MW de tecnología eólica asociados a estas subastas de 2017, que se suman a los 48,5 MW ya construidos en 2018. También es destacable la potencia eólica adjudicataria de la

subasta de 2016, que disponía de hasta el 28 de marzo de 2020 para su construcción y puesta en funcionamiento. En 2019 se habían construido ya 294,8 MW de potencia asociada a esta subasta.

En cuanto a la tecnología fotovoltaica, en 2019 se instalaron 3.718,3 MW correspondientes a instalaciones adjudicatarias de las subastas de 2017.

En la siguiente tabla se muestra la evolución de la potencia renovable en los últimos 10 años.

TABLA 9.2. POTENCIA ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS (MW)

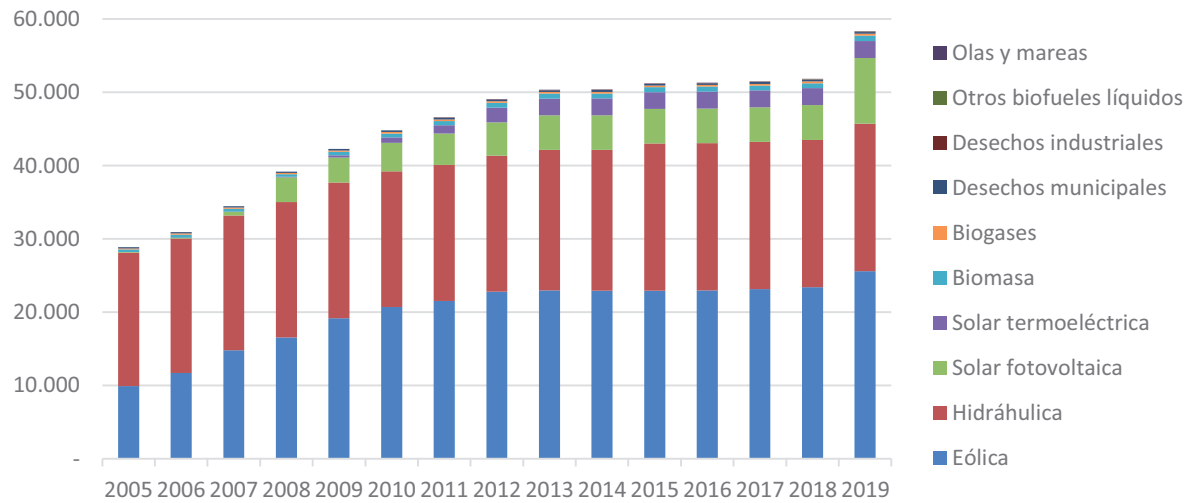
Tecnología	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Eólica	20.693	21.529	22.789	22.958	22.925	22.943	22.990	23.124	23.405	25.583
Hidráulica	18.535	18.540	18.550	19.185	19.223	20.053	20.080	20.079	20.080	20.114
Pura	13.275	13.283	13.293	14.076	14.081	14.086	13.769	13.768	13.769	13.803
Mixta	2.811	2.792	2.792	2.654	2.687	2.687	2.990	2.990	2.990	2.990
Bombeo	2.449	2.465	2.465	2.455	2.455	3.280	3.321	3.321	3.321	3.321
Solar fotovoltaica	3.873	4.283	4.569	4.690	4.697	4.704	4.713	4.723	4.764	8.973
<20 kW	-	-	-	-	-	-	156	158	159	172
20-1000 kW	-	-	-	-	-	-	3.424	3.430	3.449	3.482
>1 MW	-	-	-	-	-	-	1.107	1.108	1.122	5.283
Sin conectar a red	22	23	24	25	25	27	26	27	33	35
Solar termoeléctrica	732	1.149	2.000	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Biomasa	545	563	640	657	677	677	677	677	677	723
Biogases	205	209	218	220	223	224	224	225	234	271
Desechos municipales	223	224	224	234	234	234	234	242	241	241
Desechos industriales	-	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Otros biofueles líquidos	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6
Olas y mareas	-	0	0	5	5	5	5	5	5	5
Total	44.806	46.547	49.040	50.303	50.338	51.194	51.277	51.429	51.765	58.269

FUENTE: MITERD.

Se observa un primer periodo de incremento, llevado esencialmente por el crecimiento de la potencia eólica y la solar termoeléctrica, seguido de un periodo en el que la potencia se mantiene relativamente estable entre 2012 y 2018, y, por último, el fuerte incremento registrado en 2019.

En la siguiente figura se representa la evolución de la potencia renovable en los últimos 15 años.

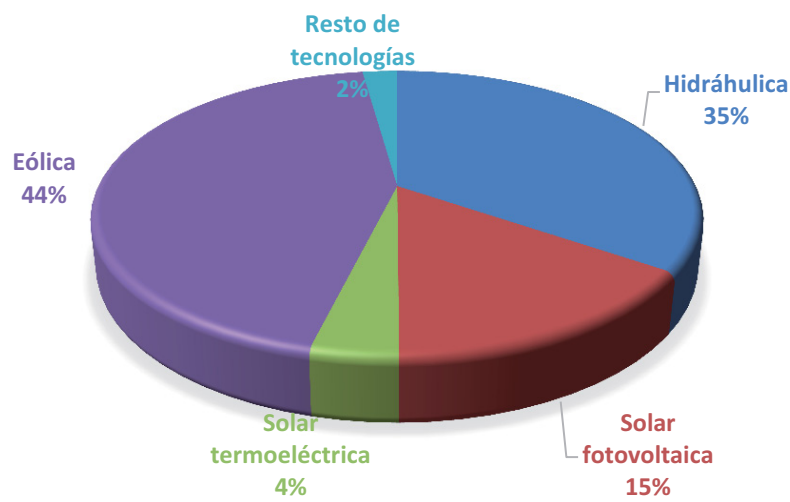
FIGURA 9.2. POTENCIA ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA EN LOS ÚLTIMOS 15 AÑOS



FUENTE: MITERD.

La tecnología renovable con mayor potencia instalada fue la eólica, con un 44% del total, seguida de la hidráulica con el 35% y la solar fotovoltaica con el 15%, sumando así entre las tecnologías el 94% de la potencia total. El reparto porcentual de la potencia instalada por tecnología se representa en la siguiente figura:

FIGURA 9.3. REPARTO PORCENTUAL DE LA POTENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA AÑO 2019



FUENTE: MITERD.

Analizando las horas equivalentes de funcionamiento de las distintas tecnologías durante el año 2019, cabe resaltar que la biomasa presentó 5.374 horas equivalentes anuales, seguida del biogás, con 3.408 horas equivalentes anuales.

Por la elevada potencia eólica y fotovoltaica instalada en 2019, mayoritariamente durante la segunda mitad del año, se ha realizado una ponderación de la potencia utilizando los días de 2019 a partir de la puesta en marcha de la instalación. Con esta consideración, se obtienen 2.338 horas equivalentes anuales de potencia eólica y 1.575 de fotovoltaica para el año 2019.

Por su parte, la tecnología termoeléctrica tuvo 2.467 horas equivalentes anuales, situándose por encima de la tecnología eólica, lo que es coherente con el buen año solar y la mayor gestionabilidad de estas instalaciones.

TABLA 9.3. HORAS ANUALES EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO POR TECNOLOGÍA RENOVABLE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AÑO 2019

Tecnología	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Horas anuales equivalentes
Hidráulica	26.874	20.114	1.336
Solar fotovoltaica	9.420	5.981*	1.575
Solar termoeléctrica	5.683	2.304	2.467
Eólica	55.647	23.802*	2.338
Biomasa	3.885	723	5.374
Biogases	923	271	3.408
Biocombustibles líquidos	13	6	2.027
Total	102.445	57.973	2.548

*potencia ponderada teniendo en cuenta los días desde la puesta en marcha de la instalación hasta el 31 de diciembre.

9.1.3.2. Régimen retributivo específico

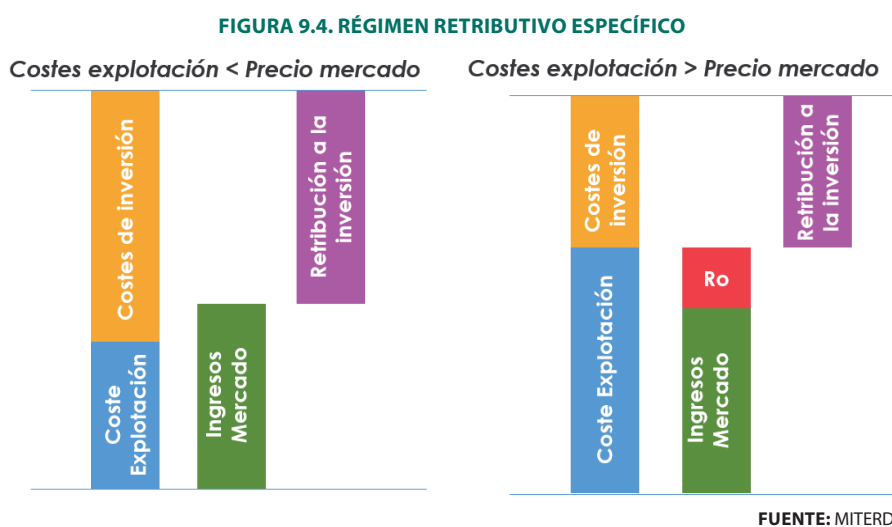
El régimen retributivo específico es un mecanismo de retribución que tiene como objetivo complementar los ingresos de mercado por venta de energía eléctrica, para que las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado,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



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 vigente (Ley 24/2013 y el Real Decreto 413/2014) con la siguiente periodicidad:

- **Revisión en cada periodo 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 periodo regulatorio finalizó el 31/12/2019). La rentabilidad razonable se puede revisar, pero mediante una norma con rango de ley.
- **Revisión en cada semiperiodo regulatorio (3 años):** Se revisarán para el resto del periodo 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 semiperiodo 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.
- En el año 2019, el coste del régimen retributivo específico se situó en torno de los 7.143 millones de euros antes de IVA o impuesto equivalente. Atendiendo al total de la retribución percibida por cada tecnología renovable en concepto de régimen retributivo específico, la tecnología que percibió una mayor retribución fue la solar fotovoltaica, con casi 2.408 millones de euros, seguida de la eólica, con cerca de 1.414 millones de euros y la solar termoeléctrica, con cerca de 1.286 millones de euros.

TABLA 9.4. RETRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2019

Tecnología	Régimen Retributivo Específico (miles €)
Solar Fotovoltaica	2.407.830
Solar termoeléctrica	1.285.729
Eólica	1.413.893
Hidráulica	76.770
Biomasa	311.976
Residuos	109.118
Resto	1.102
Total	5.606.418

FUENTE: Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2019 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Esta potencia renovable acogida el 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.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

Esta distribución es relativamente constante en el tiempo. La potencia eólica instalada en 2019 lo fue mayoritariamente en Aragón y la fotovoltaica en Andalucía, Castilla y León y Castilla-La Mancha, de manera que encaja en líneas generales con la tendencia anterior.

TABLA 9.5. DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE ELÉCTRICA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS

Comunidad Autónoma	Solar fotovoltaica	Solar termoeléctrica	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Residuos
ANDALUCÍA	19%	43%	16%	4%	39%	0%
ARAGÓN	4%	0%	6%	3%	2%	13%
ASTURIAS	0%	0%	2%	2%	6%	22%
BALEARES	1%	0%	0%	0%	0%	10%
CANARIAS	3%	0%	2%	0%	0%	0%
CANTABRIA	0%	0%	0%	1%	2%	3%
CASTILLA LA MANCHA	21%	14%	16%	8%	8%	0%
CASTILLA Y LEÓN	10%	0%	27%	13%	8%	0%
CATALUÑA	5%	1%	7%	15%	5%	2%
CEUTA Y MELILLA	0%	0%	0%	0%	0%	0%
COMUNIDAD VALENCIANA	7%	2%	7%	0%	1%	2%
EXTREMADURA	13%	40%	0%	0%	7%	0%
GALICIA	0%	0%	11%	37%	7%	12%
LA RIOJA	2%	0%	1%	2%	0%	0%
MADRID	1%	0%	0%	0%	4%	6%
MURCIA	9%	1%	1%	1%	1%	0%
NAVARRA	4%	0%	2%	10%	8%	0%
PAÍS VASCO	0%	0%	0%	4%	2%	29%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FUENTE: CNMC¹.

Por otro lado, en 2019 se desarrollaron dos convocatorias de ayudas a la inversión en instalaciones fotovoltaicas y eólicas cofinanciadas con fondos FEDER en territorios no peninsulares:

En la convocatoria EOLCAN, para tecnología eólica en Canarias, resultaron adjudicatarios 25 proyectos por una potencia de 184 MW y un presupuesto de 55,7 millones de euros.

Por su parte, en la convocatoria SOLBAL, para tecnología fotovoltaica en Baleares, resultaron adjudicatarios 55 proyectos, con una potencia de 326 MW y un presupuesto de 39,8 millones de euros. Las instalaciones tienen un plazo de construcción de la instalación que finaliza en 2022.

¹ <https://www.cnmec.es/estadistica/informacion-mensual-de-estadisticas-sobre-las-ventas-de-regimen-especial-contiene-50>

9.1.3.3. Normativa aprobada en 2019

Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Este real decreto tiene por objeto la revisión de la rentabilidad razonable de aplicación al régimen retributivo específico y de la tasa de retribución financiera para la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional.

Además, en su disposición final segunda introduce una modificación de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico según la que las instalaciones con derecho a retribución primada con anterioridad a la entrada en vigor 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 pueden optar a mantener durante un periodo de 12 años la tasa de rentabilidad fijada para el primer periodo regulatorio.

Esta opción supone la renuncia al inicio o continuación de procesos arbitrales o judiciales, así como la renuncia a una posible percepción de indemnización o compensación.

Orden TEC/427/2019, de 5 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2018 y por la que se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Se procede a la fijación de los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2018 resultantes de la aplicación de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

Asimismo, se aprueban nuevas instalaciones tipo y se establecen los parámetros retributivos que les serán de aplicación en el segundo semiperiodo regulatorio definido según lo dispuesto en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Resolución de 27 de diciembre de 2018 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se realiza la primera convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología eólica situadas en Canarias cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER.

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, por su carácter aislado y su reducido tamaño, tienen mayores dificultades para la integración de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Con esta convocatoria se persigue asegurar la ejecución a corto plazo de instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología eólica en Canarias, en el marco de lo establecido en la Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre del Ministerio para la Transición Ecológica, 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.

Resolución de 27 de marzo de 2019 de la Dirección General del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se establece la Primera Convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de Producción de energía eléctrica de tecnología solar fotovoltaica situadas en Baleares cofinanciadas con Fondos comunitarios FEDER

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, por su carácter aislado y su reducido tamaño, tienen mayores dificultades para la integración de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Con esta convocatoria se persigue asegurar la ejecución a corto plazo de instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica en Baleares, en el marco de lo establecido en la Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre.

9.1.4. Energías renovables para usos térmicos

Durante el año 2019 el consumo de energía final renovable sin biocarburantes, Tabla 9.6 se incrementó en un 2,5% con respecto a 2018, alcanzando los 4.641 ktep, como consecuencia, principalmente, de la mayor actividad existente en las plantas de cogeneración con biomasa y con residuos renovables.

TABLA 9.6. CAPACIDAD INSTALADA Y CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES TÉRMICAS 2019

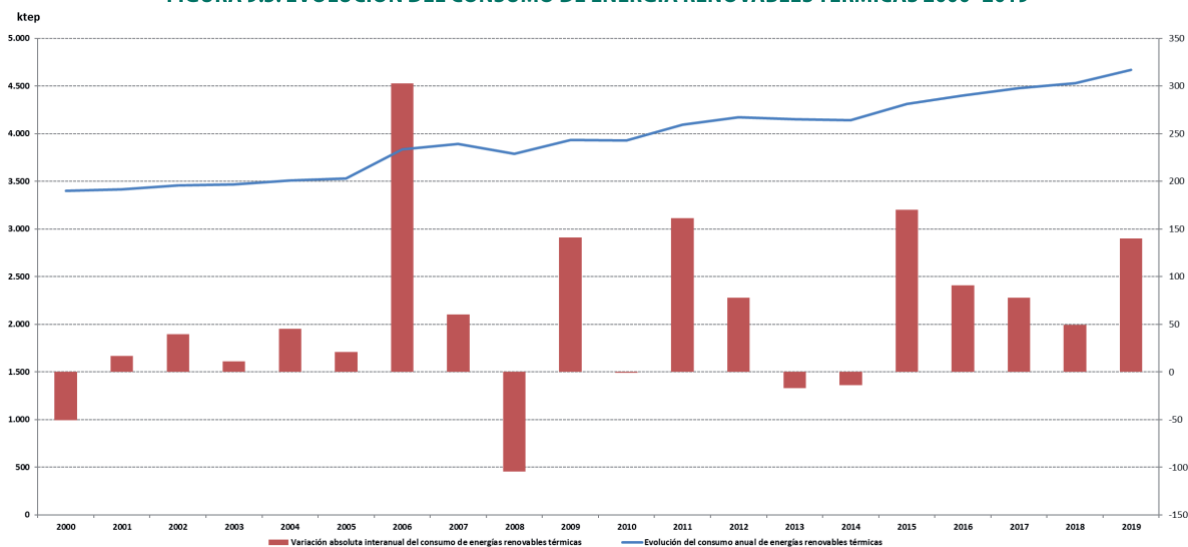
	Capacidad instalada		Consumo de energías renovables térmicas (ktep)		TOTAL
	Potencia (MW)	Superficie solar (m2)	Para usos exclusivamente térmicos	Para producción de calor en centrales de cogeneración	
Biomasa y carbón vegetal	27.338		3.588	634	4.223
Biogás	141		27	27	55
Solar térmica de baja temperatura	3.084	4.405.165	340	-	340
Geoterminia	107		19	-	19
Residuos renovables	-		-	5	5
TOTAL	30.719	4.405.165	3.975	666	4.641

FUENTE: MITERD, IDAE.

La biomasa, Figura 9.6, continuó 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 encontraron las aportaciones con origen en los biogases (1%), la geoterminia y los residuos renovables, estas dos últimas en su conjunto apenas alcanzan el 1%.

Desde el año 2010, los consumos finales de energías renovables térmicas, Figura 9.5 han continuado con la lenta pero constante tendencia de progresión iniciada en la primera década del siglo, registrando crecimientos medios interanuales anuales cercanos al 2%, 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.

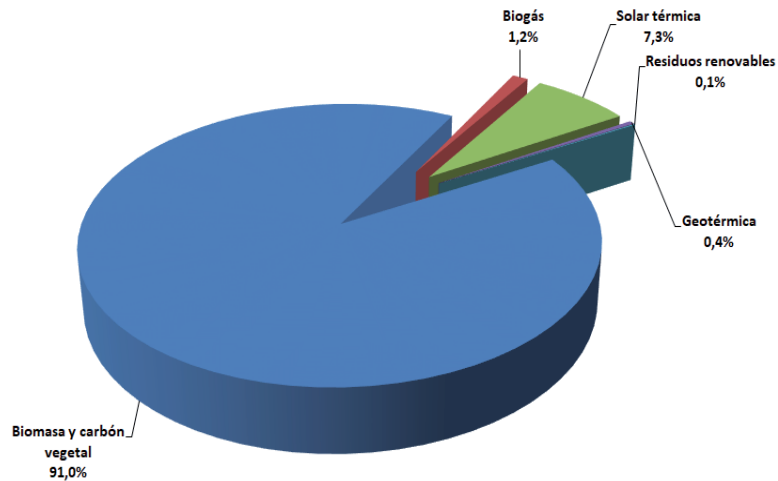
FIGURA 9.5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA RENOVABLES TÉRMICAS 2000- 2019



FUENTE: MITERD.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

FIGURA 9.6. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS AL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL RENOVABLE EN 2019

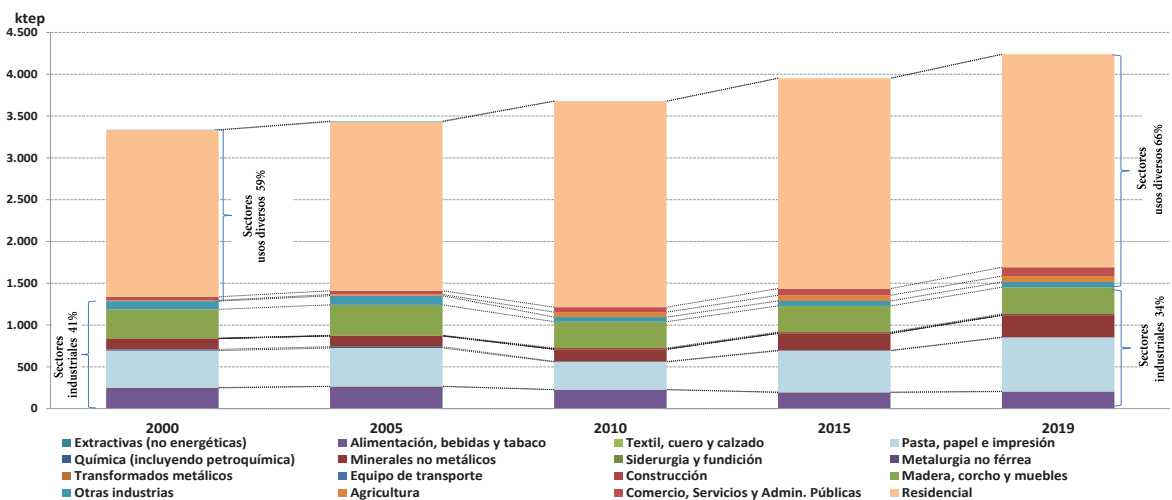


FUENTE: MITERD.

El consumo de biomasa, que alcanzó los 4.222 ktep, se distribuye en 3.588 ktep utilizados en instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios, y en 634 ktep de consumos imputables a la producción de calor en las centrales de cogeneración con biomasa.

Sectorialmente, destacó 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.

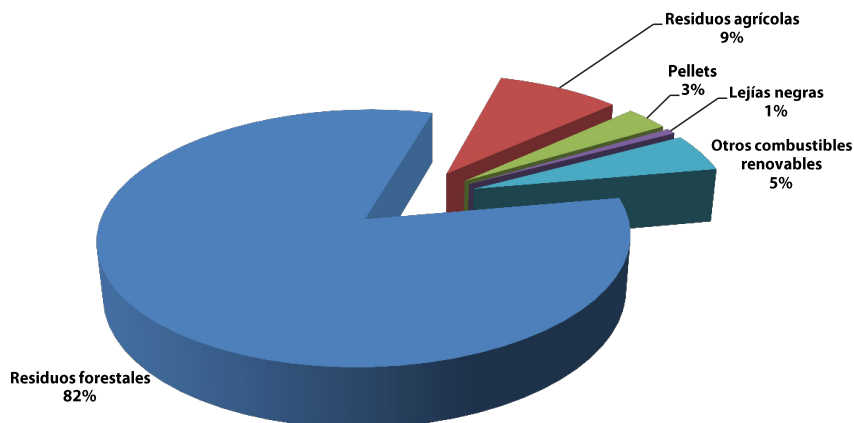
FIGURA 9.7. EVOLUCIÓN SECTORIAL DE LOS CONSUMOS DE BIOMASA 2000-2019



FUENTE: MITERD.

Dada la alta representatividad del sector residencial en los consumos térmicos de energías renovables, 60% del consumo de biomasa exclusivamente térmica, los residuos forestales, tradicionalmente asociados a este sector, representaron el 82% del consumo, Figura 9.8, seguidos a distancia de los residuos agrícolas, 9%, los pellets, 3%, las lejías negras, 1%, y otros tipos de combustibles renovables, 5%.

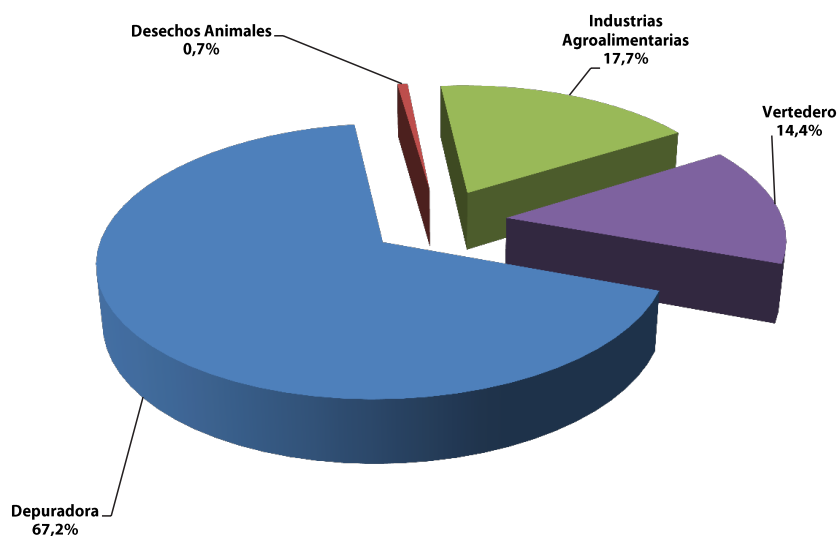
FIGURA 9.8. CONSUMO DE BIOMASA TÉRMICA 2019: CONTRIBUCIÓN POR COMBUSTIBLES



FUENTE: IDAE.

Del total de consumos de biogás en 2019, 55 ktep, la mitad se utilizó en centrales de cogeneración y fue destinado a la producción de calor, y la otra mitad se consumió en calderas del sector industrial mayoritariamente, concentrado principalmente en los sectores de pasta y papel (58%) y alimentación, bebidas y tabaco (18%). En cuanto al origen de este biogás, Figura 9.9, alrededor del 67% tiene su origen en depuradoras, un 14% en vertederos y el resto en industrias agroalimentarias y en desechos animales.

FIGURA 9.9. ORIGEN DEL BIOGÁS TÉRMICO CONSUMIDO EN 2019

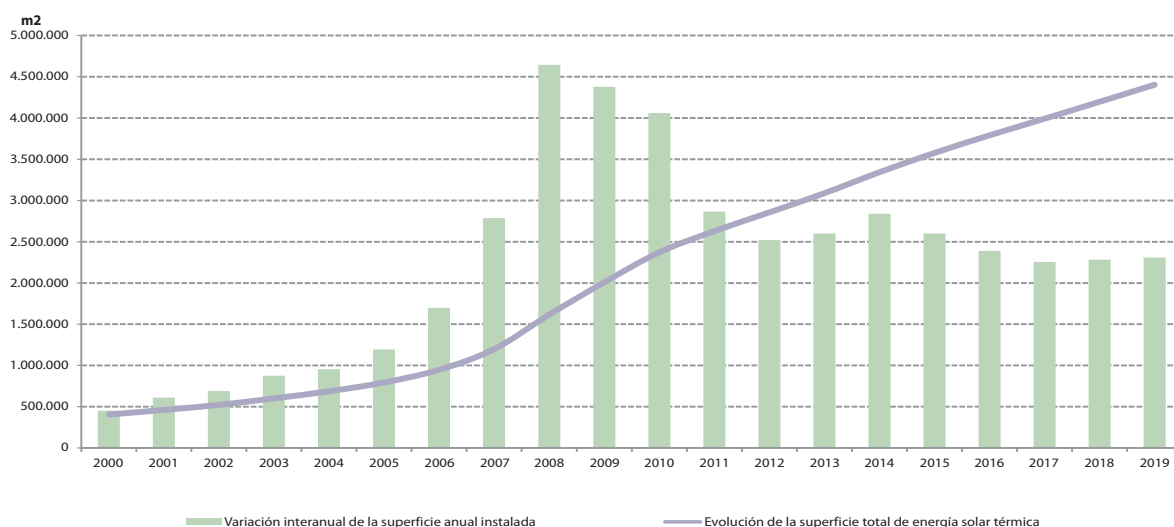


FUENTE: IDAE.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

Por su parte, la evolución de la energía solar térmica en el año 2019; Figura 9.10, mostró una tendencia de estabilización del mercado en torno a los 205 mil m², con un incremento del 0,3% sobre la superficie instalada en 2018.

FIGURA 9.10. EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE SOLAR INSTALADA 2000-2019



FUENTE: IDAE.

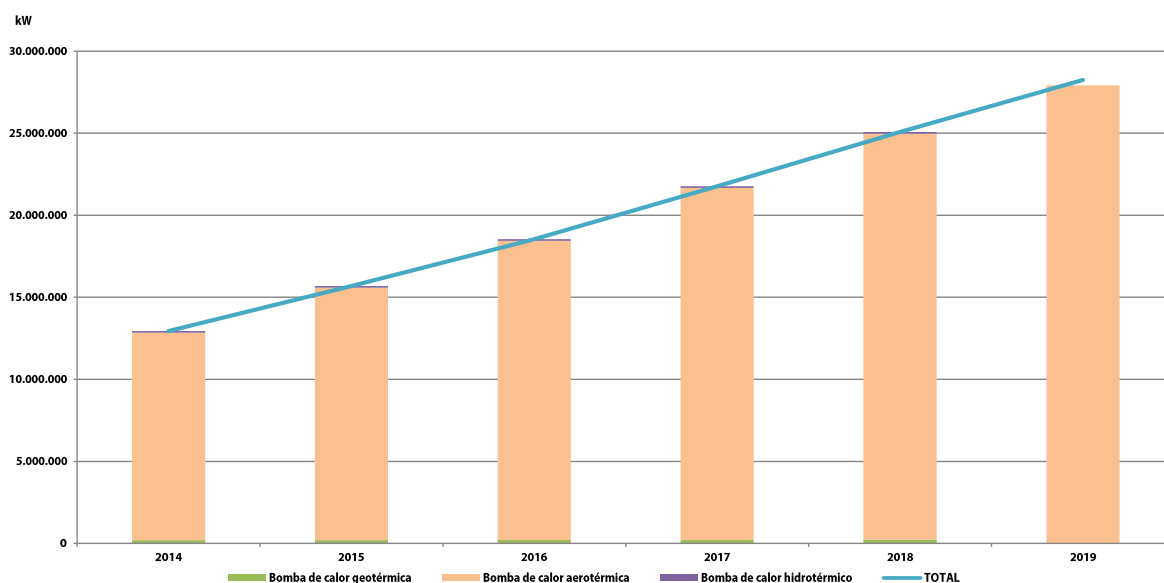
A la finalización del año 2019, la superficie solar instalada alcanzó los 4,4 millones de m², concentrados principalmente en el sector residencial (81%) y en el sector de comercio y servicios (16%). Casi el 100% de los usos satisfechos por esta tecnología están asociados al calentamiento de agua, bien 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 2019 el balance provisional de las instalaciones basadas en esta tecnología arrojó 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.

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 empezaron 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 9.11, supera en más del doble a la registrada en 2014, registrándose crecimientos medios anuales del 17%.

FIGURA 9.11. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA CON BOMBAS DE CALOR



FUENTE: IDAE.

A finales de 2019, Tabla 9.7, se disponía de una potencia instalada de bombas de calor ligeramente superior a los 28.000 MW, un 40% de la potencia térmica total instalada con energías renovables y 1 punto porcentual más que la instalada con tecnologías de biomasa. Esta potencia proporcionó 1,2 Mtep de calor útil con un aporte de energía renovable de casi 863 ktep, algo más de 10.000 GWh/año.

9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

TABLA 9.7. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR EN 2019

Area	Sector	2019						
		Número de plantas	Potencia Térmica (kW)	Horas de funcionamiento	Producción Térmica (tep)	SPF	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo EERR (tep)
Bomba de calor aerotérmica	Otras industrias	360.971	6.028.905	626	324.445	2,94	1.284	214.017
	Residencial	3.243.088	14.711.964	182	230.553	3,14	855	156.998
	Otras Actividades no especificadas	553.902	7.174.056	1.091	673.281	3,14	2.495	458.603
Total Bomba de calor aerotérmica		4.157.961	27.914.925	512	1.228.280	3,08	4.634	829.618
Bomba de calor geotérmica	Textil, Cuero y Calzado	1	52	1.340	6	6,16	0	5
	Química	1	200	3.150	54	4,92	0	43
	Siderurgia y Fundición	2	811	5.332	372	6,11	1	311
	Bienes de Equipo	1	70	1.340	8	5,34	0	7
	Construcción	5	232	1.545	31	4,69	0	24
	Madera y Productos de la Madera	1	16	1.340	2	5,79	0	2
	Otras industrias	467	39.658	801	2.732	3,21	10	1.880
	Agricultura	3	412	2.095	74	5,43	0	61
	Hoteles	24	2.621	1.357	306	5,49	1	250
	Restaurantes	1	11	1.453	1	5,31	0	1
	Educación	3	395	1.382	47	5,58	0	38
	Oficinas	3	883	1.223	93	5,49	0	76
	Comercio	4	122	1.375	14	4,80	0	11
	Administraciones Públicas	13	2.073	1.431	255	5,36	1	208
	Otros Servicios y Servicios Públicos	17	1.591	1.347	184	4,89	0	147
	Otras Actividades no especificadas	8.092	165.595	1.912	27.227	3,46	92	19.354
Residencial	747	1.779	1.220	1.445	5,10	3	1.162	
Total Bomba de calos geotérmica		9.385	228.521	1.672	32.852.135	3,54	108	23.579
Bomba de calor hidrotérmico	Otras Industrias	1.264	81.388	905	6.332	3,20	23	4.353
	Otras Actividades no especificadas	148	22.803	3.598	7.056	3,50	23	5.040
Total Bomba de calor hidrotérmico		1.412	104.191	1.494	13.387.653	3,35	46	9.393
Total Bomba de calor		4.168.758	28.247.638	525	1.274.520	3,10	4.788	862.590

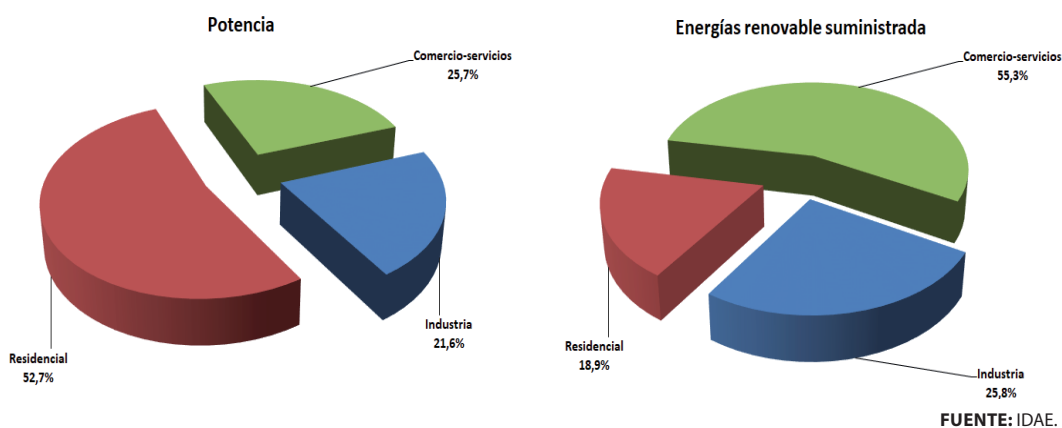
FUENTE: IDAE.

El tipo de bomba de calor que domina el mercado es la aerotérmica reversible de aire-aire, con casi 25.400 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 la potencia instalada como el número de unidades operativas se encuentran asociados al sector residencial, Figura 9.12, la energía renovable suministrada está concentrada en el sector de comercio y servicios. Las di-

ferencias 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 182 horas del el sector residencial y un máximo de 1.100 horas en los sectores de comercio y servicios.

FIGURA 9.12. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR AEROTÉRMICAS EN 2019



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 BIOCARRURANTES EN TRANSPORTE

	2017	2018	2019	2020
Objetivos obligatorios mínimos de biocarburantes (%)	5,00%	6,00%	7,00%	8,50%

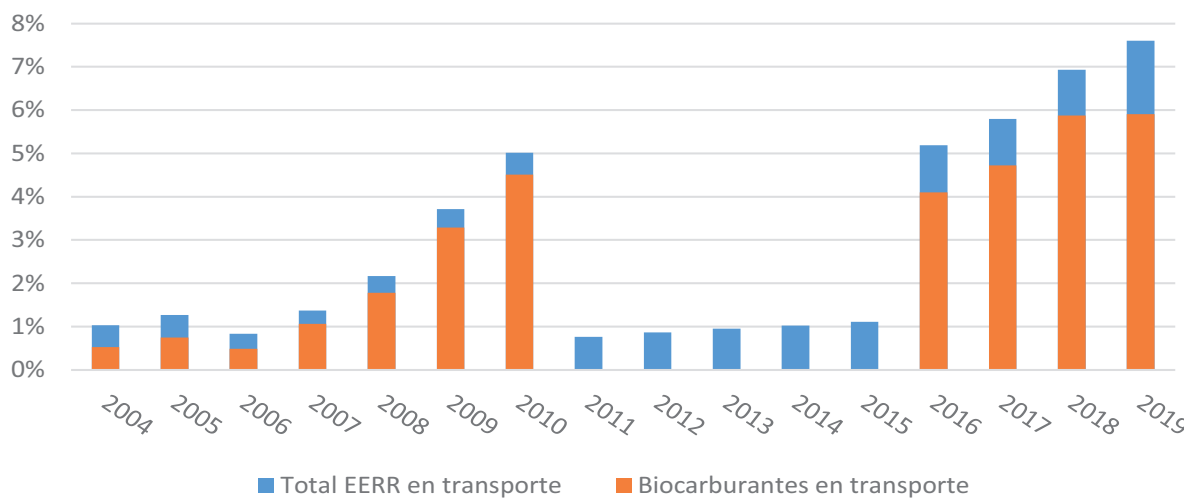
9. Energías renovables, cogeneración y eficiencia energética

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.

Teniendo en cuenta las anteriores disposiciones normativas, la cuota de las energías renovables en el transporte, Figura 9.13, se ha visto esencialmente influenciada por la contribución de los biocarburantes en este sector.

FIGURA 9.13. EVOLUCIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DE EERR EN TRANSPORTE



FUENTE: EU SHARES.

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.

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 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.

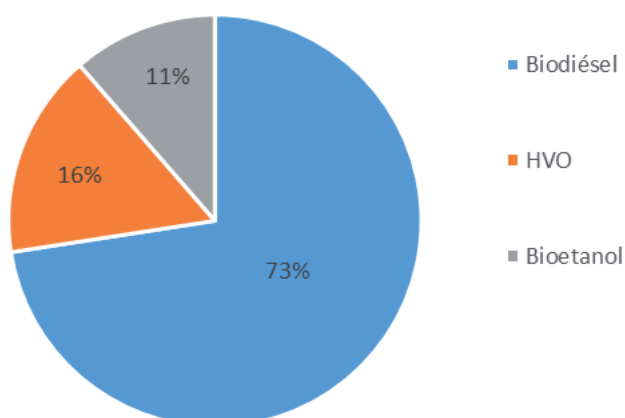
Análisis del sector en 2019

Como se observa en la Figura 9.13, en el año 2019 la cuota de renovables en transporte ascendió al 7,61%, correspondiendo cerca del 6% a los biocarburantes.

(<https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>).

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 sustitutivos del diésel (biodiésel y HVO), ya que suponen el 89% en volumen de los biocarburantes vendidos o consumidos en el sector transporte, representando el bioetanol únicamente el 11%, como se puede apreciar en la Figura 9.14

FIGURA 9.14. DISTRIBUCIÓN DE BIOCARBURANTES VENDIDOS O CONSUMIDOS EN EL SECTOR TRANSPORTE EN 2019



FUENTE: CNMC.

En cuanto al porcentaje de electricidad, el 1,7% restante de las energías renovables en el sector transporte, fue aportado mayoritariamente (88%) 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.

Por su parte, 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, fija objetivos más ambiciosos sobre la contribución de las energías renovables 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.

Normativa aprobada en 2019

- **REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2019/807 de la Comisión de 13 de marzo de 2019** por el que se completa la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a la determinación de las materias primas con riesgo elevado de provocar un cambio indirecto del uso de la tierra de cuya superficie de producción se observa una expansión significativa a tierras con elevadas reservas de carbono y la certificación de los biocarburantes, los biolíquidos y los combustibles de biomasa con bajo riesgo de provocar un cambio indirecto del uso de la tierra.
- **Resolución de 11 de marzo de 2019**, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se incluye el biopropano en el anexo de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.
- **Circular 1/2019, de 13 de marzo**, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

9.2. COGENERACIÓN

9.2.1. Principales magnitudes

La generación eléctrica bruta correspondiente a la tecnología de cogeneración en 2019 alcanzó los 33.662 GWh, un 3% superior a la del año anterior. El principal combustible empleado por esta tecnología fue el gas natural, representando un 86% del total, seguido del fuelóleo y gasóleo con un 9%. La producción con gas natural se incrementó un 4% respecto a 2018, mientras que la producción con fuelóleo y gasóleo se redujo en un 8%.

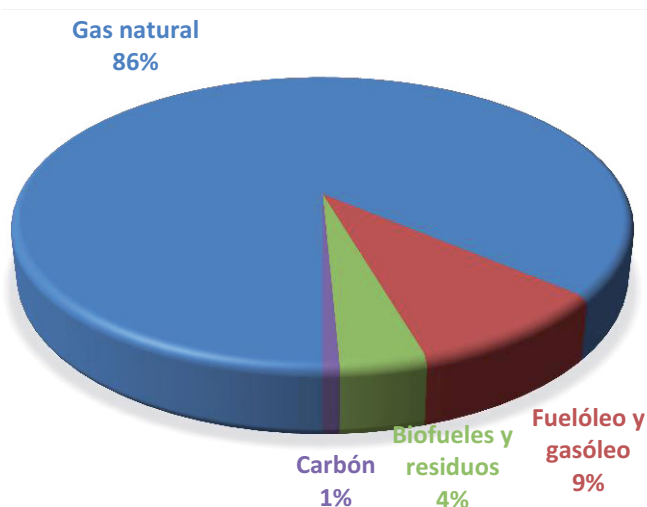
TABLA 9.9. GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA MEDIANTE COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE AÑO 2019

Cogeneración	Energía (GWh)	% del total	Variación 2019/2018
Gas natural	29.025	86%	4%
Fuelóleo y gasóleo	3.108	9%	-8%
Biocombustibles y residuos	1.286	4%	-2%
Carbón	243	1%	-10%
Total	33.662	100%	-8%

FUENTE: CNMC¹.

La siguiente figura muestra la representación porcentual de la generación eléctrica mediante cogeneración por combustible utilizado durante el año 2019.

FIGURA 9.15. 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 2019.

En 2019 se registraron, de acuerdo con la información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial de la CNMC, 510 instalaciones (4.183 MW) acogidas al régimen retributivo específico que generaron más de 26 TWh durante ese año, distribuida en los subgrupos a.1.1 y a.1.2².

² - 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

Los valores de potencia y de número de instalaciones son inferiores a los que constan en el registro del régimen retributivo específico, puesto que las instalaciones que no han producido en el periodo mantienen su inscripción.

Una potencia de 173 MW que hubiese llegado a fin de su vida útil regulatoria en 2019 mantuvieron la retribución a la operación hasta el 31 de diciembre de 2020, de acuerdo con la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre.

TABLA 9.10. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2019

Tecnología	Subgrupo (*)	Energía primada (GWh)	Potencia primada (MW)	Nº de instalaciones
Cogeneración	a.1.1	23.593	3.733	464
	a.1.2	2.722	450	46
Total		26.315	4.183	510

FUENTE: CNMC¹.

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 10 MW, 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 EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2019

GRUPO	Rango de potencia (MW)	Nº de instalaciones	Potencia primada (MW)	Energía primada (GWh)			
a11	P <= 1 MW	152	30%	94	2%	384	1%
	1 < P <= 10 MW	229	45%	1.214	29%	6.568	25%
	10 < P <= 30 MW	49	10%	866	21%	5.583	21%
	30 < P <= 50 MW	28	5%	1.120	27%	8.066	31%
	50 < P <= 100 MW	6	1%	439	10%	2.992	11%
a12	P <= 1 MW	8	2%	7	0%	23	0%
	1 < P <= 10 MW	22	4%	100	2%	439	2%
	10 < P <= 30 MW	15	3%	310	7%	2.083	8%
	30 < P <= 50 MW	1	0%	34	1%	177	1%
Total general		510	100%	4.183	100%	26.315	100%

FUENTE: CNMC¹.

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 9.12. DISTRIBUCIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN (GRUPO A.1) ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2019

COMUNIDAD	Porcentaje (%)
ANDALUCÍA	14%
ARAGÓN	11%
ASTURIAS	1%
BALEARES	0%
CANARIAS	0%
CANTABRIA	6%
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: CNMC¹.

La retribución procedente del régimen retributivo específico de las instalaciones del grupo a.1 ascendió en el año 2019 a casi 1.313 millones de euros, correspondiendo mayoritariamente a retribución a la operación, al estar la mayor parte de las instalaciones ya amortizadas y no contar con retribución a la inversión.

TABLA 9.13. RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA EL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO AÑO 2019

Tecnología	Retribución Específica (miles €)
Cogeneración (grupo a.1)	1.312.887

FUENTE: Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2019 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la CNMC

9.2.2. Normativa aprobada en 2019

Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación.

Este real decreto tiene por objeto la revisión de la rentabilidad razonable de aplicación al régimen retributivo específico y de la tasa de retribución financiera para la actividad de producción en los sistemas eléctricos no peninsulares con régimen retributivo adicional.

Orden TEC/427/2019, de 5 de abril, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2018 y por la que se aprueban instalaciones tipo y se establecen sus correspondientes parámetros retributivos, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Se procede a la fijación de los valores de la retribución a la operación de las instalaciones de cogeneración, entre otras, correspondientes al segundo semestre natural del año 2018 resultantes de la aplicación de la Orden IET/1345/2015, de 2 de julio, por la que se establece la metodología de actualización de la retribución a la operación de las instalaciones con régimen retributivo específico.

9.3. EFICIENCIA ENERGÉTICA

9.3.1. Directiva de Eficiencia energética, Sistema Nacional de Obligaciones y FNEE

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 periodo 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 periodo 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 periodo.

- 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 periodo 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 periodo 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.

9.3.2. Eficiencia energética en edificios

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, modificada por la 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, 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 estableció un marco metodológico comparativo para calcular los niveles de coste óptimos para los requisitos de eficiencia energética.
 - A partir del 1 de enero de 2019, los edificios nuevos que vayan a estar ocupados y sean de titularidad pública, han de ser edificios de consumo de energía casi nulo³.
 - A más tardar el 31 de diciembre de 2020, los edificios nuevos serán edificios de consumo de energía casi nulo, definidos en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía.
 - 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 de los edificios.
 - 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:

- 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 efi-

³ 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.

ciencia 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 LOE 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 lo que respecta al ahorro de energía, es de aplicación el Documento Básico Ahorro de Energía 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 MITERD se publica anualmente el número de certificados registrados por las Comunidades Autónomas⁴. 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.

9.3.3. Auditorías energéticas

De acuerdo con el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo re-

⁴ <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Documentos/Paginas/documentosInformativos.aspx>

ferente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de la energía, las grandes empresas deben realizar una auditoría energética cada cuatro años, que podrá realizarse conforme a la norma UNE-EN 16247-1 de auditorías energéticas.

Como alternativa, podrán aplicar un sistema de gestión energética o ambiental, certificado por un organismo independiente con arreglo a las normas europeas o internacionales correspondientes, siempre que el sistema incluya una auditoría energética, como es el sistema ISO 50001 de gestión de energía.

La inspección de la realización de las auditorías energéticas corresponde al órgano de la comunidad autónoma o de las ciudades autónomas de Ceuta o Melilla competente en materia de eficiencia energética.

Así mismo se crea en el MITERD un Registro Administrativo de Auditorías Energéticas, de carácter público y gratuito, en el que queda reflejada la información comunicada por aquellas grandes empresas, así como, de manera voluntaria, las comunicadas por el resto de las empresas, en relación con las auditorías llevadas a cabo.

Actualmente se cuenta con una base de datos que incluye 34.423 auditorías energéticas.

9.3.3.1. Industria. Iniciativas desarrolladas

Los esfuerzos, en el sector industrial se han centrado, hasta la fecha, en promover programas de ayudas para mejorar la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales. Estos programas buscan, por un lado, la realización de un mayor volumen de inversiones en sustitución de equipos e instalaciones industriales con peor rendimiento energético por otros que utilicen tecnologías de alta eficiencia energética o, directamente, las mejores técnicas disponibles (MTD); asimismo, contemplan la sustitución de sistemas auxiliares consumidores de energía.

Por otro lado, se promueve también la realización de un mayor número de inversiones para la implantación de sistemas de gestión energética en la industria; estos sistemas comprenden actuaciones de medición de las variables de consumo de energía y la instalación de elementos de regulación y control de los parámetros de proceso e implantación de los sistemas informáticos y digitales para el análisis, regulación y control, con el fin de poder realizar un funcionamiento óptimo de las instalaciones, reducir los consumos energéticos y los costes y proporcionar la información de forma rápida y precisa, lo que resulta necesario para la mejora de la gestión energética de las instalaciones industriales.

Estos programas actúan en las pequeñas y medianas empresas (PYMES) y en las grandes empresas del sector industrial, especialmente, en aquellas instalaciones no incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE).

A continuación, se exponen los principales programas aprobados en 2019:

- Programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYME y gran empresa del sector industrial (3ª convocatoria).

El Real Decreto 263/2019, de 12 de abril, estableció las normas especiales reguladoras de esta tercera convocatoria para la concesión de ayudas a PYME y gran empresa del sector industrial, cuya finalidad era incentivar y promover la realización de actuaciones que reduzcan las emisiones de dióxido de carbono y el consumo de energía final, mediante la mejora de la eficiencia energética.

El programa estaba dotado con un presupuesto de 307.644.906 €. Las ayudas podían ser cofinanciadas por aportaciones del FEDER y por ello están sometidas a los límites establecidos en el Reglamento UE nº 651/2014 de la Comisión y a los límites de ayuda por región de acuerdo con las tasas que, para las diferentes categorías de región, se establecen en relación con los fondos FEDER del periodo 2014-2020, dentro del Programa Operativo Plurirregional de Crecimiento Sostenible.

Esta tercera convocatoria del programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYMES y grandes empresa del sector industrial ha mantenido las mismas características de las anteriores convocatorias en cuanto a modalidad de la ayuda, tipo de beneficiarios y tipologías de actuaciones, si bien en esta ocasión el IDAE coordina el programa y son las comunidades y ciudades autónomas quienes lo gestionan directamente. En este sentido es el anexo I del Real Decreto 263/2019 el que define la cuantía máxima de las ayudas por comunidades y ciudades autónomas.

Las comunidades y ciudades autónomas dispusieron de cuatro meses desde la publicación del Real Decreto en el Boletín Oficial del Estado, el 12 de abril de 2019, para poder publicar sus correspondientes convocatorias de ayudas. El programa ha estado vigente para recibir solicitudes hasta el 31 de diciembre de 2020.

9.3.4. Eficiencia energética en transporte

El transporte es el sector que más energía consume en España, alcanzando un 40% del total nacional. Cabe resaltar en este sentido que, solamente el vehículo turismo representa aproximadamente el 15% de toda la energía final consumida en España.

La mejora de la **eficiencia energética en el transporte** se fundamenta en tres grandes bloques de medidas:

- Medidas de fomento del cambio modal: principalmente desde el transporte motorizado individual hacia modos más sostenibles: caminar, bicicleta y transporte colectivo. En este apartado se enmarcan como actuaciones principales la promoción de los planes de movilidad urbana sostenible (en el ámbito urbano y metropolitano), los planes de transporte al trabajo (en el ámbito laboral), la promoción de sistemas de bicicleta pública y los proyectos piloto de implantación de lanzaderas y servicios específicos de transporte colectivo.

- Medidas de fomento de la renovación de flotas de transporte: promoción de la sustitución de tecnologías convencionales de automoción por vehículos, con tecnologías y/o combustibles alternativos, más eficientes: vehículos híbridos, eléctricos, de gas natural y de gases licuados del petróleo. También se promueve la compra de vehículos convencionales eficientes: clase A (Base de datos de consumos y emisiones de vehículos nuevos a la venta en España).
- Medidas de fomento del uso racional de los medios de transporte: aplicación de técnicas de conducción eficiente a los distintos medios de transporte, gestión eficiente de las flotas de transporte y promoción de viajes compartidos en coche (car-pooling) y del uso de clubes de coches (car-sharing).

Con cargo al Fondo de Eficiencia se han lanzado en años anteriores varias líneas de ayuda para el sector transporte:

1. Programa de ayudas para actuaciones de cambio modal y uso más eficiente de los modos de transporte (FNEE).
2. Programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en el sector ferroviario.

Para financiar actuaciones de apoyo a la movilidad basada en criterios de eficiencia energética, sostenibilidad e impulso del uso de energías alternativas incluida la constitución de infraestructuras energéticas adecuadas, se aprobaron en 2017 ayudas dirigidas a:

3. Incentivar la adquisición de vehículos eléctricos, de gas licuado del petróleo (GLP/Autogás), de gas natural comprimido (GNC) y licuado (GNL), vehículos que se propulsen con pila de combustible y motocicletas eléctricas.
4. Promover la implantación de una Infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en toda España.

9.3.4.1. *Iniciativas desarrolladas*

- **Plan MOVES. Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (1ª convocatoria)**

El Real Decreto 132/2019, de 8 de marzo, por el que se otorga la concesión directa de ayudas del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES) a las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla y el Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, por el que se regulan las bases del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES), han sido la base para el desarrollo del **Programa MOVES I** dotado con 45 millones de euros y dirigido a incentivar la compra de vehículos alternativos, instalar infraestructuras

turas de recarga de vehículos eléctricos, el desarrollo de incentivos para implantar sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas y la implantación de medidas recogidas en Planes de Transporte a los centros de Trabajo.

La concesión de estas ayudas se realiza de conformidad con la propuesta de distribución del crédito contenida en la Resolución del Consejo de Administración del IDAE de 26 de febrero de 2019.

Además de para impulsar la movilidad eficiente, el Programa MOVES constituye una herramienta para hacer frente al incremento de emisiones de CO₂, promoviendo la reducción del consumo de combustibles fósiles en el transporte.

El sector transporte consume el 42% de la energía final en nuestro país. De este porcentaje, el 80% corresponde al transporte por carretera que depende de los derivados del petróleo en un 95%. Estas cifras muestran la necesidad de incidir en la reducción de emisiones de CO₂ promoviendo una movilidad urbana sostenible, incentivando la renovación del parque de vehículos hacia aquellos que utilicen energías alternativas y promocionando modos de movilidad más eficientes.

El Programa MOVES se enmarca en el ámbito de incidencia de la **Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de Europa del 22 de octubre de 2014**, que establece que los Estados miembros deben desarrollar un **Marco de Acción Nacional** específico para implantar las energías alternativas en el transporte y su infraestructura vinculada, dentro de la agenda europea para una movilidad más limpia, segura y conectada y su «**Clean Mobility Package**».

La partida de 45 millones destinada al Programa MOVES fue consignada al IDAE en los presupuestos de 2018 con el objeto de financiar «actuaciones de apoyo a la movilidad basada en criterios de eficiencia energética, sostenibilidad e impulso a energías alternativas, incluida la disposición de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos».

Se basa en un reparto territorial de los fondos establecido a través del Real Decreto 132/2019, de 8 de marzo, por el que se otorga la concesión directa de ayudas del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES) a las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla.

El programa ha sido coordinado por el IDAE y gestionado por las comunidades y ciudades autónomas, que debían realizar convocatorias en sus respectivos territorios para el reparto de los importes que les había sido asignados y distribuir las ayudas entre los beneficiarios finales.

Como criterio objetivo de reparto territorial, se había tomado como referencia el padrón municipal del Instituto Nacional de Estadística (INE) entendiendo que se trata de un referente estrechamente ligado a la movilidad.

Las ayudas se distribuyeron de la siguiente manera:

- Entre un 20% y un 50% será para la adquisición de vehículos alternativos.
- Entre un 30% y un 60% para la implantación de infraestructuras de recarga (de este último porcentaje, como mínimo el 50% debe destinarse a puntos de recarga rápida o ultrarrápida).
- La implantación de sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas deberá suponer entre el 5% y el 20% del presupuesto asignado
- El apoyo a planes de transporte en centros de trabajo pueden contar desde un 0% hasta un 10%.

Los importes de las ayudas para la adquisición de vehículos oscilaron entre los 700 euros para motos eléctricas y los 15.000 euros para la compra de camiones y autobuses con propulsión alternativa. Las ayudas para la compra de vehículos ligeros eléctricos se situaron en torno a los 5.000 €uros.

En paralelo, se exigía a fabricantes, importadores de vehículos o puntos de venta un descuento mínimo de mil euros en la factura, excepto para las compras de cuadríciclos y motos. Así, los potenciales beneficiarios de la ayuda estatal contaban con un incentivo adicional para apostar por la movilidad sostenible.

Los incentivos para vehículos de gas se reservaron para camiones y furgones, dado que las alternativas eléctricas no cuentan con el suficiente desarrollo.

En cuanto a los puntos de recarga eléctrica de vehículos eléctricos (públicos y privados) y a los sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas, las ayudas fueron de un 30 % o un 40% del coste subvencionable, dependiendo del tipo de beneficiario, estableciéndose un límite de 100.000 euros.

Por último, MOVES fijaba un límite de 200.000 euros de ayuda por beneficiario para la implantación de Planes de Transporte a los Centros de Trabajo con una ayuda del 50% del coste subvencionable.

- **Programa MOVES Proyectos Singulares. (1ª convocatoria)**

La Orden TEC/752/2019, de 8 de julio, por la que se regulan las bases del Programa de ayudas a proyectos singulares en materia de movilidad sostenible (Programa MOVES Proyectos Singulares), ha sido la base para el desarrollo del **Programa MOVES Proyectos Singulares I** dotado con 15 millones de euros y dirigido a la selección y concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas correspondientes a proyectos singulares de gestión integrada de la movilidad ubicados en ciudades Patrimonio de la Humanidad, municipios con alto índice de contaminación o proyectos ubicados en islas, y proyectos relativos

a desarrollos experimentales e innovadores, llevados a cabo en el territorio nacional, relacionados con el vehículo eléctrico.

El programa MOVES Proyectos Singulares ha sido gestionado por el IDAE. Se han considerado proyectos con una inversión mínima de 100.000 euros.

Los proyectos financiados tenían que ser **Proyectos Singulares dirigidos alguna de las siguientes actuaciones contempladas en un PMUS**, Plan Director o Estratégico:

- Promoción de la movilidad peatonal.
- Implantación de Plan Director de la Bicicleta para Movilidad Obligada.
- Fomento del Camino Escolar.
- Nueva Política de aparcamiento.
- Promoción y actuaciones en Transporte público.
- Promoción del Uso Compartido del Coche.
- Reordenación y Diseño Urbano.
- Actuaciones para promover la movilidad sostenible de última milla.
- Campañas de concienciación en movilidad sostenible, que acompañen a las actuaciones objeto de la ayuda.

También se contemplaban como financiados **Proyectos singulares de Innovación**: proyectos de desarrollo tecnológico y desarrollos experimentales (proyectos piloto, prototipos, productos o servicios nuevos o mejorados) en alguna de las áreas siguientes:

- Movilidad alternativa y aplicaciones TIC.
- Integración de infraestructura de recarga avanzada, redes inteligentes y vehículo eléctrico.
- Aplicaciones de nuevos desarrollos de baterías y almacenamiento eléctrico.

- Proyectos de desarrollo o innovación de nuevos procesos o prototipos de modelos de vehículos eléctricos.

9.3.5. Normativa de aplicación específica en 2019. Iniciativas desarrolladas

Cabe señalar que al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) le corresponde la elaboración de la legislación estatal en materia de energía, el desarrollo de la política energética nacional, junto con las medidas destinadas a asegurar el abastecimiento energético, coordinación con el resto de ministerios y seguimiento de políticas en aquellos ámbitos relacionados con el cumplimiento de los objetivos en materia de política de energía. Por tanto, es el responsable de la política de ahorro y eficiencia energética a través de la Secretaría de Estado de Energía.

Por otro lado, hay que señalar que las políticas y medidas de eficiencia energética a menudo se implementan a nivel regional y municipal, por lo que MITERD suele desarrollar estas políticas y medidas en coordinación con las comunidades autónomas.

Cabe destacar que el principal instrumento con que se cuenta para el desarrollo de actuaciones de eficiencia energética es el Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE).

Este fondo fue creado por la anteriormente citada Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, y se nutre de las aportaciones de las empresas comercializadoras de gas y electricidad, los operadores de productos petrolíferos al por mayor y los operadores de gases licuados de petróleo al por mayor.

El presupuesto del fondo se dedica a la financiación de mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información, u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética en diferentes sectores de forma que contribuyan a alcanzar el objetivo de ahorro energético nacional que establece el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia energética previsto en el artículo 7 de la Directiva relativa a la eficiencia energética (2012/27/UE).

En este marco, la normativa aprobada en el 2019 ha sido la siguiente:

- **Orden TEC/332/2019, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2019.**

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 2019, se establece en la Orden TEC/332/2019, de 20 de marzo.

Edificios

Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

El Real Decreto 732/2019, de 20 de diciembre, adapta el Código a nuevas exigencias que mejorarán las prestaciones de los edificios tanto en relación a la eficiencia energética de éstos como en relación a la salud, el confort y la seguridad de los usuarios.

Concretamente, el citado Real Decreto aprueba un nuevo Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE) que, manteniendo la estructura de la versión anterior, actualiza la definición del edificio de consumo de energía casi nulo, aumentando considerablemente la exigencia de requisitos energéticos para los edificios que se proyecten.

Industria

El Real Decreto 263/2019, de 12 de abril, estableció las normas especiales reguladoras de la tercera convocatoria para la concesión de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYME y gran empresa del sector industrial, cuya finalidad era incentivar y promover la realización de actuaciones que reduzcan las emisiones de dióxido de carbono y el consumo de energía final, mediante la mejora de la eficiencia energética.

Su anexo I define la cuantía máxima de las ayudas por comunidades y ciudades autónomas.

Transporte

Durante el año 2019 se ha aprobado el Real Decreto 132/2019, de 8 de marzo, por el que se otorga la concesión directa de ayudas del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES) a las comunidades autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla y el Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, por el que se regulan las bases del Programa de Incentivos a la Movilidad Eficiente y Sostenible (MOVES), dotado

con 45 millones de euros y dirigido a incentivar la compra de vehículos alternativos, instalar infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos, el desarrollo de incentivos para implantar sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas y la implantación de medidas recogidas en Planes de Transporte a los centros de Trabajo.

Las bases reguladoras de este Programa se rigen por lo establecido en el Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible (Programa MOVES). En él se establece el objetivo de dos meses para que las comunidades y ciudades autónomas lleven a cabo las convocatorias de ayudas, la resolución definitiva el pago a los destinatarios últimos del programa.

Asimismo, durante el año 2019 se ha aprobado la Orden TEC/752/2019, de 8 de julio, por la que se regulan las bases del Programa de ayudas a proyectos singulares en materia de movilidad sostenible (Programa MOVES Proyectos Singulares), dotado con 15 millones de euros y dirigido a la selección y concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas correspondientes a proyectos singulares de gestión integrada de la movilidad ubicados en ciudades Patrimonio de la Humanidad, municipios con alto índice de contaminación o proyectos ubicados en islas, y proyectos relativos a desarrollos experimentales e innovadores, llevados a cabo en el territorio nacional, relacionados con el vehículo eléctrico.

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, como queda plasmado en los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) para la década 2021-2030, que garantizan el cumplimiento de los objetivos europeos en los dos ámbitos.

Cabe señalar que el 22 de febrero de 2019 se remitió a la Unión Europea, y se inició el proceso de consulta pública sobre el PNIEC 2021-2030. Este documento forma parte del Marco Estratégico de Energía y Clima, junto con la Estrategia de Transición Justa y la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética. Su contenido se detalla en la introducción de este libro.

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 2019, elaborados por la Unidad de Inventario de Emisiones, de la Subdirección General de Aire Limpio y Sostenibilidad, MITERD. Para información más en profundidad, se remite a su publicación «Informe Inventario Nacional, Serie 1990-2018» (último disponible hasta la fecha):

<https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/default.aspx>

Posteriormente, se reseñan algunos hechos relevantes en el ámbito de la energía y medio ambiente en la esfera internacional y en la Unión Europea, para finalizar con las actuaciones nacionales más destacadas en este ámbito.

10.1. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2019

Las emisiones brutas de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel nacional se estimaron para el año 2019 en 314,5 millones de toneladas de CO₂-eq, lo que supone una disminución de las emisiones de -5,6 % respecto al año anterior. El nivel de emisiones totales supone un +8,4 % respecto a 1990 y un -28,9 % respecto a 2005.

Las emisiones de CO₂-eq, registraron una disminución global en 2019 del -5,6 %, en un contexto económico favorable de crecimiento del PIB del 2 %, lo que indica que las emisiones están desacopladas del

crecimiento económico. Este descenso se explica fundamentalmente por la reducción del uso del carbón en la producción eléctrica en un -69,4 % y por la mayor producción de energías renovables, como la eólica, fotovoltaica y solar térmica que han aumentado un 8,5 %, un 19,9 % y un 16,8 %, respectivamente. Por el contrario, de enero a octubre fue hidrológicamente muy seco, registrándose un descenso anual de la producción hidráulica del -27,6 %. El carbón fue sustituido principalmente por gas natural, combustible fósil pero menos intensivo en producción de CO₂.

La producción eléctrica en centrales de ciclo combinado aumentó en 2019 un +93,7 % respecto al año anterior, siendo el principal recambio de los combustibles fósiles sólidos, es decir, de las centrales térmicas de carbón. En conjunto, el total del sector de la energía acumuló un descenso total de GEI del -6,6 %.

Además, en la parte industrial hubo reducciones generalizadas en la mayoría de los sectores pero lideradas por un descenso de la producción de aluminio primario y de la producción o transformación de metales no ferreos. Todo ello se traduce en un descenso de las emisiones de GEI del -6,3% en las emisiones de proceso del sector IPPU (procesos industriales y uso de otros productos, IPPU, por sus siglas en inglés).

También contribuyeron a este descenso, aunque en menor medida, la reducción de las emisiones en el sector comercial y residencial (-8,7 %), el uso de gases fluorados (-2,8% y el sector residuos (-1,3 %) durante 2019. Las principales subidas se registraron en el transporte (+1,2 %).

El sector con más peso en el global de las emisiones de GEI en 2019 es el transporte (29,1 %), seguido de las actividades industriales (23,3 %), la generación de electricidad (13,7 %), la agricultura y ganadería en conjunto (12,0 %), el consumo de combustibles en los sectores residencial, comercial e institucional (8,7 %), y los residuos (4,4 %). Por gases, el CO₂ supuso un 80,0 % de las emisiones totales de GEI, seguido del metano (12,2 %).

Las emisiones procedentes de sectores sujetos al sistema europeo de comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés), que suponen el 34,8 % del total, disminuyeron en 2019 un -14 %, mientras que las emisiones de los sectores difusos disminuyeron un -0,5 %, situándose en un nivel de emisiones de -15,2 % respecto al año 2005.

Por su parte, las absorciones derivadas de las actividades de usos del suelo, cambios de uso del suelo y silvicultura (LULUCF, por sus siglas en inglés) se estimaron para el año 2019 en 37,6 millones de toneladas de CO₂-eq. Estas absorciones, que suponen un 12,0 % de las emisiones brutas totales nacionales, disminuyeron un -3,4 % respecto a las estimadas para el año 2018, debido principalmente al subsector de tierras forestales, para el que, con un peso del 10,5 % en el total de LULUCF, se estima una disminución de las absorciones del -2,0 %.

Por tanto, las emisiones netas en el año 2019 se estiman en 276,90 millones de toneladas de CO₂-eq.

A continuación, se detallan las principales variaciones interanuales observadas por sectores:

- **Transporte** (29,1 % del total de las emisiones): presenta un ligero incremento (+1,2 %) de las emisiones respecto al año 2018, debido principalmente al aumento de las emisiones del transporte por carretera (que por sí solo supone un 26,9 % del total de las emisiones de GEI del Inventario), el cual experimenta un incremento interanual de +1,0 %. Las emisiones del transporte aéreo nacional y la navegación doméstica (1,0 % y 1,1 % del total de las emisiones, respectivamente), también registraron un aumento en sus emisiones respecto al año anterior (+3,4 % y +5,0 % respectivamente).
- **Industria** (20,6 % del total de las emisiones): en 2019 se ha producido un descenso de sus emisiones respecto al año anterior del -1,3 % en el conjunto del sector, incluyendo tanto el consumo de combustibles como las emisiones procedentes de los propios procesos industriales. Destacan descensos de las emisiones en los sectores de los minerales no metálicos (las emisiones ETS del sector del cemento disminuyen un -7,1 %) y de la metalurgia (con un descenso de emisiones del -15,1 % en la producción de aluminio primario y del -19,4 % en la producción o transformación de metales no féreos).
- **Generación eléctrica** (13,7 % del total de las emisiones): respecto al año anterior se ha producido un descenso del -27,6 % de las emisiones debido a la disminución del consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica, especialmente por la caída de la producción eléctrica por carbón, sustituida por centrales de ciclo combinado, que aumentan un +93,7 % respecto a 2018, y utilizan gas natural, un combustible menos intensivo en producción de CO₂.
- **Residencial, Comercial e institucional (RCI)** (8,2 % del total de las emisiones): el sector experimentó en 2019 un -8,7 % de descenso de las emisiones, en un año climatológicamente muy cálido, el sexto año más cálido desde 1965.
- **Agricultura** (12,0 % del total de las emisiones): las emisiones del conjunto del sector no muestran una variación de GEI respecto al año anterior pese al ligero crecimiento de las cabañas ganaderas, responsables del 66 % de las emisiones de este sector, que aumentaron sus emisiones un +0,6 % debido fundamentalmente a las procedentes de la gestión de estiércol (+2,0 %), que no contrarresta la disminución procedente de la fermentación entérica (-0,2 %). El cómputo global del sector finalmente se balancea con las emisiones debidas a los cultivos que disminuyeron un -1,1%, principalmente por los descensos de emisiones de N₂O derivadas de la gestión de suelos agrícolas (-0,7 %) debido al menor uso de fertilizantes inorgánicos respecto al año anterior) y de emisiones de CO₂ derivadas de la aplicación de urea (-12,4 %).

10. Energía y medio ambiente

- **Residuos** (4,4 % del total de las emisiones): disminuye ligeramente sus emisiones de GEI en 2019 (-1,3 %) debido a la disminución de las emisiones procedentes del tratamiento de aguas residuales domésticas.
- **Combustión en refinerías** (3,5 % del total de las emisiones): disminución de las emisiones del sector en -2,8 %, según datos del régimen ETS, ligado seguramente al descenso en el consumo de combustibles fósiles.
- **Gases fluorados** (2,0 % del total de las emisiones en términos de CO₂-eq): las emisiones del conjunto de gases fluorados disminuyeron un -2,8 %, principalmente por el descenso en el uso de HFC y PFC en el sector de la refrigeración y aire acondicionado, como consecuencia de la aplicación del impuesto sobre los gases fluorados de efecto invernadero creado por la Ley 16/2013.

TABLA 10.1. EMISIONES DE CO₂-eq DEL SECTOR ENERGÍA (CRF 1) (CIFRAS EN KT)

Energía	1990	2005	2015	2016	2017	2018	2019
A. Combustión de combustibles	209.305	340.069	249.885	239.248	254.288	245.038	232.875
1. Industrias de la Energía	78.912	126.739	86.405	71.053	81.248	71.486	56.131
2. Industrias manufactureras y de la construcción	45.086	68.177	40.117	40.588	43.462	45.255	47.162
3. Transporte	58.655	102.300	83.235	86.103	88.784	89.215	97.372
4. Otros sectores	26.352	42.348	39.607	41.014	40.308	38.635	37.757
5. Otros	301	505	521	490	486	447	452
B. Emisiones fugitivas de combustibles	3.867	3.484	4.553	4.600	4.626	3.791	3.816
1. Combustibles sólidos	1.638	693	134	90	83	7,4	23
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	3.793
Total Energía	213.172	343.553	254.438	243.848	258.913	248.829	236.690

10.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2019

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 2019 de contaminantes atmosféricos en 716,3 kilotoneladas de óxidos de nitrógeno (NO_x), 621,6 kilotoneladas de compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), 165,1 kilotoneladas de óxidos de azufre (SO_x), 474,4 kilotoneladas de amoníaco (NH_3) y 137,7 de material particulado ($\text{PM}_{2,5}$).

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 (NH_3), 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 2019 registraron un descenso respecto al año anterior (-5,9 %). Este descenso estuvo fundamentalmente relacionado con un descenso de -20,1 % en las emisiones debidas a la generación eléctrica. A pesar de que, de enero a octubre, fue hidrológicamente muy seco, con un descenso de la generación hidráulica de -27,6 % respecto al año 2018, éste se vio contrarrestado por un aumento del uso de otras energías renovables (eólica, fotovoltaica y solar térmica aumentaron un 8,5 %, un 19,9 % y un 16,8 %, respectivamente), y llevó a la disminución del consumo de combustibles fósiles en la producción de electricidad. Por otro lado, las emisiones del transporte por carretera, se redujeron en un -4,5 %, como consecuencia de la continua mejora tecnológica del parque automovilístico.

Las emisiones de NO_x han disminuido un -49 % 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 2019 disminuyeron un -0,4% a nivel nacional. Las emisiones de COVNM están fundamentalmente dominadas por el uso de disolventes (42,6 % del global de las emisiones), y este grupo de actividades experimentó un descenso del -1,8 %, en un año con un incremento del PIB del +2 %. Por otro lado, se registran subidas de las emisiones debidas al consumo de combustibles en los sectores residencial, comercial, institucional (+3,3 %).

Las emisiones de COVNM presentan una tendencia a la baja hasta el año 2014, en que se observa una tendencia ligeramente al alza. No obstante, desde el año 1990 las emisiones han disminuido en un -41 % por efecto de las mejoras tecnológicas en el parque móvil de vehículos y la disminución del contenido de COVNM en pinturas y recubrimientos.

- **Emisiones de SO_x** : Las emisiones de óxidos de azufre en 2019 disminuyeron un -22 % debido a una fuerte disminución del consumo de carbón que ha provocado la disminución de -53 % en las emisiones en el sector de la generación eléctrica (responsable de un 21 % de las emisiones de este contaminante a nivel nacional).

A lo largo de la serie histórica, las emisiones de SO_x muestran la reducción más importante con respecto a 1990 (-92 % 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 NH_3 :** En 2019 las emisiones de NH_3 , generadas en un 96 % por las actividades agrícolas y ganaderas, disminuyeron un -0,8 % a nivel nacional respecto al año anterior por una reducción de los fertilizantes nitrogenados inorgánicos (incluye la fertilización con urea).

Las emisiones de NH_3 han permanecido relativamente estables a lo largo de la serie histórica. Desde 2013 se observa un aumento de las emisiones, vinculado al incremento de la cabaña ganadera y un repunte en el uso de fertilizantes orgánicos (estiércol) e inorgánicos. En 2019 se produce un ligero descenso, resultando finalmente en un incremento de +1 % respecto al año 1990.

- **Emisiones de $\text{PM}_{2,5}$:** En 2019 disminuyeron ligeramente (en un -0,9 %), al compensarse las disminuciones registradas en los sectores de la generación eléctrica (-20,2%) y sectores Residencial, Comercial e Institucional (-2,1%) con la subida (+18,1%) en las industrias manufactureras y de la construcción, ligada a un aumento en el consumo de biomasa en dichos procesos de combustión.

Las emisiones de $\text{PM}_{2,5}$ presentan un continuado descenso desde el año 2000 (primer año de estimación de estas emisiones) alcanzando un nivel máximo 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. En 2019 nos encontramos en una disminución de -8% respecto al año 2000.

TABLA 10.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS DEL AÑO 2019 DEL SECTOR ENERGÍA (CRF 1) (CIFRAS EN KT)

Procesado de la energía	NO_x	COVNM	SO_2	NH_3	$\text{PM}_{2,5}$
A. Actividades de combustión	612,8	108,5	126,7	12,8	78,0
1. Industrias del sector energético	90,1	10,5	35,2	1,5	3,5
2. Industrias manufactureras y de la construcción	111,4	21,1	52,4	1,6	8,8
3. Transporte	297,9	25,2	19,4	2,3	12,9
4. Residencial y otros	109,8	51,7	19,5	7,4	52,7
5. Otros sectores	3,5	0,1	0,2	0,0	0,1
B. Emisiones fugitivas de combustibles	4,4	23,6	23,7	0,0	0,2
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	23,6	23,7	0,0	0,1
Total Energía	617,2	132,1	150,4	12,8	78,2

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 COP25 o Conferencia de Madrid, 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 2019:

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.

En el informe del IPCC de 2019 del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) se establece que la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de todos los sectores, incluido el de la tierra y el alimentario, es el único modo de mantener el calentamiento global muy por debajo de 2 °C.

En el informe citado del IPCC se pone de manifiesto que, si bien una mejor gestión de la tierra puede contribuir a hacer frente al cambio climático, no es la única solución. Si se quiere mantener el calentamiento global muy por debajo de 2 °C, o incluso en 1,5 °C, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de todos los sectores es fundamental.

En mayo de 2019 presentó un informe metodológico «Perfeccionamiento de 2019 de las Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero», que aporta una base científica actualizada para sustentar la preparación de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Informe sobre la Brecha de Emisiones

El **Informe anual sobre la Brecha de Emisiones** de NN.UU. para 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.

El informe sobre la Brecha de Emisiones de 2019 presenta los últimos datos sobre la disparidad entre los niveles de emisiones estimadas para 2030 y los niveles requeridos para cumplir con los objetivos de temperatura de 1,5 °C y 2 °C del Acuerdo de París. El reporte considera diferentes escenarios, desde la ausencia de nuevas políticas climáticas a partir de 2005 hasta la plena implementación de todos los compromisos nacionales en virtud del Acuerdo de París.

En 2019, por primera vez, el estudio analizó cuán grandes serían los recortes anuales que tendrían que darse entre 2020 y 2030 para mantener al planeta en el camino de cumplir los objetivos de París. Cada año, el informe presenta formas de cerrar la brecha. En 2019 analizó el potencial de la transición energética, particularmente en los sectores de energía, transporte y edificios, y la eficiencia en el uso de materiales como el acero de hierro y el cemento.

10.4. HECHOS RELEVANTES EN LA UNIÓN EUROPEA

A nivel europeo, se ha seguido trabajando en las distintas dimensiones del denominado «Paquete de Invierno».

- **Pacto Verde Europeo**

La Comisión Europea presentó el 11 de diciembre de 2019 el **Pacto Verde Europeo** (European Green Deal), una hoja de ruta para hacer que la economía de la UE sea sostenible transformando los retos en materia de clima y medio ambiente en oportunidades en todas las áreas de actuación y haciendo que la transición sea justa e integradora para todos.

El Pacto Verde Europeo incorpora una hoja de ruta con acciones para impulsar el uso eficiente de los recursos mediante el paso a una economía limpia y circular y detener el cambio climático, revertir la pérdida de biodiversidad y reducir la contaminación. Describe las inversiones necesarias y los instrumentos de financiación disponibles, y explica cómo garantizar una transición justa e integradora.

El Pacto Verde Europeo abarca todos los sectores de la economía, especialmente los del transporte, la energía, la agricultura, los edificios y las industrias, como las de la siderurgia, el cemento, las TIC, los textiles y los productos químicos.

La acción por el clima está en el centro del Pacto Verde Europeo, ambicioso paquete de medidas que van desde una disminución drástica de las emisiones de gases de efecto invernadero, pasando por la investigación de vanguardia y la innovación, hasta la conservación del entorno natural europeo.

Las primeras iniciativas de acción por el clima dentro del Pacto Verde son:

- la propuesta de **Ley Europea del Clima**, que consagra en una ley el objetivo de neutralidad climática para 2050,
- el **Pacto Europeo sobre el Clima**, que pretende que los ciudadanos y todas las partes de la sociedad se comprometan en la acción por el clima, y
- el **Plan del objetivo climático para 2030** con vistas a seguir reduciendo las emisiones netas de gases de efecto invernadero en un mínimo del 55% de aquí a 2030.

Para transformar en legislación la ambición política de ser el primer continente climáticamente neutro en 2050, la Comisión tiene que presentar en un plazo de 100 días desde la presentación del Pacto Verde la primera **Ley Europea del Clima**. Para materializar la ambición europea en materia de clima y medio ambiente, la Comisión también presentará la **Estrategia sobre Biodiversidad para 2030**, la nueva **Estrategia Industrial**, el **Plan de Acción de la Economía Circular**, la **Estrategia «de la granja a la mesa» de alimentación sostenible** y propuestas para una Europa sin contaminación. Debe realizar los trabajos para endurecer los objetivos de emisiones de Europa para 2030 y se fijará una senda realista hacia el objetivo de 2050.

La consecución de los objetivos del Pacto Verde Europeo exigirá una inversión significativa. Se calcula que cumplir los objetivos actuales en materia de clima y energía para 2030 requerirá 260.000 millones de euros de inversión anual adicional, lo que representa aproximadamente el 1,5 % del PIB de 2018. Para ello habrá que movilizar a los sectores público y privado. La Comisión tiene que presentar a principios de 2020 el **Plan de Inversiones para una Europa Sostenible** con el fin de contribuir a alcanzar las necesidades de inversión. Al menos el 25 % del presupuesto de la UE a largo plazo deberá dedicarse a la acción por el clima, y el Banco Europeo de Inversiones, que es el banco climático europeo, ofrecerá apoyo adicional. Para que el sector privado contribuya a financiar la transición ecológica, la Comisión presentará la **Estrategia de Financiación Ecológica en 2020**.

Asimismo, el Mecanismo para una Transición Justa apoyará a las regiones que dependen en gran medida de actividades con un uso muy intensivo de carbono. Ayudará a los ciudadanos más vulnerables en la transición, facilitando el acceso a programas de reciclaje profesional y oportunidades de empleo en nuevos sectores económicos.

A partir de 2020 la Comisión propondrá las medidas anunciadas en la **Hoja de ruta del Pacto Verde Europeo**.

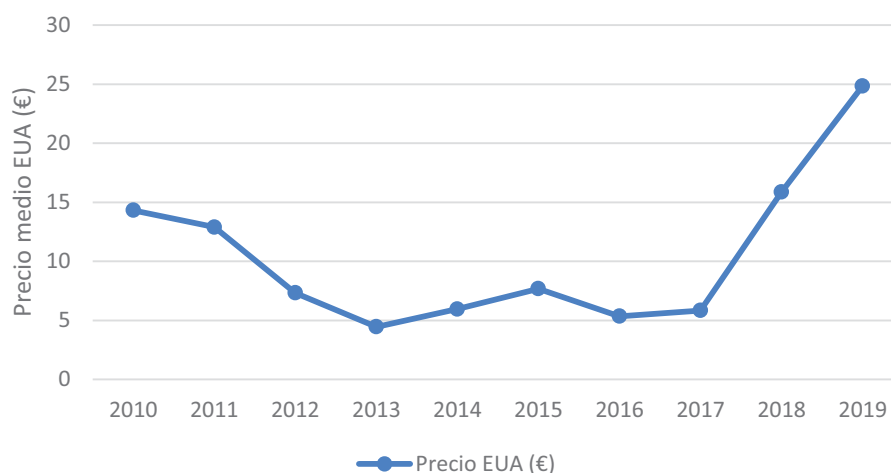
A continuación, se va a hacer especial mención a otros aspectos que también han sido relevantes durante el año 2019 en dos ámbitos de especial importancia en la relación energía-medio ambiente: el régimen de comercio de derechos de emisión, y el control de las emisiones de los sectores industriales.

10.4.1. Régimen de comercio de derechos de emisión (en adelante RCDE UE)

El precio del EUA (European Union Allowances) es el coste marginal de reducir una emisión de una tonelada de CO₂ por parte de las compañías. Este precio, como en cualquier otro mercado, está influenciado por oferta y demanda. Los factores que determinan ambas son los siguientes:

- Por parte de la oferta:
 - El principal factor es la política regulatoria mediante la cual se asignan los EUAs. La UE asigna menos EUAs que las toneladas de CO₂ que se espera que se emitan. Se pretende, por tanto, fomentar tecnologías más eficientes y menos contaminantes.
 - El exceso de demanda por parte de las compañías europeas puede ser cubierto con CERs, Mercado Drivers del Precio EUA-CER 12 STRICTLY CONFIDENTIAL SANTANDER PRESENT IN OVER 40 COUNTRIES
 - El exceso de demanda por parte de las compañías europeas puede ser cubierto con CERs, por lo tanto, el volumen de CERs disponible en el mercado hasta el 2012 también influye en el precio.
- Por parte de la demanda:
 - El principal factor son las emisiones que realicen las compañías afectadas por el PNA. Cuantas más emisiones realicen mayor necesidad tendrán de adquirir EUAs.
 - Este volumen de emisiones viene determinado principalmente por varios factores con correlación positiva: el volumen de actividad económica, el precio del petróleo —cuando se incrementa el precio del petróleo, el precio del gas evoluciona en la misma dirección, produciéndose un proceso de sustitución de gas por carbón en la generación de electricidad que deriva en un incremento de emisiones— y la pluviometría, ya que en años más húmedos aumenta la producción hidroeléctrica y se reduce la producción eléctrica a partir del carbón o el gas.

La evolución de dicho precio medio anual de la tonelada de CO₂ se representa en la figura 10.1. El último año el precio subió de 15,88€ a 24,84€, lo que supone un incremento del 56,4% y consolida la tendencia creciente que experimenta este precio desde 2016.

FIGURA 10.1. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DE LA TONELADA DE CO₂FUENTE: Sendeco2¹.TABLA 10.3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DE LA TONELADA DE CO₂

Año	Precio EUA (€)	Precio CER (€)
2010	14,32	12,6
2011	12,89	9,96
2012	7,33	2,97
2013	4,45	0,39
2014	5,96	0,18
2015	7,68	0,39
2016	5,35	0,39
2017	5,83	0,23
2018	15,88	0,24
2019	24,84	0,22

FUENTE: Sendeco2.

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

¹ <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

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.

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.

Modificación de la Directiva 2003/87/CE: Directiva (UE) 2018/410

El 27 de febrero de 2018 el Consejo aprobó formalmente la reforma del régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) para el periodo posterior a 2020 o fase IV (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. Entró en vigor 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 periodo 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 periodo 2021-2030.
- Los Estados miembros pueden seguir ofreciendo una **compensación por los costes indirectos** del carbono en consonancia con las normas sobre ayudas estatales. También se refuerzan las disposiciones sobre notificación y transparencia.
- 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 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.

Asignación gratuita de derechos de emisión para el periodo 2021-2030 (Fase IV)

El sistema de asignación gratuita de derechos de emisión para determinadas instalaciones dentro de RCDE UE se prolongará una década más (2021-2030) y ha sido revisado para centrarse en los sectores con mayor riesgo de deslocalizar su producción fuera de la UE. Estos sectores recibirán el 100% de su asignación de forma gratuita.

Para los sectores menos expuestos, se prevé que la asignación gratuita se elimine gradualmente después de 2026 de un máximo del 30% a 0 al final de la fase IV (2030). Se espera que se asignen más de 6.000 millones de derechos a la industria de forma gratuita durante el período 2021-2030.

Se reservará un número considerable de derechos de emisión gratuitos para nuevas instalaciones. Este número consta de derechos de emisión que no se asignaron del total disponible para asignación gratuita al final de la fase III (2020) y 200 millones de derechos de emisión del MSR.

También se han establecido reglas adicionales para alinear mejor el nivel de asignación gratuita con los niveles de producción reales:

- ✓ Las asignaciones a instalaciones individuales pueden ajustarse anualmente para reflejar los aumentos y disminuciones relevantes en la producción. El umbral para los ajustes se fijó en el 15% y se evaluará sobre la base de un promedio móvil de dos años.
- ✓ La lista de instalaciones cubiertas por la Directiva y elegibles para asignación gratuita se actualizará cada 5 años.
- ✓ Los 54 valores de referencia (benchmarks) que determinan el nivel de asignación gratuita a cada instalación se actualizarán dos veces en la fase IV para evitar ganancias inesperadas y reflejar el progreso tecnológico desde 2008.

La normativa comunitaria desarrollada en 2019 que regula estos cambios es la siguiente:

El Reglamento Delegado (UE) 2019/331 de la Comisión, de 19 de diciembre de 2018, por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

La **Decisión Delegada (UE) 2019/708 de la Comisión, de 15 de febrero de 2019** que completa la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo referente a la determinación de los sectores y subsectores que se consideran en riesgo de fuga de carbono para el período 2021-2030.

El Reglamento de Ejecución (UE) 2019/1842 de la Comisión, de 31 de octubre de 2019 por el que se establecen disposiciones de aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo respecto de las disposiciones adicionales de ajuste de la asignación gratuita de derechos de emisión debido a modificaciones del nivel de actividad.

Reserva de Estabilidad del Mercado

La Reserva de Estabilidad del Mercado (MSR) fue establecida por la UE en 2015 para **reducir el excedente de derechos de emisión en el mercado del carbono** y mejorar la resiliencia del RCDE UE frente a futuras perturbaciones y desequilibrios entre la oferta y la demanda. Tiene dos elementos principales:

- Un mecanismo para ajustar la oferta
- Se crea una reserva que depende del número de derechos de emisión en circulación.

Las principales características de la MSR en el marco del RCDE UE son las siguientes:

- La Reserva se creó en 2018 y empieza su funcionamiento a partir del 1 de enero de 2019.
- Se activarán ajustes del volumen anual de derechos de emisión subastados si el número de derechos de emisión en circulación se sitúa por encima del intervalo predefinido.
- Los 900 millones de «derechos de emisión aplazados» (derechos que se reintegraron en 2014-2016) se colocarán en la reserva en lugar de subastarlos en 2019-2020.
- Los derechos de emisión sin asignar se transferirán directamente a la reserva en 2020. La cantidad exacta solo se conocerá en 2020.
- En la revisión del RCDE UE y de la reserva de estabilidad del mercado se tuvieron en cuenta aspectos relacionados con las fugas de carbono y con la competitividad, en particular cuestiones relativas al empleo y al PIB.
- La reserva opera completamente de acuerdo con reglas predefinidas que no dejan discreción a la Comisión o los Estados miembros en su implementación.
- Cada año, la Comisión publica antes del 15 de mayo el número total de derechos de emisión en circulación.

En enero de 2019 comenzó a operar la MSR. En el periodo 2019-2023, el porcentaje del número total de derechos en circulación que determina el número de derechos incluidos en la reserva si se supera el umbral de 833 millones de derechos se duplica temporalmente del 12% al 24%. Además, a partir de 2023, los derechos de emisión mantenidos en el MSR por encima del volumen de subasta del año anterior dejarán de ser válidos.

El 14 de mayo de 2019 la Comisión Europea publicó el informe del número total de derechos de emisión en circulación en 2018, que correspondían a 1.654.909.824 derechos de emisión, a efectos de la Reserva de Estabilidad del Mercado en el marco del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE establecido por la Directiva 2003/87/ CE.

De acuerdo con las reglas de MSR, durante un período de 12 meses, desde el 1 de septiembre de 2019 hasta el 31 de agosto de 2020, se colocarán un total de 397.178.358 derechos en el MSR. La próxima publicación se realizará en mayo de 2020 para determinar los ingresos de reserva a partir de septiembre 2020 hasta agosto de 2021.

10.4.2. Sectores difusos

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. 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 el transporte, el sector residencial, la agricultura y los residuos.

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.

Para el periodo 2013-2020 la Unión Europea se ha comprometido a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero de los sectores difusos en el año 2020 un 10% respecto a los niveles del año 2005. El esfuerzo necesario para conseguir esta reducción global se reparte entre los distintos estados miembros a través

de la Decisión de reparto de esfuerzos (Decisión 406/2009/CE). En concreto, a España le corresponde alcanzar una reducción del 10%.

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.

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 para los **sectores difusos** (sectores no incluidos en el RCDE UE) un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 26% respecto a los niveles de 2005.

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.

En el marco de la prevención y control integrados de la contaminación (IPPC), existe un organismo designado por la Comisión Europea, EIPPCB (European IPPC Bureau), encargado de elaborar documentos MTD en diversos sectores industriales. Estos documentos son los llamados BREF (BAT References Documents) o Documentos de Referencia sobre las Mejores Técnicas Disponibles. En este sentido, cabe señalar el Documento de Referencia sobre las Mejores Técnicas Disponibles de las Grandes Instalaciones de Combustión.

Trasposición de 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). Grandes Instalaciones de Combustión

El Real Decreto 815/2013 por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales desarrolla la Ley 16/2002, de 1 de julio de prevención y control integrado de la contaminación completa la transposición de los preceptos de carácter técnico de la Directiva 2010/75/UE a nuestro acervo legislativo.

Mediante este Real Decreto, se aprueba el **Reglamento de emisiones industriales**, cuyo objetivo es desarrollar y ejecutar la Ley 16/2002, así como establecer el régimen jurídico aplicable a las emisiones industriales, con el fin de alcanzar una elevada protección del medio ambiente en su conjunto. Asimismo, establece las disposiciones para evitar y, cuando ello no sea posible, reducir la contaminación provocada por las instalaciones del anejo 1, en particular las de incineración y co-incineración de residuos, las grandes instalaciones de combustión y las instalaciones que producen dióxido de titanio.

El Capítulo V de este Real Decreto regula las disposiciones especiales para las grandes instalaciones de combustión (GIC). Para estas instalaciones la norma establece una serie «mecanismos de flexibilidad» en lo referido al cumplimiento de los valores límite de emisión de contaminantes.

Se entiende por GIC cualquier dispositivo técnico en el que se oxiden productos combustibles a fin de utilizar el calor así producido, en esta norma están afectadas aquellas que tengan una potencial térmica nominal instalada igual o superior a 50MWt.

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.

Trasposición 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. Establece los compromisos de reducción de emisiones de los Estados miembros para las emisiones atmosféricas antropogénicas de dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), amoníaco (NH₃) y partículas finas (PM_{2,5}).

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.

Para la consecución de estos objetivos cada Estado miembro debe elaborar, adoptar y aplicar un **Programa Nacional de control de la contaminación atmosférica** con el fin de cumplir sus compromisos de reducción de emisiones y contribuir efectivamente a la consecución de los objetivos de calidad del aire, y en el que se incluyan las medidas aplicables a todos los sectores pertinentes.

El Consejo de Ministros aprobó el 27 de septiembre de 2019², a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica, el primer Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA), que permitirá reducir de manera muy significativa los niveles de contaminación de compuestos y sustancias muy nocivas para la salud, en cumplimiento de los compromisos establecidos para España en la Directiva de Techos Nacionales de Emisión para 2030. El plan contempla un total de 57 medidas que están agrupadas por sectores de actividad en 8 paquetes sectoriales (mix energético, transporte, industria, eficiencia energética en industria manufacturera y en el sector residencial y comercial, generación y gestión de residuos, agricultura y ganadería) y 5 destinados a mejorar la situación a futuro de los compuestos orgánicos volátiles.

Esta directiva estableció unos compromisos nacionales de reducción de emisiones para el dióxido de azufre (SO₂), los óxidos de nitrógeno (NO_x), los compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), el amoníaco (NH₃) y las partículas finas (PM_{2,5}) para 2020 y 2030, que España incorporó a su ordenamiento jurídico mediante el Real Decreto 818/2018.

Asimismo, con objeto de evaluar la efectividad de los compromisos nacionales de reducción de emisiones establecidos en la Directiva, los Estados miembros deben, además, realizar un seguimiento de los efectos de la contaminación atmosférica en los ecosistemas terrestres y acuáticos, y comunicar tales efectos.

Los Estados miembros deben cumplir los compromisos de reducción de emisiones establecidos en la 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 periodo (Reducción de las emisiones en comparación con el año de referencia (2005)) que se muestran en la tabla 10.4.

² <https://www.MITERD.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-aprueba-el-i-programa-nacional-de-control-de-la-contaminacion-atmosferica/tcm:30-501967>

TABLA 10.4. OBJETIVOS POR CONTAMINANTE Y PERIODO

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%
PM2,5	15%	50%

En el sector eléctrico los contaminantes involucrados son el SO₂ y los óxidos de nitrógeno NO_x mientras que en el sector refino también son relevantes las emisiones de COVs. Para el sector eléctrico y del refino esta Directiva está muy relacionada con el capítulo V de la **Directiva 2010/75/UE** que afecta a las GIC.

10.5. HECHOS RELEVANTES EN EL ÁMBITO NACIONAL

10.5.1. Emisiones de gases de efecto invernadero

Se mencionan a continuación los hechos más relevantes acaecidos en 2019 en el marco de las distintas políticas.

Régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2013-2020 (Fase III)

Los puntos más significativos de la **aplicación del RCDE UE en España** durante el 2019 son los siguientes:

- Las **emisiones totales** de las instalaciones fijas reguladas por el comercio de derechos de emisión han supuesto, en 2019, 109,52 millones de toneladas equivalentes de CO₂.
- Esta cifra supone una disminución del 45% respecto al año 2005, año en que empezó a aplicarse el RCDE UE, y del 14% respecto al año 2018.
- El **sector de generación eléctrica** ha registrado un descenso de sus emisiones del 27,9% respecto a 2018. La razón principal por la que se ha producido este desplazamiento de la generación de carbón por los ciclos combinados de gas natural está en la combinación de precios de gas natural relativa-

mente bajos y el significativo precio del derecho de emisión. También descienden las emisiones del sistema extrapeninsular, un 9,8%.

- En el conjunto del **sector industrial** las emisiones disminuyen un 4,4% respecto a 2018. Por sectores, destaca la reducción de las emisiones en la producción de aluminio primario (19,5%), siderurgia (8,5%), y fabricación de cemento (7,1%), mientras que las subidas más significativas se dan en la fabricación de papel o cartón (4,5%), y en la de productos químicos en bruto (3,1%).
- En el conjunto de **instalaciones del epígrafe «1.b-1.c Combustión»** se produce un aumento de las emisiones del 3,2%.
- Aproximadamente el 99% de las instalaciones afectadas cumplen todas sus obligaciones básicas. Los casos de incumplimiento corresponden, con carácter general, a instalaciones en proceso de cierre. En el periodo 2013-2020, la cantidad de emisiones que no han sido cubiertas por la entrega de derechos de emisión asciende a menos del 0,07% del total.
- En lo que respecta a la comparativa entre emisiones y asignación de derechos en lo que va de periodo, 2013-2019, el conjunto de instalaciones afectadas por este régimen ha tenido un déficit de asignación del 52%. 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 94,9% (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 58,5%, consecuencia del elevado número de cogeneraciones incluidas. Finalmente, el conjunto de sectores industriales es ligeramente deficitario: un 6,0%. 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.
- Cada año hay que **revisar la asignación** de las instalaciones que han sufrido determinados cambios en su funcionamiento: cese parcial de actividad, cese definitivo, descenso significativo de capacidad o recuperación de actividad. Se han observado unos 770 cambios de este tipo desde que se inició este periodo hasta el 31 de diciembre de 2018 y que han supuesto la tramitación de ajustes en la asignación de este periodo (los cambios que se produjeron en 2019 están todavía en fase de procesamiento). Estos cambios implican una reducción neta de la asignación para el periodo 2013-2020 en 69,1 millones de derechos (8,6 millones/año). Adicionalmente, cada año se produce un número muy significativo de notificaciones que no suponen una modificación inmediata de la asignación; por ejemplo, de previsiones de cambio en las instalaciones.
- Hasta la fecha se ha tramitado la asignación a siete grupos de **nuevos entrantes**: 73 ampliaciones significativas de capacidad en instalaciones existentes y 50 instalaciones nuevas han recibido asignación. El total asignado desde la reserva de nuevos entrantes asciende a 22,0 millones de derechos.

- Las **subastas de derechos de emisión** se celebran con normalidad. En 2019, España participó en 146 subastas e ingresó 1.245 millones de euros, con un precio medio de 24,73 euros/derecho.
- El régimen de exclusión para **pequeños emisores y hospitales** cubre en la actualidad 90 instalaciones con actividad en 2019. Las emisiones agregadas de estas instalaciones se situaron en 2019 en 0,644 millones de toneladas, lo que supone una reducción del 7,5% respecto a 2018.

Asignación gratuita derechos de emisión a nuevos entrantes en el periodo 2013-2020 (Fase III)

Con fecha 27 de febrero de 2019, mediante Resolución del Secretario de Estado de Medio Ambiente se aprobó los ajustes en las asignaciones de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a un grupo de instalaciones que habían registrado una reducción significativa de capacidad, que habían cesado parcialmente sus actividades o que habían recuperado su nivel de actividad antes del 1 de enero de 2018.

Con fecha 26 de julio de 2019, mediante Resolución del Secretario de Estado de Medio Ambiente se aprobaron los ajustes en las asignaciones de derechos de emisión de gases de efecto invernadero a un grupo de instalaciones que habían registrado una reducción significativa de capacidad, que habían cesado parcialmente sus actividades o que habían recuperado su nivel de actividad antes del 1 de enero de 2019.

Régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2021-2030 (Fase IV)

En diciembre de 2018, la Comisión Europea aprobó y publicó el nuevo **Reglamento Delegado (UE) 2019/331, de 19 de diciembre de 2018** por el que se determinan las normas transitorias de la Unión para la armonización de la asignación gratuita de derechos de emisión para el periodo 2021-2030 con arreglo al artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo (FAR) que regula tanto el procedimiento de solicitud de asignación gratuita para las instalaciones fijas, como el proceso que se ha de realizar para el cálculo de dicha asignación.

En España, el Gobierno aprueba el **Real Decreto 18/2019, de 25 de enero**, por el que se desarrollan aspectos relativos a la aplicación en España del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2021-2030.

En este nuevo Reglamento, que sustituye a la Decisión 2011/278/UE, se establecen las bases y los nuevos requisitos de la asignación gratuita para el periodo 2021-2030. En términos generales, los aspectos del procedimiento de asignación gratuita se mantienen similares a los de la Fase III. Así, al igual que en la fase 2013-2020, la asignación gratuita tendrá que ser solicitada y verificada, junto con el nivel de actividad.

La asignación gratuita de derechos de emisión para la Fase IV se otorga en dos periodos: 2021-2025 y 2026-2030. El cálculo del HAL (nivel histórico de actividad) en cada periodo se realizará en base a la media aritmética de los 5 años del periodo de referencia (2014-2018 para el primer periodo y 2019-2023 para el segundo periodo).

La documentación que deben presentar las instalaciones afectadas por este proceso (quedan excluidas las pequeñas instalaciones ETS), consiste en la solicitud de asignación de derechos gratuitos y la documentación complementaria:

- ✓ Un **Plan Metodológico de Seguimiento (MMP)** que se ajuste a lo dispuesto con la normativa española y haya servido de base para el informe sobre los datos de referencia.
- ✓ Un **Informe sobre los Datos de Referencia (Baseline Data Report)**, verificado y considerado satisfactorio, que contenga todos los datos relevantes para la instalación y sus subinstalaciones, de conformidad con la normativa de la UE (período 2014-2018).
- ✓ Un **Informe de Verificación**, de acuerdo con los requisitos establecidos en las disposiciones de la Unión pertinentes y con lo dispuesto en la normativa española, que contenga, al menos, la verificación de la documentación señalada en los dos apartados anteriores.

Asimismo, para este nuevo periodo se van a actualizar los parámetros de referencia («Benchmarks») que servirán para el cálculo de dicha asignación y la lista sectores y subsectores que se consideran en riesgo de Fuga de Carbono para el período 2021-2030 ha sido aprobada por la Decisión Delegada (UE) 2019/708 de la Comisión, de 15 de febrero de 2019.

En el ámbito nacional, el **Real Decreto 18/2019, de 25 de enero**, desarrolla aspectos relativos a la aplicación del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el periodo 2021-2030.

También se aprueba el **Real Decreto 317/2019, de 26 de abril**, por el que se define la medida de mitigación equivalente a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2021-2025 y se regulan determinados aspectos relacionados con la exclusión de instalaciones de bajas emisiones del régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

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

La **Orden del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de 01 de mayo de 2019** 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, correspondientes al año 2018, con una cuantía de 91 millones de euros aprobada el 29 de marzo de 2019.

Posteriormente, el 28 de octubre de 2019 el Consejo de Ministros autorizaba aumentar hasta los 172,23 millones de euros el presupuesto destinado a la convocatoria de 2019 para la concesión de las subvenciones relativas al mecanismo de compensación de costes de emisiones indirectas de gases de efecto invernadero para costes incurridos en 2018.

El artículo 5 del Real Decreto-Ley 20/2018, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España -aprobado por el Gobierno en diciembre de 2018- establecía que los beneficiarios de estas ayudas tienen la obligación de mantener la actividad productiva durante un periodo de tres años a partir de la fecha en que se dicte la resolución de la concesión.

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.

Las asignaciones anuales de emisiones (AEAs) que marcan la senda de cumplimiento anual para España se muestran a continuación:

TABLA 10.5. 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 periodo 2021-2030, en octubre de 2014 se aprobó en el Consejo Europeo el compromiso a nivel europeo para este periodo. Los sectores difusos deben contribuir al 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 2019 para los sectores difusos revelan una estimación de emisiones brutas en España de 201.816 millones de toneladas de CO₂ equivalente, lo que supone una disminución de un -0,5% respecto al año 2018, situándose en un nivel de emisiones de -15,2% respecto al año 2005 y por debajo de la asignación anual de emisiones (AEA) para el año 2019 que es de 214,3 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 (LULUCF, por sus siglas en inglés) se estimaron para el año 2019 en 37,6 millones de toneladas de CO₂-eq. Estas absorciones, que suponen un 12,0 % de las emisiones brutas totales nacionales, disminuyeron un -3,4 % respecto a las estimadas para el año 2018.

Marco normativo del sector de los biocarburantes

La normativa nacional desarrollada en 2019 relativa a los biocarburantes es la siguiente:

La Resolución de 11 de marzo de 2019, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se incluye el bio-propano en el anexo de la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

La Circular 1/2019, de 13 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se regula la gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Proyectos CLIMA del Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO2)

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 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.

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 en los sectores difusos. 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.

La Convocatoria 2019 de Proyectos Clima se lanzó el 25 de marzo de 2019 para dar continuidad e impulso al desarrollo de iniciativas de carácter programático que engloben varios proyectos dentro de un mismo paraguas o programa. Tras el análisis y evaluación de las propuestas presentadas, el FES-CO2 seleccionó 57 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.

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)

El Reglamento de emisiones industriales aprobado por el **Real Decreto 815/2013** 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, articularmente de SO₂, NO_x, partículas y CO. El control de las emisiones y las labores de inspección recae sobre los órganos correspondientes de las comunidades autónomas.

Dentro de este marco, el objeto de la **Orden TEC/1171/2018, de 29 de octubre** 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. 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.

Durante el año 2019 no se ha elaborado normativa nacional adicional relativa al control de las emisiones contaminantes.

Real Decreto 818/2018, de 6 de julio, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos. Plan Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica

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.

Los compromisos nacionales de reducción de las emisiones para España son los que aparecen indicados en el apartado 10.4.3.

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. 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.

Con el fin poder alcanzar el cumplimiento de los compromisos de reducción de emisiones establecidos para España, tal y como describe el apartado 10.4.3, se aprobó el **Programa nacional de control de la contaminación atmosférica (PNCCA)**, que define objetivos y acciones estratégicas a partir de 2020, prestando especial atención a las zonas en las que la población y los ecosistemas están expuestos a niveles más elevados de contaminación y reforzando las sinergias con los objetivos estratégicos en materia de energía y clima. Para ello, este Programa establece una serie de medidas sectoriales y transversales, en consonancia con las políticas nacionales de calidad del aire, así como con las políticas energéticas y climáticas definidas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

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) era en 2019 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 (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 del ministerio, y con los instrumentos que utiliza en su desarrollo la EECTI y sus Planes Estatales de I+D+i, que será desarrollados más adelante. Entre las unidades, la Agencia Estatal de Investigación (AEI) tiene por objeto ser el instrumento para la modernización de la gestión pública de las políticas estatales de I+D en España. 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.

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.

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 periodo 2013-2020 constituye el marco estratégico compartido en el que se encuadran las prioridades en investigación e innovación que las Comunidades Autónomas definen a través de sus correspondientes Estrategias 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 (PEICTI 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, 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 PEICTI 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.
- II. EL DESARROLLO DE SISTEMAS, TECNOLOGÍAS Y SERVICIOS INTELIGENTES.
- III. El diseño y desarrollo de SISTEMAS ENERGÉTICOS EFICIENTES.
- 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.

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.

- 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
- VII. Las TECNOLOGÍAS DE MATERIALES PARA ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE,
- 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.

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 febrero de 2019, el Consejo de Ministros aprobó la remisión a la Comisión Europea del borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Este plan sienta las bases para la modernización de la economía española, el posicionamiento de liderazgo de España en las energías renovables, el desarrollo del medio rural, la mejora de la salud de las personas y el medio ambiente, y la justicia social. El PNIEC forma parte del «Marco Estratégico de Energía y Clima: una propuesta para la modernización española y la creación de empleo» que incluye, además, el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la Estrategia de Transición Justa.

En la elaboración de la Estrategia Española se ha contado 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

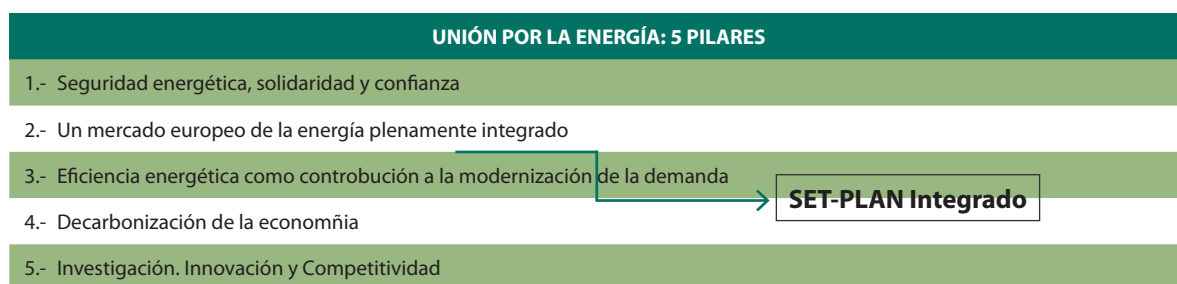
España está inmersa, dentro del marco europeo, en una transformación energética que, siendo efectiva en términos de costes, permita cumplir con los objetivos europeos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero y descarbonización de la economía, conforme a lo previsto en la Estrategia Europa 2020 y su

11. La I+D+i del sector energético

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.

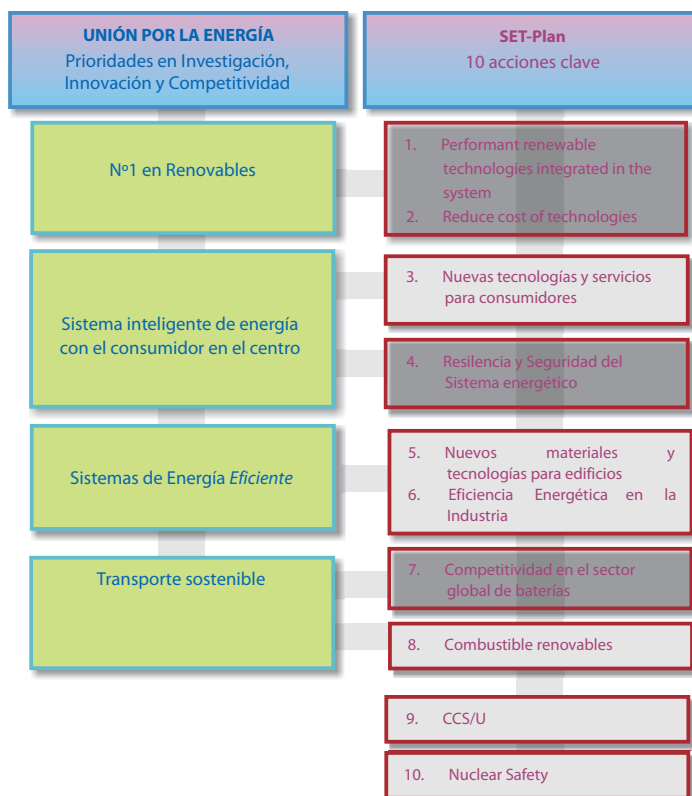
En todo este proceso tiene un papel principal el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan). Así en septiembre de 2015 la Comunicación de la Comisión «SET-Plan integrado: Acelerar la transformación del sistema energético europeo», propone 10 acciones claves en línea con las prioridades de 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.

FIGURA 11.2. ACCIONES CLAVE DEL SET-PLAN



Los objetivos fijados persiguen acelerar la descarbonización de la economía y situar a Europa como líder mundial en renovables mediante a una reducción de costes, una mejora de sus prestaciones técnicas y de eficiencia energética, con el propósito último de mejorar la competitividad, y crecimiento económico y empleo en Europa. En este sentido las 10 acciones que se proponen podrán contribuir de forma rápida a conseguir los objetivos establecidos en materia de energía y clima.

De entre las 10 acciones, las dos primeras tienen como objetivo el que Europa sea número 1 en renovables, persiguen el desarrollo de la nueva generación de tecnologías renovables y su integración en el sistema energético de una manera eficiente y competitiva en términos de costes (off-shore wind, nueva generación de fotovoltaica, energía solar de concentración, geotérmica profunda y oceánica); las acciones 3 y 4 están orientadas al diseño del futuro sistema energético de la UE, las ciudades inteligentes y el papel de los consumidores en el centro del sistema energético; las acciones 5 y 6 están en la eficiencia energética (eficiencia energética en edificios: nuevos materiales y tecnologías, calor y frío en edificios; hacer que la industria de la UE más competitiva y energéticamente menos intensiva); las acciones 7 y 8 están centradas en los temas de transporte sostenible (baterías para e-movilidad y almacenamiento estacionario y, combustibles renovables para transporte y bioenergía); la acción 9 está

11. La I+D+i del sector energético

dirigida a la captura, el almacenamiento y el uso de CO₂; y la acción 10 a 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+i, surgen las Plataformas Tecnológicas y de Innovación Europeas (ETIPs). Estas Plataformas 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.

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

11.4. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES

11.4.1. Agencia Española de Investigación

Tiene por objeto ser el instrumento para la modernización de la gestión pública de las políticas estatales de I+D+i en España, siendo responsable de la financiación, evaluación, concesión y seguimiento de las actuaciones de investigación científica y técnica.

Las principales actuaciones relacionadas con I+D+i en energía gestionadas por la Agencia Estatal de Investigación (AEI) en el año 2019 se engloban en el Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad, dentro del marco del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020.

PROGRAMA ESTATAL DE I+D+i ORIENTADA A LOS RETOS DE LA SOCIEDAD

El fomento de la I+D+i orientada a los retos de la sociedad surge de la necesidad de resolución de los problemas planteados en la sociedad española guiando, a través de diferentes convocatorias, la investigación fundamental científica y técnica hacia los ocho grandes retos identificados en la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020¹.

El Programa Estatal de I+D+i orientada a los Retos de la Sociedad engloba, entre otras, la Convocatoria de RETOS-INVESTIGACIÓN, la Convocatoria de RETOS-COLABORACIÓN y la Convocatoria de PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS.

Retos-Investigación

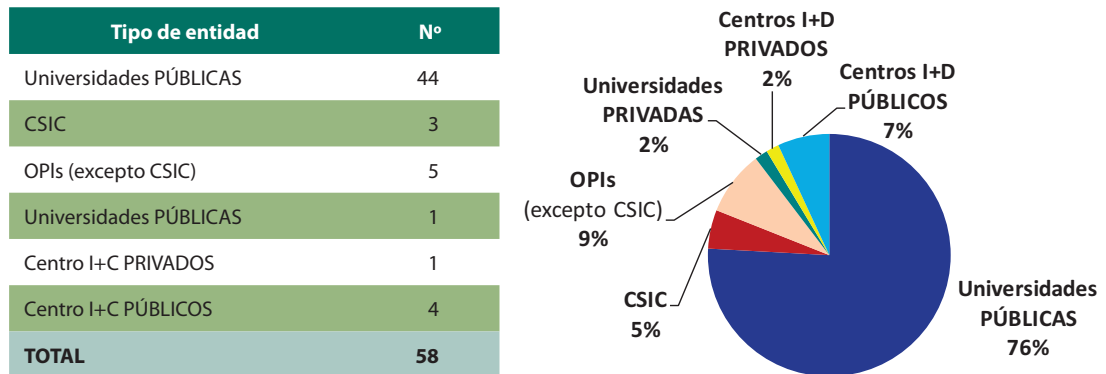
Las principales características de la convocatoria RETOS-INVESTIGACIÓN son las siguientes:

- Ejecución de proyectos de investigación consistentes en trabajos experimentales o teóricos, emprendidos con el objetivo primordial de adquirir nuevos conocimientos con orientación específica, que permita un avance en la resolución de alguno de los ocho grandes retos que tiene planteada la sociedad española.
- Pretenden contribuir a la consolidación de equipos de investigación con tamaño suficiente y masa crítica de carácter interdisciplinario e intersectorial necesaria para avanzar en la búsqueda de soluciones, de acuerdo con las prioridades establecidas en cada uno de los retos así como para afrontar los desafíos que la investigación española tiene en el contexto del Espacio Europeo de Investigación, fomentando la participación de equipos de investigación amplios y con un elevado nivel de dedicación a cada proyecto.
- La concesión de las ayudas se realiza 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.

Considerando específicamente el área temática de Energía dentro del Reto 3, en total se han financiado 58 proyectos, siendo 8,18 M€ la ayuda total concedida. La naturaleza de las entidades beneficiarias de estos 58 proyectos puede verse en la Figura 11.3.

11. La I+D+i del sector energético

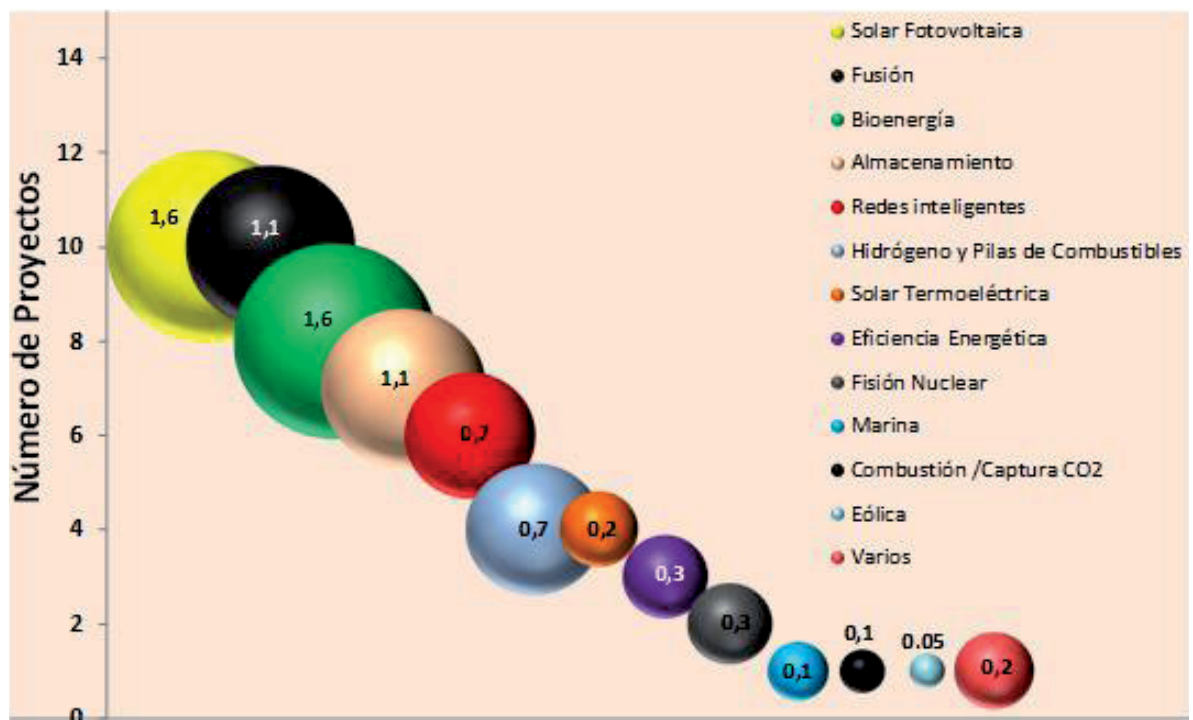
FIGURA 11.3. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2019: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. TIPO DE ENTIDADES BENEFICIARIAS EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS



Un 76% de los proyectos son realizados por universidades públicas, un 14% por organismos públicos de investigación-OPIs (correspondiendo un 5% al CSIC), y el resto por centros públicos de I+D, una universidad privada y un centro privado de I+D.

Los sectores energéticos a los que pertenecen estos 58 proyectos y la ayuda total concedida en cada caso se presentan en la Figura 11.4.

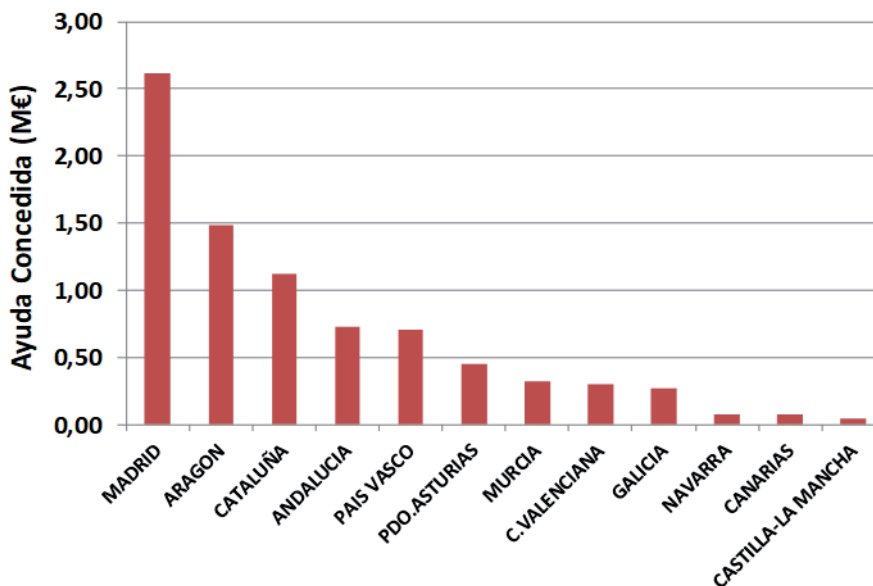
FIGURA 11.4. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2019: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. Nº PROYECTOS FINANCIADOS POR SECTORES ENERGÉTICOS Y AYUDA CONCEDIDA



Se observa que el mayor número de proyectos financiados y ayuda concedida corresponden a solar fotovoltaica, fusión nuclear y bioenergía. A continuación aparecen almacenamiento de energía, redes eléctricas/inteligentes e hidrógeno y pilas de combustible. Le siguen, redes eléctricas/inteligentes y eficiencia energética. Por último, con menor número de proyectos y ayuda concedida están la solar termoeléctrica, eficiencia energética, fisión nuclear, energía marina, combustión/captura de CO₂ y eólica, estas tres últimas líneas con solo un proyecto en cada caso. 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 «varios» se ha incluido algún proyecto de hibridación de varias energías renovables, y aquellos proyectos en los que los desarrollos son todavía muy incipientes y dependiendo de su evolución podrían dar respuesta a diferentes sectores energéticos.

Las ayudas concedidas por Comunidades Autónomas, en función de la razón social de las entidades beneficiarias, se presentan en la Figura 11.5. Destaca claramente la Comunidad de Madrid, seguida de Aragón, Cataluña, Andalucía y País Vasco. Posteriormente aparecen el Principado de Asturias, Murcia, Comunidad Valenciana y Galicia. Por último, están Navarra, Canarias y Castilla la Mancha.

FIGURA 11.5. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2019: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS



Retos-Colaboración

RETOS-COLABORACIÓN es una convocatoria de Colaboración Público-Privada cuyo objetivo es orientar la investigación científica (desarrollada en universidades y organismos públicos de investigación) y la actividad de

11. La I+D+i del sector energético

I+D+i empresarial hacia la resolución de los problemas y necesidades presentes y futuras de nuestra sociedad, en consonancia con los retos contenidos en la EECTI 2013-2020 y en el PEICTI 2017-2020, así como con el esquema de la Unión Europea reflejado en «Horizonte 2020». Sus principales características son las siguientes:

- Proyectos de I+D+i de desarrollo experimental, realizados en colaboración entre empresas y agentes de investigación públicos y privados, liderados por la industria y basados en la demanda, movilizados de la inversión privada, generadores de empleo y con fuerte componente internacional.
- Duración entre 2 y 4 años.
- Presupuesto mínimo 500.000 €.

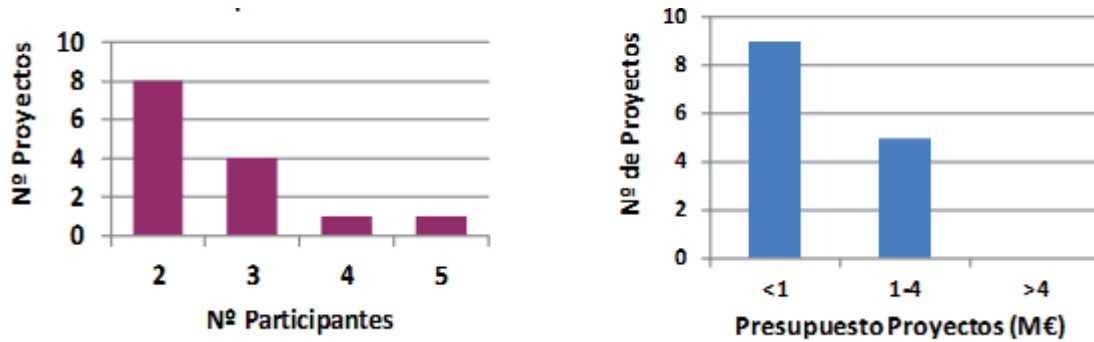
En la Convocatoria Retos-Colaboración 2019 se han financiado un total de 14 proyectos relacionados con la energía, siendo 10,95 M€ la ayuda total concedida. Esta ayuda incluye subvención para los agentes de I+D públicos y privados, y préstamo para las empresas (0% de interés y amortización en 10 años, con 3 de carencia y 7 de devolución). En la Tabla 11.2 se pueden ver desglosadas las cantidades en préstamo y subvención concedidas al total de los 14 proyectos financiados en la convocatoria 2019 incluyendo el presupuesto total y el financiable total considerado para la concesión de la ayuda. El plazo de ejecución de estos proyectos es entre 2020-2023.

**TABLA 11.2. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2019.
PROYECTOS FINANCIADOS EN EL RETO 3: ENERGÍA**

Total 2020 - 2023						
Reto 3 ENERGÍA	Financiados Nº	Presupuesto (€)	Financiable (€)	Préstamo (€)	Subvención (€)	Total Ayuda (€)
	14	13.790.280	12.200.804	6.396.431	4.552.286	10.948.717

En la Figura 11.6 puede verse el número de participantes en los proyectos energéticos financiados y el presupuesto total de los mismos. Se observa que la mayoría son proyectos con dos participantes (una empresa y normalmente una universidad) o tres participantes (en general una empresa, una universidad y un centro tecnológico), pero también hay algún proyecto con cuatro y cinco participantes (con dos o tres empresas en el consorcio). En cuanto al presupuesto, la mayor parte presentan un presupuesto menor de 1 M€, aunque también hay proyectos con presupuesto entre 1-4M€, y no hay ningún proyecto con presupuesto mayor de 4 M€.

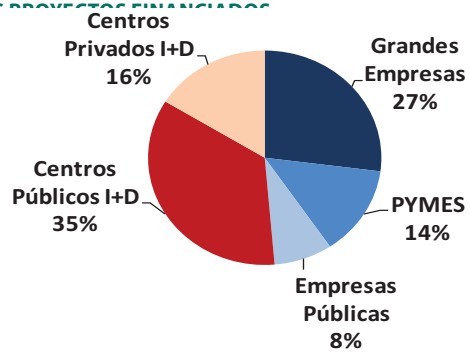
FIGURA 11.6. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2019. RETO 3: ENERGÍA.
Nº DE PROYECTOS FINANCIADOS FRENTE AL Nº DE PARTICIPANTES Y FRENTE AL PRESUPUESTO TOTAL DE LOS MISMOS



La naturaleza de las entidades participantes se recoge en la Figura 11.7. En la parte empresarial hay mayoría de grandes empresas frente a PYMES y existe un nº importante de empresas públicas. En la parte de agentes de I+D la mayor presencia corresponde a los centros públicos (universidades y OPIs).

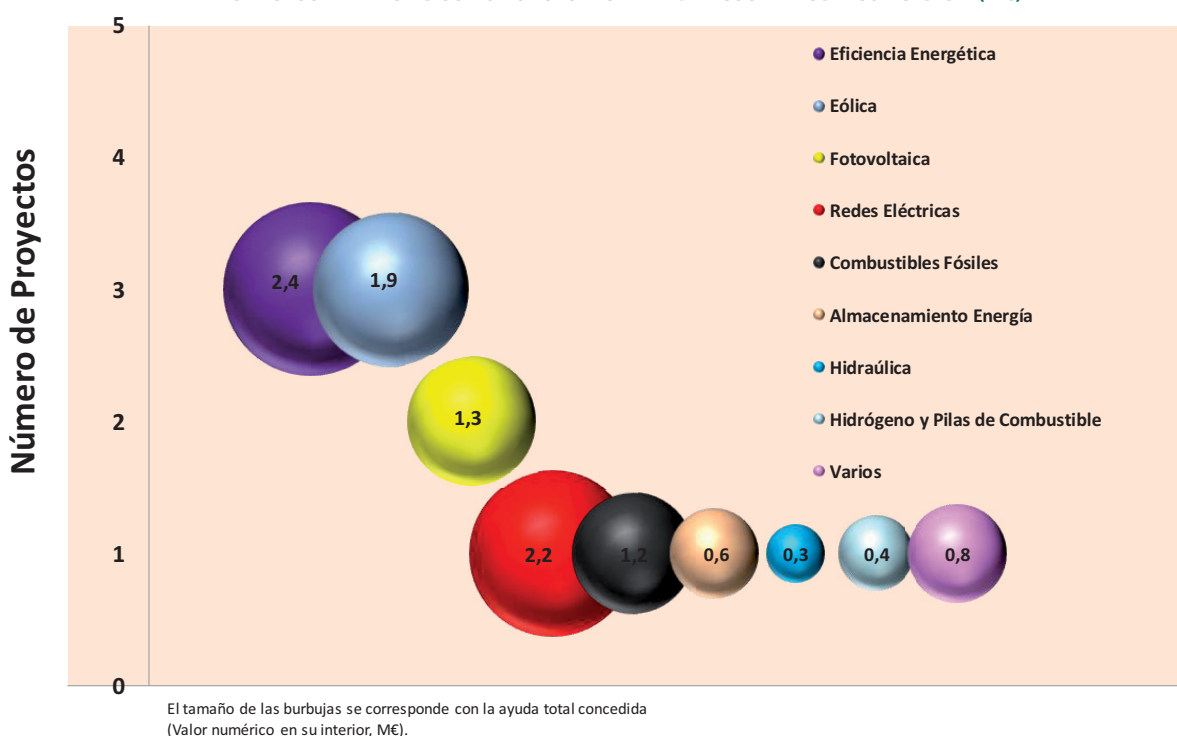
FIGURA 11.7. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2019. RETO 3: ENERGÍA.
NATURALEZA DE LOS PARTICIPANTES EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS

Tipo de entidad	Nº
Grandes Empresas	10
PYMES	5
Empresas Públicas	3
Centros Públicos I+D	13
Centros Privados I+D	6
TOTAL	37



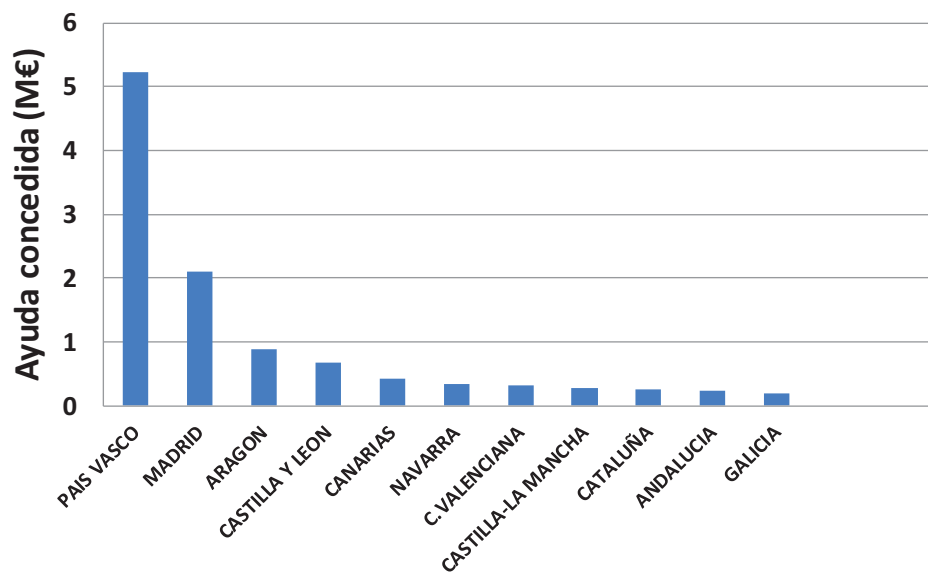
Lo sectores energéticos y la ayuda total concedida en cada uno de ellos se presentan en la Figura 11.8, habiéndose hecho la clasificación por el sector predominante en cada uno de los proyectos. Con tres proyectos están la eficiencia energética y la eólica y con dos proyectos la solar fotovoltaica. En el resto de las tecnologías energéticas se ha financiado un proyecto en cada caso: redes eléctricas/inteligentes, combustibles fósiles, almacenamiento de energía, hidrógeno y pilas de combustible e hidráulica. Llama la atención la mayor ayuda concedida en el proyecto de redes eléctricas, debido a su mayor envergadura (presupuesto) y a tener un consorcio formado por cuatro participantes. En «varios» se incluyen proyectos que abarcan diferentes tecnologías y aplicaciones.

FIGURA 11.8. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2019. RETO 3: ENERGÍA.
Nº PROYECTOS FINANCIADOS POR SECTORES ENERGÉTICOS Y AYUDA CONCEDIDA (M€)



Respecto a la distribución de la ayuda concedida por Comunidades Autónomas, consecuencia de la razón social de los beneficiarios de los proyectos en cada una de ellas, Figura 11.9, destaca claramente el País Vasco, seguido de Madrid. A continuación, están Aragón, Castilla y León, Canarias, Navarra, C. Valenciana, Castilla la Mancha, Cataluña, Andalucía y Galicia.

**FIGURA 11.9. CONVOCATORIA RETOS COLABORACIÓN 2019. RETO 3: ENERGÍA.
AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS**



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.

En 2019 se contaban con un total de doce Plataformas Tecnológicas en sectores energéticos relevantes para nuestra economía. Son las siguientes:

- Plataforma Tecnológica Española del H₂ y de las Pilas de Combustible (www.ptehpc.org). El principal objetivo de la PTEHPC es facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible e hidrógeno, en sus diferentes tecnologías, para su aplicación en el transporte, el sector estacionario y el portátil.
- Plataforma Tecnológica del Sector Eólico Español. REOLTEC (www.reoltec.net). Pretende aumentar la colaboración en materia de I+D+i entre el sector público y el empresarial, que permita amplificar el conocimiento, la experiencia y el desarrollo de productos innovadores en el mercado eólico.
- Plataforma Tecnológica Española del CO₂ (www.pteco2.es). Su objetivo es crear un entorno favorable a la inversión en I+D+i, promover la creación de un tejido empresarial innovador y elevar la capacidad tecnológica en los procesos de mejora de eficiencia, captura, transporte, almacenamiento y valorización del CO₂, fomentando la implantación en la industria de estas tecnologías.
- Plataforma Tecnológica Española de Redes Eléctricas. FUTURED (www.futured.es). Persigue promover el desarrollo y la evolución tecnológica en el ámbito de las redes eléctricas que permita un desarrollo sostenible, un aumento de la competitividad y el liderazgo tecnológico de las entidades que forman parte de la plataforma.
- Plataforma Tecnológica Española de Biomasa. BIOPLAT (www.bioplat.org). Su objetivo es la determinación de las condiciones necesarias, e identificación y desarrollo de estrategias viables, para la promoción y el desarrollo comercial sostenible de la biomasa en España.
- Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética. EE (www.pte-ee.org). Tiene como finalidad la innovación en tecnología de eficiencia energética, generando nuevas soluciones a través del impulso a la investigación y el desarrollo de las nuevas técnicas, los productos y los servicios que contribuyan a la reducción de la demanda energética.
- Plataforma Tecnológica Española de Geotermia. GEOPLAT (www.geoplat.org). Persigue la identificación y desarrollo de estrategias sostenibles para la promoción y comercialización de la energía geotérmica en España.
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Concentración. SOLAR CONCENTRA (www.solarconcentra.org). Contribuye a implementar el fomento de la I+D+i en el sector de la energía solar de concentración, y tiene como propósito favorecer la estrategia de innovación y desarrollo tecnológico de la termosolar en España.
- Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica. FOTOPLAT (<http://fotoplat.org/>). Tiene como objeto agrupar en una misma estructura a todas las empresas e instituciones involucradas con el reto de mantener a España y a las empresas españolas en primera línea de la investigación e industrialización

de los sistemas de energía fotovoltaica, buscando sinergias entre las distintas instituciones e implementando estrategias coordinadas.

- Plataforma Tecnológica de Energía Nuclear de Fisión. CEIDEN (www.ceiden.es). Su objetivo es coordinar los diferentes planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en los programas internacionales, procurando orientar de forma coherente los esfuerzos de las entidades implicadas.
- Plataforma Tecnológica de Energía Solar Térmica de Baja Temperatura. SOLPLAT (www.solplat.com). Persigue el desarrollo de la tecnología solar de media temperatura a través de un esfuerzo conjunto de empresas, centros tecnológicos y OPIS, de forma que se mejoren las prestaciones energéticas y medioambientales tanto en el lado de la eficiencia de las transformaciones como en la fiabilidad y durabilidad de componentes y subsistemas.
- Plataforma Tecnológica Española de Almacenamiento de Energía BATTERYPLAT (<https://www.batteryplat.com/>). Su objetivo es 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) y el de Economía Circular.

11.4.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)

11.4.2.1. Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

El CDTI lleva a cabo actividades de financiación de proyectos empresariales de I+D+i, de gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica, y de apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

Durante 2019 el CDTI ha aprobado en el área de energía 114 operaciones de I+D e innovación desarrollados por empresas en diferentes tipologías de proyectos CDTI tanto bajo la modalidad de crédito como la de subvención 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 ha dado lugar

11. La I+D+i del sector energético

a una inversión total de casi 82 millones de euros y unos compromisos de aportación pública por valor próximo a los 61,5 millones de euros².

a) Financiación directa mediante préstamos y subvenciones³

En la siguiente tabla se distribuyen, por tipología, las operaciones aprobadas en 2019.

TABLA 11.3. TIPOLOGÍA, Nº OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

Tipología	Operaciones	Compromisos de Aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
Proyectos CDTI de I+D	69	44.357.004	58.508.621
Proyectos de Líneas de Innovación	11	7.086.057	8.997.104
Proyectos CIEN	8	4.821.825	5.672.735
Neotec	11	2.568.276	3.988.861
FEDER Innterconecta (ITC)	9	1.270.909	2.372.693
CDTI-Eurostars (CIIP)	5	1.245.194	2.109.939
CDTI-Innoglobal	1	123.307	246.613
Total general	114	61.472.571	81.896.566

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 País Vasco. El grueso del apoyo prestado por el CDTI se concentra en 5 CCAA: País Vasco, Madrid, Navarra, Cataluña y Andalucía que reúnen el 78,6% de los compromisos de aportación CDTU y el 68,5% de las operaciones aprobadas.

Los proyectos del área sectorial de energía suponen el 76,3% de las operaciones y el 81,2% 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 45,6% de las operaciones aprobadas, el 50,6% de los compromisos de aportación CDTI y el 49,4% del

² Incluye tanto proyectos de programas de subvenciones resueltos en 2019 (Subvenciones Neotec –SNEO–; FEDER-Innterconecta; CDTI-Eurostars –CIIP– y CDTI-Innoglobal) como mediante programas de convocatoria permanente con préstamos aprobados en 2019 (Proyectos CDTI de I+D; Proyectos de Líneas de Innovación y Proyectos CIEN).

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 UNESCO-TEC Niv2 «Tecnologías Energéticas» de otras áreas sectoriales.

presupuesto total de inversión. Tras esta categoría se encuentra la de I+D+i en optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, que supone el 17,5% de las operaciones, el 18,5% de los compromisos de aportación CDTI y el 19,1% del presupuesto total.

TABLA 11.4. POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. Nº OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

CCAA	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
PAIS VASCO	13	15.581.759	22.119.847
MADRID (COMUNIDAD de)	24	11.203.149	15.378.072
NAVARRA (C. FORAL de)	9	9.927.133	11.863.206
CATALUÑA	13	6.774.477	8.656.333
ANDALUCIA	19	4.811.412	6.829.782
COMUNIDAD VALENCIANA	7	2.484.134	3.314.008
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	3	2.343.091	2.917.401
ARAGON	6	1.931.831	2.566.809
CASTILLA-LA MANCHA	7	1.696.780	2.577.582
GALICIA	4	984.364	1.227.716
CASTILLA Y LEON	2	864.635	1.053.102
MURCIA (REGION de)	2	851.413	1.001.662
CANARIAS	2	846.737	1.012.626
CANTABRIA	1	531.601	625.413
EXTREMADURA	1	331.095	389.524
BALEARS (ILLES)	1	308.961	363.483
Total	114	61.472.571	81.896.566

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).

11. La I+D+i del sector energético

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		87	49.916.462	66.218.752
	Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	52	31.129.389	40.488.792
	Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.	20	11.394.036	15.623.751
	Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	15	7.393.037	10.106.209
Sectores Industriales		15	7.675.259	10.301.469
	Materiales	6	3.389.971	4.357.343
	Electrotecnia, equipos eléctricos y electrodomésticos.	5	2.210.113	3.050.209
	Bienes de equipo.	4	2.075.175	2.893.917
TIC		7	1.587.703	2.359.691
	Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales	5	988.513	1.604.990
	Tecnologías Informáticas.	1	401.768	472.670
	Electrónica y Dispositivos	1	197.422	282.031
MEDIOAMBIENTE Y ECOINNOVACIÓN	Prevención de la Contaminación	2	1.662.353	2.180.709
CONSTRUCCIÓN, ORDENACIÓN DEL TERRITORIO Y PATRIMONIO CULTURAL	Construcción	3	630.794	835.945
Total		114	61.472.571	81.896.566

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 2019, 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 2019

Sector	Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
Energía-medio Ambiente, EMA	AGBAR	5	7.805.841
Energía-medio Ambiente, EMA	Iberdrola	2	1.724.996
Energía-medio Ambiente, EMA	Repsol	5	10.880.831

En 2019 se puso en marcha un nuevo Programa de coinversión con el objetivo de realizar inversiones conjuntas con vehículos previamente homologados por Innvierte. A diciembre de 2019 Innvierte ha homologado 4 vehículos de inversión en iniciativas de energía y medioambiente que darán lugar a participaciones en empresas.

11.4.2.2. Programa Marco de la Unión Europea «Horizonte 2020»

Esta edición del Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE (Horizonte 2020) supuso un cierto cambio de 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, en Horizonte 2020 el programa heredero del de Energía del VII Programa Marco 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.

La comunicación Unión de la Energía (Energy Union) lanzada por la Comisión Europea en febrero del 2015 estableció 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 para el último periodo 2018-2020, tomando como referencia varios documentos, entre ellos el informe del AGE «Advisory Group Energy» y el «Scoping Paper» de octubre de 2016.

Programa de trabajo de 2019

Durante el primer semestre del 2017 se discutió en el comité de programa de Energía el programa de trabajo de 2018-2020, con descripción de los topics para 2018 y 2019 y enumeración de los títulos de topics para 2020 y en el primer semestre de 2018 el comité de programa de Energía actualizó los topics correspondientes al programa de trabajo 2019.

El programa de trabajo 2019 contribuye casi en su totalidad al área focal: «Construyendo un futuro bajo en carbono y resiliente al clima», donde se abordan cinco de las grandes prioridades identificadas en la Estrategia del SET Plan: Eficiencia Energética, Energías Renovables, Sistemas energéticos inteligentes, Captura, almacenamiento y uso de CO₂ (CCSU) y Ciudades inteligentes.

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. En apoyo a esta última prioridad estratégica de almacenamiento y ligado al contexto europeo con la creación de la Alianza europea para las Baterías en octubre del 2017, se incluyen en el programa de trabajo 2018-2020 de actividades transversales un bloque específico dedicado a Baterías, con 15 topics y un presupuesto total de 246 M€ para los ejercicios 2019 y 2020. En el año 2019 hay dos temas concretos dedicados a baterías para almacenamiento estacionario.

Datos de 2019

En los datos facilitados a continuación, correspondientes al año 2019, se recogen las convocatorias del programa de trabajo 2019 que abrieron en las siguientes áreas: Liderazgo global en energías renovables; Sistemas energéticos inteligentes; Ciudades y comunidades inteligentes; Baterías, CCSU, acciones conjuntas y acciones transversales. También se incluyen las convocatorias del programa de trabajo 2018 en el área de

Eficiencia Energética y consumidores, que a efectos de cómputo se adjudicaron al ejercicio 2019 y, por el contrario, no se tiene en cuenta aquí el área de Eficiencia Energética y de Consumidores del programa de trabajo 2019 pues se adjudica en el ejercicio 2020.

En todas las convocatorias adjudicadas al año 2019 los datos UE se refieren a los países de la UE27+UK.

En el año 2019, y desglosado por las anteriores áreas mencionadas, los datos son los siguientes:

Liderazgo global en energías renovables

En el programa de trabajo 2019 el desarrollo de energías renovables se ha abordado 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 el área de Liderazgo global en energías renovables, se han concedido 216,1 millones de euros, de los que 31,8 millones han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 14,7% de retornos respecto al total de países y un 17,4% UE. Estas cifras han superado a las obtenidas en el año 2018 con un aumento de 4 puntos porcentuales en retornos. España ha sido el primer país que más fondos ha captado en el 2019 en esta área seguida por Alemania (13,6%) y Francia (8,5%). En esta área se incluyen proyectos disruptivos en tecnologías energéticas, proyectos de investigación y demostración en energías renovables y biocombustibles.

Sistemas Energéticos Inteligentes

Otra de las grandes áreas en cuanto a volumen de presupuesto, es la de Sistemas Energéticos Inteligentes, que en 2019 incluye topics de demostración dirigidos a incrementar la capacidad de la red eléctrica europea para acoger mayor cantidad de energías renovables variables y acelerar su descarbonización. Se aborda mayor involucración de consumidores, más servicios de flexibilidad para la red de distribución y transmisión y mayor cooperación regional.

La financiación total en esta área fue de 125,5 millones de Euros. De esta cantidad 21,8 millones de euros fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supuso un retorno del 17,4% del total (19,1% UE) situando a España en el primer puesto en captador de fondos muy por delante de Alemania (10,9%) y UK (9,7%). La participación española en esta área es muy buena, con participación empresarial por encima del 60%, en línea con los resultados obtenidos en el 2018.

Ciudades y comunidades inteligentes

En la convocatoria de Ciudades y Comunidades Inteligentes de 2019, se sigue la misma línea de grandes proyectos de demostración (proyectos FARO) que en 2018. Se vuelve a abordar 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 a los que se les requiere contar con planes urbanos de sostenibilidad aprobados previamente a la preparación de estas propuestas.

En la convocatoria del año 2019 se sigue con la línea mantenida en las convocatorias de 2016 - 2018 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 2019, se financian tres proyectos con presencia española en dos de ellos, pero sin liderar ninguno.

En esta convocatoria Bilbao es la única ciudad faro española, y Granada ciudad seguidora. Las ciudades faro tienen un efecto tractor elevado arrastrando a entidades del país donde tiene lugar la demostración. En esta convocatoria, las entidades españolas han recibido financiación por 8,5 millones de euros de los 59,3 millones adjudicados, que suponen un 14,3% de retornos (15% UE).

En el ranking de países de la Unión Europea, en esta convocatoria de ciudades y comunidades inteligentes España figura en la segunda posición, por detrás de Holanda (24,8%) y seguido de Alemania con un 12,6%.

Baterías

En este año 2019 se recogen dos topic específicos de Baterías para aplicaciones estacionarias. Se adjudicó un importe de 20 M€ de los cuáles las entidades españolas consiguieron 3,6 M€, que representa un 18% de retorno (19,4% UE). Son buenos resultados con participación de CIDETEC y CIC ENERGIGUNE como entida-

des líderes, y situando a España el primero en el ranking de retorno por encima de otros países con gran trayectoria en desarrollos tecnológicos en baterías como Alemania (16,2%) y Francia (13,8%).

Captura, almacenamiento y uso de CO₂ (CCSU)

En el área de CCSU, los retornos españoles han sido más bajos que en las áreas anteriores. Se adjudicó un total de 62,7 millones de euros, habiendo conseguido las entidades españolas 3,3 millones, lo que supone un retorno del 5,3% (5,6% de la UE). En esta área se han incluido temas de soluciones integradas para dar flexibilidad a las plantas térmicas a través de soluciones Power-x-Power y/o almacenamiento de energía. También se ha incluido un tema de incorporación de tecnologías de captura de CO₂ en plantas industriales.

Acciones conjuntas y acciones transversales

En las áreas más trasversales de acciones conjuntas y Cross-Cutting, se han adjudicado en 2019 un total de 22,7 millones de euros, habiendo recibido las entidades españolas 2,2 millones, lo que supone un 9,6% de retorno total (11,6% UE). Esta área recoge, entre otras, actividades de apoyo a redes tecnológicas europeas, acciones de compra pública en tecnologías oceánicas, colaboración internacional con Africa en tecnologías renovables y avances en la ciencias sociales y humanidades para acelerar la transición hacia energías limpias.

Eficiencia Energética y consumidores

En el área de Eficiencia Energética se recogen varias sub-áreas: temas de eficiencia energética en edificios y en la industria, temas de involucración de consumidores y de pobreza energética, temas relacionados con soluciones innovadoras para financiar y valorizar la eficiencia energética y temas de nuevos de servicios energéticos innovadores. Los resultados de 2019 reflejan una buena participación de entidades españolas. Se adjudicó un total de 252,6 M€, habiendo conseguido las entidades españolas 32,4 millones, lo que supone un 12,8% de retorno (13,6% UE). España figura en la primera posición en cuanto a retornos conseguidos, muy seguida de Alemania con un 12,7%. En estos resultados se incluyen los temas que proceden de los partenariados contractuales de Eficiencia energética en edificios (EeB) y de Eficiencia energética en industria (Spire).

De forma global, que los retornos conseguidos por España en el reto de Energía en el año 2019 son la consecuencia de la activa participación de las entidades españolas y suponen la obtención de unos niveles de retornos superiores a los alcanzados en 2018: del total de los 759 millones de euros adjudicados, 103,5 millones han ido a entidades españolas, lo que supone un retorno total del 13,6% y un 15% UE. De un total de 149 proyectos financiados, las entidades españolas están presentes en 91 proyectos (61%) y han liderado 25 proyectos (16,8%).

11. La I+D+i del sector energético

Estos resultados suponen que España, con el citado 13,6% de retornos en el reto de Energía, se sitúe en segunda posición en el ranking de países muy cerca del primer país en retorno que ha sido Alemania, con un retorno de 13,9%. Les sigue Francia con 8,4% e Italia con un 7,9%.

La orientación 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 42%, seguido de los centros tecnológicos con el 21,3%, Administraciones públicas con el 13,1% y Universidades con alrededor del 11%.

Por Comunidades Autónomas, destacar que la mayor parte de los retornos de los participantes españoles se distribuyen del siguiente modo: País Vasco (33,6%), Madrid (18,9%), Cataluña (8,9%), Aragón (7,9%) y Comunidad Valenciana (6,6%).

Los participantes más destacados del año 2019 fueron Fundación CIRCE, Fundación CARTIF, Fundación TECNALIA, CSIC, ETRA I+D, S.A., UPM, EVE, PLOCAN, y UPC.

11.5. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO

11.5.1. CIEMAT

El Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) es un Organismo Público de Investigación adscrito al 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 1.248 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 re-

ciben 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 2019 fueron 28,92 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 2019 de los 87,46 M€ de gastos del CIEMAT, el 46% 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 314 comités. De ellos, el 65% (203) son de ámbito internacional. El 25% (80) 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 (53%). 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. CSIC

El Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) es el Organismo Público de Investigación más grande de España y se encuentra adscrito al Ministerio de Ciencia e Innovación.

En 2019 cumplió su octogésimo aniversario como institución y cuenta con 120 Centros e Institutos, con un total de 10.541 personas como personal propio. La investigación es realizada por 1.581 grupos de investigación, que se encuentran integrados en tres grandes áreas globales: Sociedad, Vida y Materia.

Aunque parte de la financiación del organismo proviene de los presupuestos generales del estado, otra gran parte de los fondos obtenidos proviene de convocatorias e iniciativas, tanto públicas como privadas.

En el área de Energía, el CSIC cuenta con grupos interdisciplinares e investigadores de referencia a nivel global, por ejemplo, en las áreas de almacenamiento de energía, captura de CO₂, combustibles sosteni-

bles, superconductores o hidrógeno. El CSIC desarrolla actividades en el área de Energía tanto a nivel de investigación fundamental como actividades demostrativas con plantas piloto, con roles clave en proyectos internacionales.

En el año 2019 el CSIC participó en un total de 359 proyectos colaborativos correspondientes al Programa Marco Europeo H2020, de los cuales 12 pertenecen al campo de la Energía limpia, segura y eficiente, con una financiación de 4.773.198 €.

Dentro de las acciones de promoción y colaboración, el CSIC ha impulsado las **Plataformas Científicas Interdisciplinares (PTI)**, donde diversos grupos pertenecientes a distintas disciplinas se movilizan coordinadamente, uniéndose a otras instituciones, a empresas y a la Administración, para alinearse con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, con el objetivo de dar respuesta desde la investigación y la innovación a los retos de la sociedad.

En el campo de la Energía y los Materiales, el CSIC cuenta con 6 plataformas científicas interdisciplinares, que engloban:

- Detectores (Detectores por radiación (RADDET))
- Vulcanología (PTIVOLCAN)
- Teledetección (TELEDETEC)
- Sostenibilidad (Plásticos sostenibles (SUSPLAT))
- Economía circular (SOSECOCIR) y
- Almacenamiento de energía (Baterías de flujo Redox (FLOWBAT2021)).

Las plataformas han sido concebidas para acelerar la madurez tecnológica y promover la transferencia al sector industrial.

En el año 2019 el CSIC lanzó una nueva iniciativa de Desafíos Científicos, que se definen en base al impacto positivo esperado en la sociedad y en la generación de conocimiento y que culminará en el año 2020 con la elaboración de un Libro Blanco. Estos Desafíos se enmarcan dentro de 14 Temáticas Estratégicas, con el objetivo de posicionar al CSIC en el contexto nacional e internacional. Una de estas Temáticas estratégicas es la de Energía limpia, segura y eficiente, en la que se identifican 9 Desafíos específicos directamente relacionados con la energía y su impacto en el medioambiente, la economía y la sociedad.

11.5.3. 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, «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.

11.5.4. 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.

A lo largo del año 2018 se procedió a elaborar su Segundo Plan Estratégico, con una duración de 4 años (2019-2022) que define los objetivos en lo que a I+D+i se refiere. El Plan Estratégico se revisará anualmente de cara a evaluar el nivel de cumplimiento de las actuaciones en él previstas, con idea de ir adaptándolo a las circunstancias del CNH2 y de su entorno si es necesario.

Los principales objetivos a alcanzar con el desarrollo del Plan Estratégico son:

- Dotar al CNH2 de nuevas infraestructuras y equipos que le permitan reforzar y complementar sus instalaciones, y afianzarse así como Instalación Científico-Técnica de valor añadido que facilita el acceso, tanto a la comunidad científica y técnica como al tejido empresarial del sector, a todos los desarrollos e innovaciones que tengan lugar en los sectores del hidrógeno y las pilas de combustible.

- Aumentar la integración y colaboración con los grupos de investigación y con las empresas que están confeccionando la normativa nacional tanto de hidrógeno como de pilas de combustible, de forma que el CNH2 pueda ser partícipe de ello y pueda consolidarse en este ámbito y realizar difusión específica y de alta especialización.
- Aumentar la calidad de las publicaciones, aumentar la plantilla de doctores, aumentar la consecución de proyectos de I+D+i tanto nacionales como europeos y/o internacionales, aumentar las estancias internas y externas para el desarrollo de actividades estratégicas, etc. Todo ello permitirá al CNH2 posicionarse mejor en el sector y aportar el valor para el cual está capacitado.
- Re-Certificar el CNH2 bajo las nuevas actualizaciones de las normas de los Sistemas de Calidad y de Gestión Ambiental (Normas UNE:EN ISO 9001:2015 y UNE:EN ISO 14001:2015).
- Analizar la posibilidad de poder ser certificadores en tecnologías y equipos relacionados con el hidrógeno y las pilas de combustible. Si se aporta un valor añadido al sector que no está cubierto, debemos adecuarnos y desarrollar dicha certificación que aumentaría las capacidades del CNH2.
- Aumento de la capacidad de prestación de servicios (I+D+i, certificación, desarrollo tecnológico, ingeniería, escalado, integración, formación, etc) a empresas tanto nacionales como internacionales. Ello permitirá disponer de mayor presencia y de conseguir mayores recursos.

El CNH2 busca ser centro de referencia a nivel nacional en su ámbito a través de las siguientes vías:

- aunando los esfuerzos y trabajos de los grupos de investigación,
- como conexión con la industria y la sociedad,
- impulsando la transferencia de tecnología,
- apoyando a la creación de empresas de base tecnológica,
- colaborando en el desarrollo de normativa y estándares tecnológicos,
- realizando y fomentando las actividades de difusión, formación y divulgación de la tecnología,
- actuando como centro de debate para fomentar la implantación de la economía del hidrógeno,
- realizando informes, estudios y documentos que lo apoyen y
- orientando a otros centros de investigación en las actividades necesarias para el desarrollo del sector.

Todo ello, en continuo contacto con centros internacionales de referencia en su ámbito.

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.

11.5.5. 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.

