

2021-2022

La Energía en España



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

La Energía en España

2021-2022



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

Catálogo de publicaciones del Ministerio: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/servicios/publicaciones/>
Catálogo general de publicaciones oficiales: <https://cpage.mpr.gob.es/>

Título:

La energía en España 2021-2022
Edición 2025

Colaborador:

Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades



MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

Edita:

© SUBSECRETARÍA
Gabinete Técnico

© De los textos e imágenes: sus autores

NIPO (línea): 665-24-095-2
ISBN (línea): 978-84-18778-70-4

Maquetación: Gráficas Muriel S.A.

INTRODUCCIÓN DE LA MEMORIA	11
I.1. INTRODUCCIÓN	11
I.2. PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030	14
I.3. ESTRATEGIAS Y HOJAS DE RUTA EN EL MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA	16
I.4. PLAN DE RECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILIENCIA	19
I.5. BALANCE ENERGÉTICO 2021 Y 2022	21
1. ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ESPAÑA	23
1.1. INTRODUCCIÓN	25
1.2. ENERGÍA PRIMARIA	26
1.2.1. Consumo de energía primaria	26
1.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad energética primaria	30
1.2.3. Transformación de energía	31
1.3. ENERGÍA FINAL	41
1.3.1. Consumo de energía final	41
1.3.2. Evolución de la intensidad de energía final	45
1.4. ANÁLISIS SECTORIAL DEL CONSUMO Y DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL	46
1.4.1. Industria	47
1.4.2. Transporte	54
1.4.3. Usos diversos	59
1.5. PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICAS POR SECTOR	68
1.5.1. Objetivos de energías renovables y eficiencia energética	68
1.5.2. Cogeneración	71
1.5.3. Sector de gas natural. Oferta y demanda	75
1.5.4. Sector de productos petrolíferos. Demanda	79
1.5.5. Sector de carbón. Suministro y demanda	82
2. NOVEDADES NORMATIVAS EN 2021 Y 2022	85
2.1. NORMATIVA	87
2.1.1. Normativa comunitaria	87
2.1.2. Normativa Estatal	88
2.2. ESTRATEGIAS	101
2.2.1. Estrategia de almacenamiento	102
2.2.2. Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España	103
2.2.3. Hoja de Ruta del Biogás	104
2.2.4. Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales	105

3. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA	107
3.1. INTRODUCCIÓN	109
3.2. CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP)	109
3.3. TRATADO SOBRE LA CARTA DE LA ENERGÍA (TCE)	111
3.4. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)	112
3.4.1. Electricidad y energías renovables	114
3.4.2. Descarbonización, eficiencia energética, biofueles e hidrógeno	115
3.4.3. Nuclear	116
3.4.4. Gas natural	116
3.4.5. Petróleo y petroquímica	116
3.4.6. Carbón	117
3.5. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (IRENA)	117
3.6. G20	119
3.7. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)	124
4. SECTOR ELÉCTRICO	125
4.1. INTRODUCCIÓN	127
4.2. IMPACTO DEL PAQUETE DE ENERGÍA LIMPIA DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL MERCADO	128
4.3. MERCADO MAYORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	128
4.3.1. Organización del mercado eléctrico de producción	128
4.3.2. Evolución del precio en el mercado mayorista	130
4.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	133
4.4.1. Mercado minorista: Consideraciones generales	133
4.4.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países	133
4.5. POBREZA ENERGÉTICA	143
4.5.1. Medidas transitorias de protección a colectivos vulnerables derivadas de la crisis energética	143
4.5.2. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética	144
4.5.3. Evolución del número de consumidores vulnerables	146
4.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	147
4.6.1. Actividad de transporte de energía eléctrica	147
4.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica	148
4.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica	149
4.6.4. Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica	156

4.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES	158
4.7.1. Marco general	158
4.7.2. Extracoste	158
4.7.3. Aspectos destacados en el año 2021 y 2022	159
5. SECTOR NUCLEAR	161
5.1. INTRODUCCIÓN	163
5.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR	163
5.3. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR	164
5.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS	164
5.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad	164
5.4.2. Residuos radiactivos de baja y media actividad	166
5.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES	167
5.5.1. Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera	167
5.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I	167
5.5.3. Desmantelamiento de la central nuclear Santa María de Garoña	168
5.5.4. Desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio	168
5.6. PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS	169
6. TRANSICIÓN JUSTA	171
6.1. INTRODUCCIÓN	173
6.2. SITUACIÓN ACTUAL	174
6.2.1. Panorámica general del sector	174
6.2.2. Demanda interior	177
6.2.3. Características de la oferta y del proceso productivo	177
6.2.4. Comercio Exterior	179
6.3. TRANSICIÓN JUSTA EN ESPAÑA	179
6.3.1. Plan de Acción Urgente	180
6.3.2. Acuerdos con empresas y sindicatos: diálogo social para la transición justa	181
6.3.3. Convenios de Transición Justa y medidas desarrolladas	183
6.3.4. Programa de Transición Justa de España 2021-2027	189
6.3.5. Componente de Transición Justa dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia	190
7. SECTOR DEL GAS NATURAL	191
7.1. INTRODUCCIÓN	193
7.2. PRODUCCIÓN INTERIOR Y ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	193

7.3. MERCADO MAYORISTA	194
7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES	201
7.4.1. Situación del mercado minorista	201
7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural	201
7.4.3. Evolución de los precios. Comparación con otros países.....	204
7.4.4. Medidas de protección al consumidor de gas natural.....	208
7.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL	208
7.5.1. Estructura empresarial.....	208
7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural	210
7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS	214
7.6.1. Bono Social Térmico.....	215
7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista	216
8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS	221
8.1. INTRODUCCIÓN.....	223
8.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN	223
8.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO	226
8.4. ESTRUCTURA EMPRESARIAL E INFRAESTRUCTURAS.....	227
8.4.1. Estructura empresarial del sector de los productos petrolíferos	227
8.4.2. Estructura empresarial del sector de los gases licuados del petróleo (G.L.P.)	228
8.4.3. Refinerías e Infraestructuras	229
8.5. SEGURIDAD DE SUMINISTRO.....	231
8.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO.....	233
8.6.1. Productos petrolíferos	233
8.6.2. Gases licuados del petróleo	234
8.7. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS	235
8.7.1. Cotizaciones de crudos y derivados.....	235
8.7.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea.....	237
8.7.3. Precios de Gases Licuados del Petróleo.....	241
9. ENERGÍAS RENOVABLES	245
9.1. INTRODUCCIÓN.....	247
9.2. ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	247
9.2.1. Generación eléctrica renovable en 2021 y 2022.....	247
9.2.2. Régimen retributivo específico	252
9.2.3. Régimen Económico de Energías Renovables.....	255
9.2.4. Convocatorias de ayudas a la inversión cofinanciadas con fondos FEDER.....	256

9.3. ENERGÍAS RENOVABLES PARA USOS TÉRMICOS	256
9.4. ENERGÍAS RENOVABLES EN EL TRANSPORTE	264
9.5. GASES RENOVABLES	267
9.5.1. Hidrógeno renovable	267
9.5.2. Biogás y Biometano	270
10. EFICIENCIA ENERGÉTICA	273
10.1. DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA, SISTEMA NACIONAL DE OBLIGACIONES Y FNEE	275
10.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS	276
10.2.1. Directiva y normativa que la transpone	276
10.2.2. Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios, RITE	278
10.2.3. Certificados de Eficiencia Energética de Edificios	282
10.2.4. Portal edificioeficientes.gob.es	284
10.2.5. Inventario energético de los edificios de la Administración General del Estado	284
10.3. AUDITORÍAS ENERGÉTICAS	285
10.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSPORTE	286
10.4.1. Situación 2021-22 y opciones de mejora	286
10.5. INICIATIVAS DE AYUDA DESARROLLADAS EN 2021 Y 2022	288
10.6. ETIQUETADO ENERGÉTICO: EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EQUIPOS	291
10.6.1. Vigilancia de mercado	292
10.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INSTALACIONES DE ALUMBRADO EXTERIOR	292
11. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE	295
11.1. INTRODUCCIÓN	297
11.2. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2021 Y 2022	297
11.3. EVOLUCIÓN PRECIOS DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂ EN 2021 Y 2022	303
11.4. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO	306
12. LA I+D+I DEL SECTOR ENERGÉTICO	313
12.1. INTRODUCCIÓN	315
12.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+I EN ENERGÍA	315
12.3. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION-SET-PLAN	318
12.4. CONTEXTO INTERNACIONAL	321
12.5. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES	322
12.5.1. Agencia Española de Investigación	322
12.5.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)	334

12.6. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO	342
12.6.1. CIEMAT	342
12.6.2. CSIC	344
12.6.3. CENER	346
12.6.4. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)	347
12.6.5. Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN)	348
12.6.6. Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético (CIIAE)	349

INTRODUCCIÓN DE LA MEMORIA

I.1. INTRODUCCIÓN

El contexto social y económico del año 2021 estuvo caracterizado por la recuperación de la actividad económica y la movilidad tras la pandemia del COVID-19 en el año 2020. En el año 2022, se continuó con la senda de recuperación post-pandemia, si bien la invasión de Ucrania por parte de Rusia tuvo importantes repercusiones a diversos niveles. En especial en el ámbito energético, se experimentó un aumento de los costes de la energía, de las materias primas y de la mayoría de los productos, con el consiguiente contagio a otros sectores. Estos acontecimientos han puesto de manifiesto la necesidad de acelerar la transición ecológica y reforzar la autonomía estratégica como vectores de recuperación económica hacia un modelo más sostenible y resiliente.

En consecuencia, durante 2022 se adoptaron en España importantes medidas de respuesta, tales como la bonificación a los carburantes, el mecanismo de ajuste de los precios del gas o la suspensión del Impuesto del Valor de la Producción de Energía Eléctrica y rebaja del IVA de la electricidad. La reducción del consumo energético se apuntaló a través del Plan + Seguridad Energética, para estimular la eficiencia energética y reducir el impacto del incremento de los precios de los costes energéticos.

Asimismo, tanto en 2021 como en 2022 se continúan haciendo patentes los efectos del calentamiento global. 2022 fue el año más cálido desde que existen registros en España, con las olas de calor más intensas y de mayor extensión geográfica desde, al menos, 1975, y largos periodos de sequía que han afectado a la economía en general y en particular al comportamiento del consumo energético en el país.

El marco de la política energética y climática en España está determinado por el contexto internacional y la política de la Unión Europea (UE), destacando 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.

Actualmente, el objetivo de reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) a nivel europeo se establece en el 55% para el año 2030 con respecto a 1990, plasmado en la Ley Europea del Clima², aprobada en junio de 2021. Esta norma incluye también el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en la Unión Europea antes del año 2050.

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

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32021R1119>

Asimismo, se presentó en julio de 2021 el paquete Fit for 55 que realiza una serie de propuestas legislativas encaminadas a actualizar y revisar la legislación de la UE y poner en marcha nuevas iniciativas que garanticen que las políticas de la UE se ajusten a la mencionada reducción del 55% en emisiones de GEI. La mayor parte de este paquete ha sido aprobada, quedando pendientes de aceptación a fecha de elaboración de este capítulo los siguientes instrumentos:

- Paquete relativo al Hidrógeno y al Gas descarbonizado
- Reglamento relativo a la reducción de las emisiones de metano
- Directiva sobre Fiscalidad de la Energía.

Más recientemente, en mayo de 2022, en respuesta a las dificultades y a las perturbaciones del mercado mundial de la energía causadas por la invasión rusa de Ucrania, la Comisión presentó el «Plan REPowerEU», un plan para reducir rápidamente la dependencia de los combustibles fósiles rusos y adelantar la transición ecológica, reforzando determinados objetivos y medidas para lograrlos. En particular este plan refuerza la diversificación de fuentes de suministro de gas a Europa, la electrificación del sistema energético y la transformación de la industria intensiva en energía. La investigación e innovación sigue siendo clave para acelerar la necesaria transición energética.

Este Plan, junto con el paquete Objetivo 55, incluye de manera complementaria al objetivo general de reducción de emisiones, otros objetivos europeos: alcanzar una cuota del 45% de energía renovable sobre el consumo total de energía final bruta, así como una mejora de la eficiencia energética en un 38% en energía final y un 40,5% en energía primaria, con respecto al escenario de referencia 2007.

Todo este marco completa y refuerza el paquete de medidas aprobado 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.

Asimismo, 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 los objetivos para la UE que han servido como referencia para los objetivos presentados en junio de 2023 por España a la Comisión Europea en el borrador de revisión del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC):

- 32% de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990.
- 48% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 44% de mejora de la eficiencia energética.

En cuanto al resto de dimensiones de la Unión de la Energía, en materia de 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, el sistema energético nacional se caracteriza por la dependencia de los combustibles fósiles, que se tradujo en una dependencia energética que alcanzó el 70,5% en 2021 y el 70,6% en 2022. Por otro lado, España tiene uno de los niveles más altos de diversificación de proveedores de gas y petróleo en Europa.

En el ámbito nacional, el Marco Estratégico de Energía y Clima es la herramienta que permite desarrollar las políticas comunitarias. Las piezas clave que componen este marco son: la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCCTE), el PNIEC 2021-2030, la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP).

La LCCTE, 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 ELP, 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.

El PNIEC 2021-2023, remitido a la Comisión Europea en marzo de 2020 en cumplimiento del Reglamento UE 2018/1999 para la Gobernanza de la Unión de la Energía y la Acción por el Clima, establece objetivos para esta nueva década en materia de emisiones de CO₂, así como para las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: energías renovables, eficiencia energética, mercado interior de la energía, seguridad energética e investigación, innovación y competitividad. Asimismo, siguiendo el mandato de dicho Reglamento, el 28 de junio de 2023, España remitió su borrador para la actualización de su PNIEC 2023-2030. Por su importancia, esta introducción incluye un apartado dedicado en exclusiva a dicho documento (apartado I.2).

Continuando con la senda iniciada por el PNIEC, la ELP posibilitará que España reduzca no más tarde de 2050 sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 90% respecto a los niveles de 1990, lo que supone alcanzar la neutralidad climática. El 10% restante será absorbido por los sumideros. Este gran resultado se traduce en una serie de objetivos que se resumen en la siguiente Figura:

FIGURA 0.1. ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN A LARGO PLAZO 2050



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.

A ese respecto, en 2022 se progresó en el desarrollo de instrumentos de apoyo en el marco 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 Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

En la actualidad existen 15 Convenios de Transición Justa (CTJ) en 197 municipios de 8 Comunidades Autónomas (Andalucía, Aragón, Principado de Asturias, Castilla la Mancha, Castilla y León, Galicia, Illes Balears y País Vasco)

1.2. 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 **PNIEC** y una **ELP**, 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 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 PNIEC 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 según los objetivos presentados en junio de 2023 por España a la Comisión Europea en el borrador de revisión del PNIEC son:

1. La intensidad energética primaria se reduce un 2,9% anual hasta 2030.
2. La dependencia energética del exterior mejora 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 51% en 2030.
3. La importación de combustibles fósiles disminuye de una manera importante, lo que supone un ahorro en la balanza comercial de 90.700 M€ en el periodo 2021-2030.
4. El PNIEC prevé añadir otros 105 GW de potencia renovable y 6 GW de almacenamiento con una presencia equilibrada de las diferentes tecnologías renovables en el periodo 2021-2030. La Estrategia de Almacenamiento Energético preveía disponer de 20 GW de almacenamiento energético en 2030. Con el PNIEC 2023-2030 se superan estas previsiones, elevándolas a 22 GW en 2030.
5. No será necesaria la presencia de potencia de generación de respaldo adicional.
6. Las inversiones totales previstas ascienden a 294.000M€. El 85% de las inversiones las realizaría el sector privado y el 15% el sector público. El PIB aumentará en torno a un 2,5% en 2030, respecto a un escenario en el que no se implementase el PNIEC.
7. El empleo presenta un aumento neto del 2,6% 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 y se alinea con la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética aprobada en 2019, que se configura como el instrumento que permite abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión a medio y largo plazo. En el análisis del impacto socioeconómico, se observa que el PNIEC es beneficioso para todos los hogares, pero relativamente más para los hogares de menor renta.

10. Los beneficios para la salud han sido estimados en una reducción de la mortalidad prematura por la contaminación atmosférica en el periodo 2019-2030 del 49%

El artículo 14 del Reglamento de Gobernanza establece un calendario de actualización de los PNIEC³

I.3. ESTRATEGIAS Y HOJAS DE RUTA EN EL MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA

Completando el Marco Estratégico de Energía y Clima, desde la adopción del PNIEC 2021-2030 se han aprobado diferentes Hojas de Ruta y Estrategias que han permitido profundizar en aspectos clave para la transición energética:

Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno Renovable

Aprobada en Consejo de Ministros en octubre de 2020, esta Hoja de Ruta asocia el hidrógeno renovable a un vector energético como solución sostenible que apuesta y persigue la descarbonización de la economía, el desarrollo de cadenas de valor industriales y de I+D+i y un despliegue de dicho vector que será clave para que España alcance la neutralidad climática en 2050.

Con esta propuesta se pretende fomentar el uso de hidrógeno en aquellas áreas donde la electrificación no sea eficiente ni a corto plazo además de priorizar el hidrógeno renovable para el almacenamiento de energía y/o descarbonización del sector del calor.

Estos planteamientos persiguen una visión 2030 y 2050 estableciendo una serie de objetivos con el fin de impulsar el desarrollo del hidrógeno renovable en España, así como posicionarse como referente tecnológico en la producción a través del impulso de la cadena de valor del hidrógeno.

Estrategia de almacenamiento energético

Aprobada en Consejo de Ministros en febrero de 2021, esta Estrategia aborda el análisis técnico de las distintas alternativas de generación, la diagnosis de los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.

Esta Estrategia cuantifica las necesidades mínimas de almacenamiento para España derivadas de los objetivos del PNIEC 2021-2030 y de la ELP 2050, en 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento

³ A fecha de publicación de este capítulo, se ha realizado una nueva actualización del PNIEC de fecha, 30 de junio de 2023, donde se ha tenido en cuenta el nuevo contexto europeo.
Consulta pública sobre el borrador de actualización del PNIEC 2023-2030. (miteco.gob.es)

total disponible en esos años. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional, según el estado actual de la tecnología.

La Estrategia de Almacenamiento Energético establece las bases para dar respuesta a estas necesidades, actuando como herramienta impulsora del despliegue del almacenamiento de energía en España, y estando alineada y complementando el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Hoja de Ruta del Autoconsumo

Aprobada en Consejo de Ministros en diciembre de 2021, esta Hoja de Ruta fija una serie de objetivos con el fin de motivar a identificar los retos y oportunidades y establecer medidas para asegurar su despliegue en España en los próximos años:

- Establecer el potencial de penetración del autoconsumo por tipo de consumidor.
- Impulsar el autoconsumo renovable a través de líneas de actuación, situando al ciudadano en el centro del sistema energético, y activar su uso como herramienta clave en la lucha contra la pobreza energética.
- Desarrollar instrumentos para promover su uso compartido.
- Facilitar la implantación de aplicaciones en ámbitos como el industrial o de sector servicios en un contexto de reactivación económica, así como en el sector público.
- Desarrollo del autoconsumo como palanca para la generación rápida de actividad y empleo, tanto de forma directa como mediante el efecto sobre las distintas cadenas de valor locales y el ahorro en costes energéticos de consumidores e industria.

Con esta propuesta se persigue promover una búsqueda de nuevos modelos de negocio para afianzar e incrementar las energías renovables como una herramienta económica e industrial importante para la participación dentro del PIB español. Con ello, esta Hoja de Ruta pretende alcanzar como objetivo, los 9 GW de potencia instalada en 2030 y poder aumentarse hasta los 14 GW.

Hoja de Ruta para el desarrollo de la Eólica Marina y de las Energías del Mar

Aprobada en Consejo de Ministros en diciembre de 2021 fija el cuádruple objetivo de que:

- España sea un polo de referencia europeo para el desarrollo tecnológico y la innovación ambiental asociado a las energías renovables en el medio marino
- España sea un referente internacional en capacidades industriales y en el conjunto de la cadena de valor del sector
- Impulsar un desarrollo de las renovables marinas compatible y sostenible desde un punto de vista ambiental y social

- Establecer un marco estatal adecuado para el despliegue ordenado de las renovables marinas, con objetivos de 1-3 GW de energía eólica marina y de 40-60 MW de energías del mar en un horizonte 2030.

Los planteamientos contenidos en esta Hoja de Ruta persiguen una implantación progresiva y ordenada, coordinada y compatible con los distintos usos del espacio marítimo y priorizando la protección del patrimonio natural marítimo y de la costa. Con ello, la implementación de esta Hoja de Ruta no sólo contribuirá a alcanzar los objetivos energéticos y climáticos de España y de la UE para 2030, sino también a afrontar el mayor desafío de neutralidad climática de la economía para 2050.

Hoja de Ruta del Biogás

Aprobada en Consejo de Ministros en marzo de 2022, da cumplimiento a lo establecido en el PNIEC 2021-2030, que destina su medida 1.8 al fomento de los gases renovables. Dicha medida establece que se fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno renovable y otros.

La Hoja de Ruta trata de identificar los retos y oportunidades para el progresivo desarrollo del biogás en España, proporcionando una serie de medidas destinadas a su impulso y promoción, y aprovechando el consenso europeo sobre el papel que debe desempeñar este vector energético en el contexto de la recuperación verde.

Para ello, agrupa 45 medidas establecidas en cinco áreas estratégicas, con la intención de abordar los desafíos a los que se enfrenta el sector en el impulso de la aplicación del biogás, al tiempo que se buscan sinergias y apoyos en otras políticas nacionales.

Se establece un objetivo país para 2030 de producción de biogás de mínimo 10,41 TWh anuales, lo que supone multiplicar por 3,8 veces la producción del año 2020. En el sector del transporte, el biogás y el biometano contribuirán a que España alcance los objetivos marcados en el PNIEC 2021-2030 de un 28% de energías renovables.

La consecución de los objetivos marcados en 2030 tiene un impacto medioambiental altamente positivo, ya que permitirá reducir las emisiones de 2,1 Mton de CO_{2eq} anuales a la atmósfera.

Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales

Aprobada en Consejo de Ministros en agosto de 2022, refuerza la autonomía estratégica del país y la seguridad de abastecimiento de suministros clave para la transición energética y el desarrollo digital. Para afrontar la nueva geopolítica de materias primas y para garantizar el éxito de la transición ecológica, la Hoja de Ruta se alinea con las políticas europeas sobre materias primas - como el Plan de Acción de Materias Primas Fundamentales o el Plan REPowerEU, y con herramientas nacionales, como la Estrategia de Seguridad Nacional o la ELP.

La Hoja de Ruta contempla cuatro orientaciones estratégicas. En primer lugar, busca la eficiencia y la economía circular en las cadenas de valor del suministro de materias primas minerales, integrando y concretando para la

industria extractiva los objetivos y líneas de actuación de la Estrategia España Circular 2030. En segundo lugar, plantea una oportunidad para impulsar y consolidar la gestión sostenible de las materias primas minerales en la industria extractiva española. En tercer lugar, pone el foco en garantizar la seguridad de suministro y el cumplimiento de los requisitos medioambientales, geoestratégicos y de justicia social en la importación de materias primas minerales. Y en cuarto y último lugar, la Hoja de Ruta fomentará la industria de materias primas minerales de carácter estratégico para la transición energética y digital, por su empleo masivo en la implantación de energías renovables, baterías para vehículos eléctricos o almacenamiento a medio y largo plazo de energía, alineándose con las políticas europeas de acceso a los recursos y sostenibilidad.

La Hoja de Ruta cuenta con un total de 46 medidas para que España aproveche sus recursos autóctonos de un modo más sostenible y maximice los beneficios económicos y sociales a lo largo de toda la cadena de valor industrial.

I.4. PLAN DE RECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILIENCIA

En respuesta a la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19 la Unión Europea puso en marcha en 2020 el programa *Next Generation* EU con el objetivo de impulsar una recuperación económica sostenible, uniforme, inclusiva y justa para todos los Estados miembros. El Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR) es uno de los instrumentos financieros desarrollados en el marco del *Next Generation* EU y constituye el núcleo del Fondo de Recuperación. El Mecanismo cuenta con 672.500 millones de euros de los cuales, 360.000 millones están destinados a préstamos y 312.500 millones de euros se constituirán como transferencias no reembolsables.

Para recibir apoyo financiero en el marco del MRR, los Estados miembros de la Unión Europea prepararon Planes Nacionales de Recuperación y Resiliencia en los que se establecía un programa de inversiones y reformas para los años 2021 a 2023, destinadas a impulsar la transición verde y digital, incrementar la productividad del tejido productivo, modernizar el conjunto de las administraciones, y, en última instancia, alcanzar el crecimiento de la economía, para poder crear empleos de calidad en todo el Estado y disminuir las brechas sociales y de género existentes.

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España tiene como objetivo general aumentar la productividad y el crecimiento potencial, avanzando hacia una España verde, digital, inclusiva, con mayor cohesión social y territorial, y sin brechas de género. Para ello, se articula a través de la programación y ejecución de un importante volumen de inversión a realizar en su práctica totalidad entre 2021 y 2023 y en un ambicioso programa de reformas estructurales y legislativas orientadas a abordar los principales retos de nuestro país. Para cada uno de los proyectos de inversión y reforma se establecerá un conjunto de hitos y objetivos cuyo cumplimiento en tiempo y forma es condición necesaria para el desembolso de los fondos asignados.

El Plan se estructura en torno a cuatro ejes transversales que vertebrarán la transformación del conjunto de la economía y que están plenamente alineados con las agendas estratégicas de la UE, la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas:

- La transición ecológica
- La transformación digital
- La igualdad de género
- La cohesión social y territorial

Estos ejes guiarán todo el proceso de recuperación, inspirando las reformas estructurales y las inversiones que se pongan en marcha, con el objetivo último de recuperar el crecimiento, fomentar la creación de empresas y acelerar la generación de empleo.

Asimismo, el Plan se estructura en torno a diez políticas palanca:

1. Agenda urbana y rural y lucha, contra la despoblación y desarrollo de la agricultura.
2. Infraestructuras y ecosistemas resilientes.
3. Transición energética justa e inclusiva.
4. Una administración para el siglo XXI.
5. Modernización y digitalización del tejido industrial y de la pyme, recuperación del turismo e impulso a una España nación emprendedora.
6. Pacto por la ciencia y la innovación, y refuerzo de la capacidad del Sistema Nacional de Salud.
7. Educación y conocimiento, formación continua y desarrollo de capacidades.
8. Nueva economía de los cuidados y políticas de empleo.
9. Impulso de la industria de la cultura y el deporte.
10. Modernización del sistema fiscal para un crecimiento inclusivo y sostenible.

Dentro de estas diez palancas, se recogen treinta componentes, que permiten articular los programas coherentes de inversiones y reformas del Plan. El Plan refuerza el compromiso de España con la modernización y transformación verde de la economía, priorizando la transición ecológica del sistema productivo, que está presente, de forma horizontal, en todas las componentes del Plan.

La intención del Plan es que todos los recursos públicos y privados que se destinen a la recuperación lo hagan de manera respetuosa con los límites del planeta. Esta senda hacia la descarbonización sirve de guía para orientar las inversiones en los próximos años, para un cambio de modelo hacia una economía libre de emisiones.

Cada medida del Plan es objeto de una evaluación específica para determinar su contribución a los objetivos climáticos, concluyéndose que, en conjunto, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia deberá superar el objetivo establecido en el Reglamento del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (37%).

Los recursos con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia que se canalizarán a través del PRTR ascenden a 69.528 millones de euros. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico dispondrá de 15.339 millones de euros (21,95% del Plan), de los que 10.756 millones de euros (15,36%) se destinarán en el ámbito de la energía y 4.583 millones de euros (6,59%) a infraestructuras y ecosistemas resilientes.

En particular, del total de 27.000 millones de euros del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia que incluye los PGE para 2021, 6.805 millones de euros corresponden al Ministerio para la Transición Ecológica y para el Reto Demográfico. El Plan del Ministerio recoge diferentes iniciativas tanto de tipo regulatorio como de inversión. En el campo de la energía, se concretan en distintas componentes o líneas de acción relacionadas con la transición energética justa e inclusiva que fomenta el desarrollo e integración de energías renovables, la adaptación del sistema energético mediante la digitalización de las redes, el almacenamiento y la gestión de la demanda. A su vez, impulsa un sistema energético más flexible y descarbonizado, y el uso de hidrógeno renovable.

Siguiendo el procedimiento de actualización, la Adenda remitida por la Comisión y aprobada el 6 de junio de 2023 en Consejo de Ministros, contempla más de 10.000 millones de euros adicionales en subvenciones y hasta un máximo de 84.000 millones de euros en préstamos que irán destinados a dar continuidad a programas de apoyo a autoconsumo y almacenamiento detrás del contador o el hidrógeno renovable, así como abrir nuevas líneas estratégicamente fundamentales como las relacionadas con el apoyo a la cadena de valor industrial vinculada a la transición energética.

I.5. BALANCE ENERGÉTICO 2021 Y 2022

Los resultados reflejados en los balances de 2021 y 2022 están asociados, por una parte, a la recuperación económica y de la movilidad tras la pandemia originada por el COVID-19 en 2020, que generó fenómenos transitorios en el consumo de energía primaria y final, y por otra, a la invasión de Ucrania por parte de Rusia en 2022, que ha impactado especialmente en los consumos de gas natural. Los cambios de tendencia que se pueden apreciar en algunos indicadores son consecuencia directa de la recuperación de la actividad económica y la paulatina supresión de las limitaciones de movilidad, que se tradujeron en un crecimiento tanto en la generación de energía, como en el consumo de energía primaria y la demanda de energía final.

Así, en lo referente al balance energético, el consumo de energía primaria creció un 5,4% en 2021 y un 1,2% en 2022, mientras que el consumo de energía final subió un 7,8% en 2021 y un 0,6% en 2022, siendo el incremento del PIB interanual un 6,4% y 5,8% respectivamente en estos años.

Por fuentes de energía primaria, el consumo de productos petrolíferos creció a medida que la movilidad volvía a la normalidad, un 10,0% en 2021 y un 7,1% en 2022. El consumo de gas natural, si bien creció un 5,4% en 2021 debido a la recuperación económica, se vio afectado por la invasión de Ucrania y la subida de precios en el ámbito internacional, reduciéndose un 3,7% en 2022. El consumo de carbón se mantuvo estable en 2021,

y creció un 16,0% en 2022, debido fundamentalmente al incremento en la generación eléctrica. En cuanto a las energías renovables, en 2021 crecieron un 3,4%, impulsadas por el incremento de la producción solar fotovoltaica y eólica por el aumento del parque instalado. Sin embargo, la baja pluviosidad de 2022 afectó negativamente a la generación hidroeléctrica y en consecuencia a la generación eléctrica de origen renovable en dicho año, decreciendo un 1,9%, pese al incremento de la contribución del resto de las energías renovables.

Con relación a la demanda de energía final por fuentes de energía, excluyendo los usos no energéticos, su comportamiento ha ido en consonancia con la demanda de energía primaria. Así, el consumo de productos petrolíferos creció un 13,2% y un 9,2% en 2021 y 2022; el gas natural, cuyo consumo había crecido un 8,1% en 2021, se vio reducido en un 16,5% en 2022. El carbón, cuyo consumo aumentó un 15,5% en 2021 de la mano del incremento de la actividad en la siderurgia con respecto al año anterior, mantuvo estable su consumo en 2022. Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, las empleadas para producir electricidad crecieron ligeramente ambos años (1,1% y 1,6%), favorecidas por el incremento de la contribución de la biomasa en un contexto económico menos atractivo para el acopio de combustibles fósiles como el gas natural.

El sistema eléctrico vio incrementada su producción, un 3,9% en 2021 y un 6,6% en 2022 en parte como consecuencia de un incremento de las exportaciones a Francia, cuyas centrales nucleares no estuvieron plenamente operativas⁴, contribuyendo con ello a satisfacer las necesidades del mercado interior europeo. El mix de generación eléctrica en 2022 experimentó un repunte en la producción bruta eléctrica por carbón de un 44,6% debido a las necesidades de incremento de la generación, al igual que la producción por gas natural en los ciclos combinados (+56,4%) y la producción por productos petrolíferos (+5,4%). En cuanto a la generación renovable, tanto en 2021 como en 2022 se mantuvo la tendencia creciente de la generación fotovoltaica (+39,9% y +42,3%) y eólica (+10,0% y +1,2%), pero la hidroeléctrica, descontando el bombeo, se redujo ambos años, muy especialmente en 2022, debido a la baja pluviosidad y la consecuente sequía (-2,9% y -40,6%).

Esta publicación pretende recoger una síntesis de las principales magnitudes del sector energético en España en el año 2021 y 2022 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 tres partes diferenciadas. La primera parte se encuentra dedicada a la presentación y análisis de las principales magnitudes energéticas españolas en 2021 y 2022. La segunda parte recopila el principal desarrollo normativo efectuado en materia energética en ambos años. La tercera parte consta de diez capítulos diferenciados. En el primero de ellos se expone la situación y perspectivas internacionales en los ámbitos de energía y clima en 2021 y 2022. Los siguientes capítulos analizan los principales sectores energéticos: eléctrico, nuclear, carbón y transición justa, gas natural, productos petrolíferos, energías renovables y cogeneración y eficiencia energética. En cada caso se analiza la estructura del sector, y los objetivos y las líneas de la política energética desarrollados en 2021 y 2022. 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.

⁴ En 2022, 32 de los 56 reactores con los que cuenta Francia estuvieron parados por problemas de corrosión y mantenimiento.

1. ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ESPAÑA

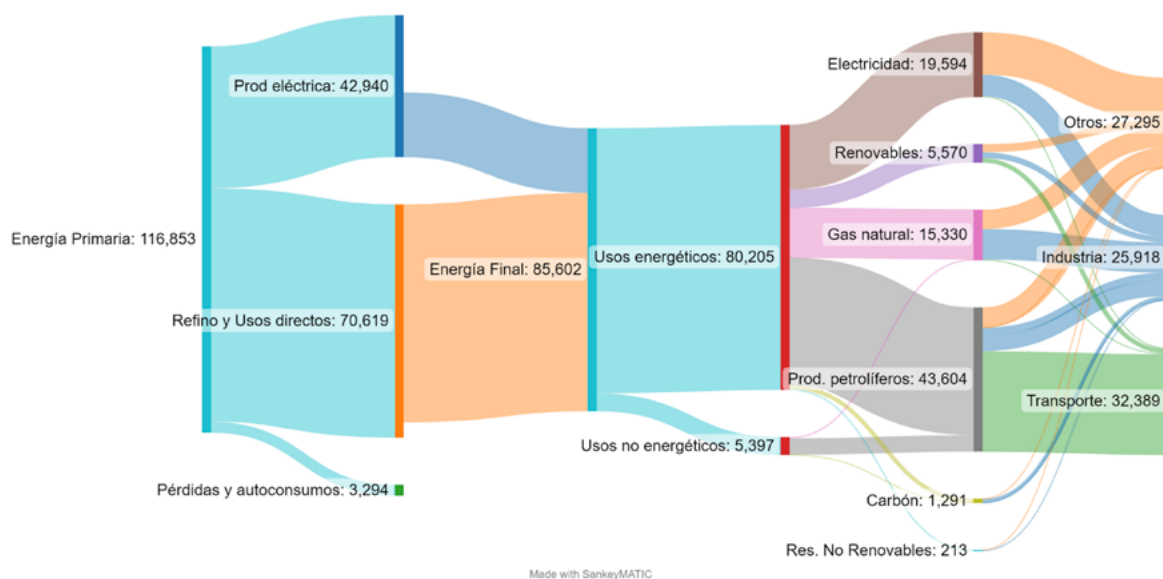
1.1. INTRODUCCIÓN

El contexto social y económico del año 2021 estuvo caracterizado por la recuperación de la actividad económica y la movilidad tras afrontar en 2020 el duro golpe de la crisis sanitaria. Sin embargo, 2022 fue un año complejo. La paulatina recuperación post-pandemia se vio afectada en el inicio del año por la invasión de Ucrania por parte de Rusia y sus repercusiones a muy diversos niveles. En estas circunstancias de crisis energética, la globalización, aspecto clave a nivel ambiental, originó un desajuste en la oferta-demanda que aumentó los costes de la energía, de las materias primas y de la mayoría de los productos, con la consiguiente escalada de los precios.

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.

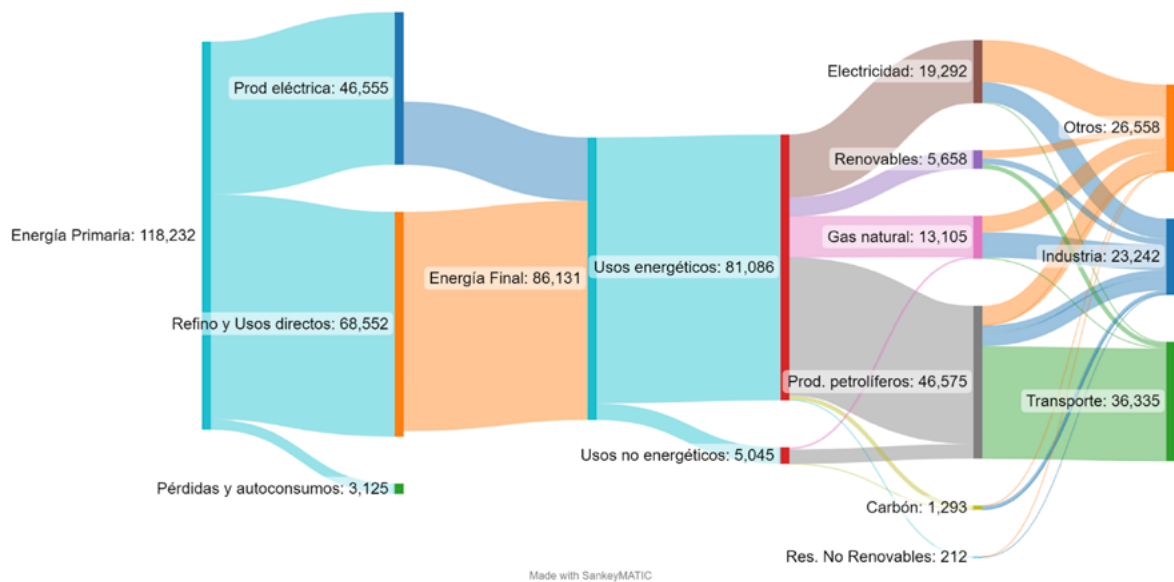
En las figuras 1.1 y 1.2 se presentan los diagramas Sankey simplificados de la estructura energética española para 2021 y 2022. En ellos puede apreciarse la energía primaria consumida. Esta energía se reparte en el proceso de transformación de generación eléctrica, los procesos de transformación de refino, los usos directos y las pérdidas y autoconsumos. Las salidas de los distintos procesos de transformación y los usos directos conforman el consumo de energía final, que a su vez se distribuye en consumo de energía final para usos energéticos y no energéticos (por ejemplo, los productos petrolíferos usados como materia prima en la industria química). Finalmente, a su derecha, puede observarse la desagregación del consumo de energía final por producto energético y por sector. El sector «Otros» engloba el sector residencial, los sectores de servicios, la agricultura y la pesca.

FIGURA 1.1. DIAGRAMA SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2021. CIFRAS EN KTEP.



1. Estructura energética de España

FIGURA 1.2. DIAGRAMA SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA EN 2022. CIFRAS EN KTEP.



1.2. ENERGÍA PRIMARIA

La energía primaria se calcula en el balance energético como la suma de la producción interna, los productos recuperados y reciclados, las importaciones y las variaciones de existencias, menos las exportaciones, los búnkers de barcos internacionales, el calor ambiente de las bombas de calor y la producción de calor.

Esta metodología de cálculo coincide con la definida por la Comisión Europea para el consumo interior bruto (Europe 2020-2030).

1.2.1. Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España durante 2022 alcanzó los 118.232 ktep (tabla 1.1 y figuras 1.2 y 1.3), es decir, un 1,2% más que en 2021, que fue un año de gran crecimiento (+5,4%) tras el parón de la actividad y del consumo de la energía primaria en 2020 por el COVID-19. No obstante, sigue por debajo de los niveles prepandemia (125.981 ktep en el año 2019).

1. Estructura energética de España

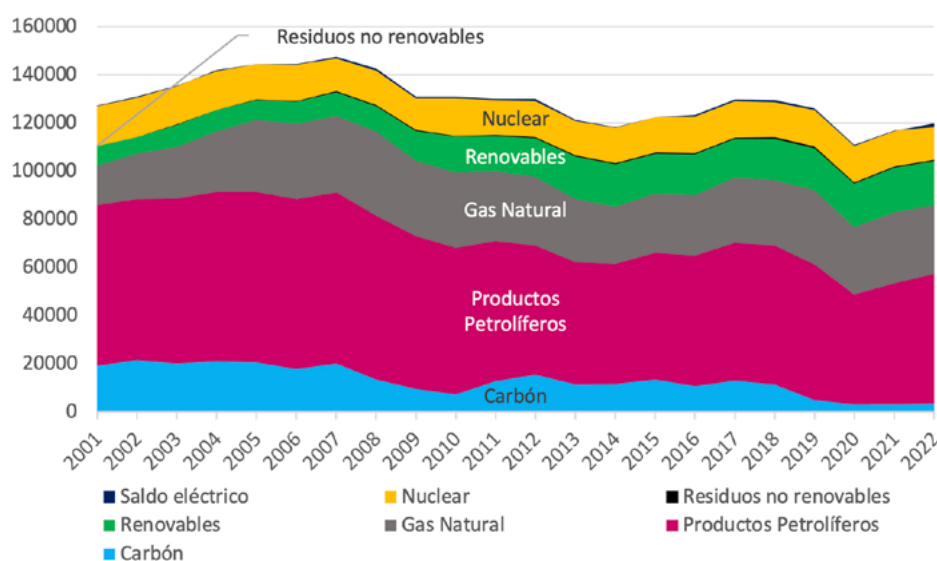
TABLA 1.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (KTEP).

	E. Primaria Total	Carbón		Productos Petróíferos		Gas Natural		Renovables		Residuos no renovables		Nuclear		Saldo eléctrico	
	ktep	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
2001	127279	19172	15,1%	66684	52,4%	16400	12,9%	8153	6,4%	139	0,1%	16434	12,9%	297	0,2%
2002	130897	21602	16,5%	66841	51,1%	18751	14,3%	6892	5,3%	97	0,1%	16255	12,4%	458	0,4%
2003	135456	20133	14,9%	68595	50,6%	21353	15,8%	9193	6,8%	114	0,1%	15961	11,8%	109	0,1%
2004	141595	21053	14,9%	70291	49,6%	25172	17,8%	8810	6,2%	122	0,1%	16407	11,6%	-260	-0,2%
2005	144469	20517	14,2%	70800	49,0%	29844	20,7%	8393	5,8%	189	0,1%	14842	10,3%	-115	-0,1%
2006	144269	17911	12,4%	70488	48,9%	31233	21,6%	9157	6,3%	252	0,2%	15510	10,8%	-282	-0,2%
2007	146879	20040	13,6%	71026	48,4%	31783	21,6%	10001	6,8%	309	0,2%	14214	9,7%	-494	-0,3%
2008	141663	13507	9,5%	68110	48,1%	34910	24,6%	10545	7,4%	328	0,2%	15212	10,7%	-949	-0,7%
2009	130244	9665	7,4%	63276	48,6%	31225	24,0%	12565	9,6%	426	0,3%	13783	10,6%	-697	-0,5%
2010	130118	7281	5,6%	60922	46,8%	31130	23,9%	15044	11,6%	322	0,2%	16135	12,4%	-717	-0,6%
2011	129507	12716	9,8%	58145	44,9%	28936	22,3%	14814	11,4%	374	0,3%	15045	11,6%	-524	-0,4%
2012	129071	15519	12,0%	53481	41,4%	28575	22,1%	16123	12,5%	345	0,3%	15991	12,4%	-963	-0,7%
2013	120739	11448	9,5%	50855	42,1%	26163	21,7%	17716	14,7%	353	0,3%	14785	12,2%	-580	-0,5%
2014	117954	11568	9,8%	49957	42,4%	23667	20,1%	17750	15,0%	374	0,3%	14931	12,7%	-293	-0,2%
2015	122506	13583	11,1%	52478	42,8%	24539	20,0%	16601	13,6%	414	0,3%	14903	12,2%	-11	0,0%
2016	123409	10836	8,8%	54180	43,9%	25040	20,3%	16982	13,8%	439	0,4%	15273	12,4%	659	0,5%
2017	129845	12908	9,9%	57300	44,1%	27267	21,0%	15978	12,3%	472	0,4%	15131	11,7%	788	0,6%
2018	129530	11522	8,9%	57512	44,4%	27081	20,9%	17434	13,5%	547	0,4%	14479	11,2%	955	0,7%
2019	125981	5072	4,0%	56162	44,6%	30897	24,5%	17516	13,9%	526	0,4%	15218	12,1%	590	0,5%
2020	110830	3100	2,8%	45690	41,2%	27915	25,2%	18129	16,4%	540	0,5%	15174	13,7%	282	0,3%
2021	116853	3097	2,7%	50271	43,0%	29417	25,2%	18753	16,0%	517	0,4%	14725	12,6%	73	0,1%
2022	118232	3593	3,0%	53836	45,5%	28337	24,0%	18401	15,6%	515	0,4%	15252	12,9%	-1703	-1,4%

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

FUENTE: MITERD

FIGURA 1.3. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA.



1. Estructura energética de España

La recuperación del porcentaje de consumo de los productos petrolíferos es uno de los datos más relevantes: tras las restricciones de 2020, en 2021 el consumo creció en un 10,0% (50.271 ktep), consecuencia de la vuelta paulatina a la normalidad del transporte por carretera. Asimismo, la recuperación de la actividad en la aviación contribuyó a que el crecimiento interanual en 2022 fuese del 7,1% (53.836 ktep).

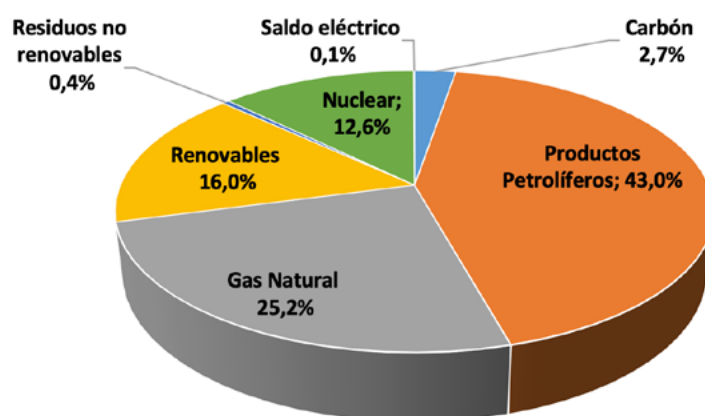
El consumo de gas natural estuvo muy influido por la actividad económica del país, especialmente en el sector industrial. Así, en 2021 su consumo creció en un 5,4% (29.417 ktep), en línea con la recuperación económica tras el COVID-19. Por el contrario, en 2022, el conflicto bélico en Ucrania propició un incremento de precios de gas natural que redujo su consumo en un -3,7% (28.337 ktep) a pesar de que la operación de las centrales de ciclo combinado fue superior a años precedentes.

El carbón, cuya aportación a la energía primaria se había mantenido prácticamente constante en 2021 (3.097 ktep) a los datos de 2020, experimentó un incremento del 16,0% (3.593 ktep) debido a la necesidad de generar más electricidad para su exportación, principalmente a Francia, así como a un contexto internacional de altos precios de gas natural.

En lo que respecta a las energías renovables, la tendencia creciente que se había confirmado en 2021, con 18.753 ktep (+3,4%), se vio mitigada en 2022 debido a la baja pluviosidad que redujo en más de un 40% la aportación de las centrales hidroeléctricas (sin contar el bombeo). Esta caída fue tan elevada que, pese al continuo crecimiento de la energía solar fotovoltaica, el consumo de energías renovables descendió a 18.401 ktep (-1,9%).

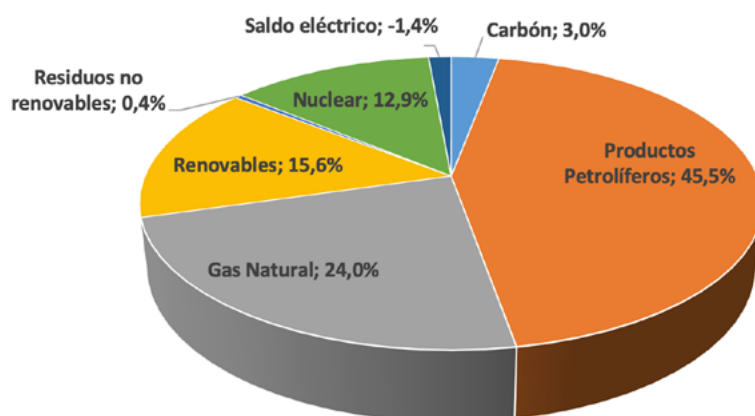
En relación con el cambio en la estructura energética primaria, las renovables disminuyen levemente su participación en el mix (15,6%). Los productos petrolíferos aumentaron su contribución desde el 43,0% en 2021 hasta el 45,5% en 2022, en línea con la contribución que presentaban en 2019.

FIGURA 1.4.A DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA 2021.



FUENTE: MITERD

FIGURA 1.4.B DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA 2022.



FUENTE: MITERD

El saldo neto de energía eléctrica en 2022 experimentó un récord histórico exportador de -1.703 ktep debido a las paradas de las centrales nucleares en Francia, que hicieron necesaria la aportación a su red de energía eléctrica generada en España.

TABLA 1.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA EN 2021-2022 POR TECNOLOGÍA RENOVABLE.

Tecnología	2021 (ktep)	Δ 2022/2021 (%)	2022 (ktep)	Δ 2022/2021 (%)
Hidráulica	2.547	-2,9%	1.512	-40,6%
Eólica	5.336	10,0%	5.399	1,2%
Solar fotovoltaica	1.885	39,9%	2.682	42,3%
Solar térmica	1.686	-26,3%	1.526	-9,5%
Energía del mar	1,6	21,1%	2,0	21,1%
Geotérmica	0,2	0,0%	0,2	0,0%
Biomasa	5.278	4,5%	5.298	0,4%
Biogases	326	0,8%	333	2,3%
RSU (Renovables)	283	20,0%	284	0,3%
Biocombustibles	1.409	0,2%	1.364	-3,2%

En general, tanto la energía solar fotovoltaica como la energía eólica mantuvieron su tendencia al alza en 2021 y 2022 debido al crecimiento de su potencia instalada, tendencia que continuará en los próximos años.

También cabe destacar los incrementos en ambos años en el consumo de energía primaria proveniente de biomasa y biogases.

Por el contrario, la energía hidráulica descendió tanto en 2021 como en 2022, muy especialmente en este último año, uno de los más secos de la serie histórica.

La energía solar térmica, con un parque instalado sin grandes variaciones, creció en 2021 y se redujo en 2022, en línea con las horas anuales de radiación solar.

Finalmente, la aportación de los biocombustibles se mantuvo estable en 2021 y se redujo ligeramente en 2022.

1.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad energética primaria

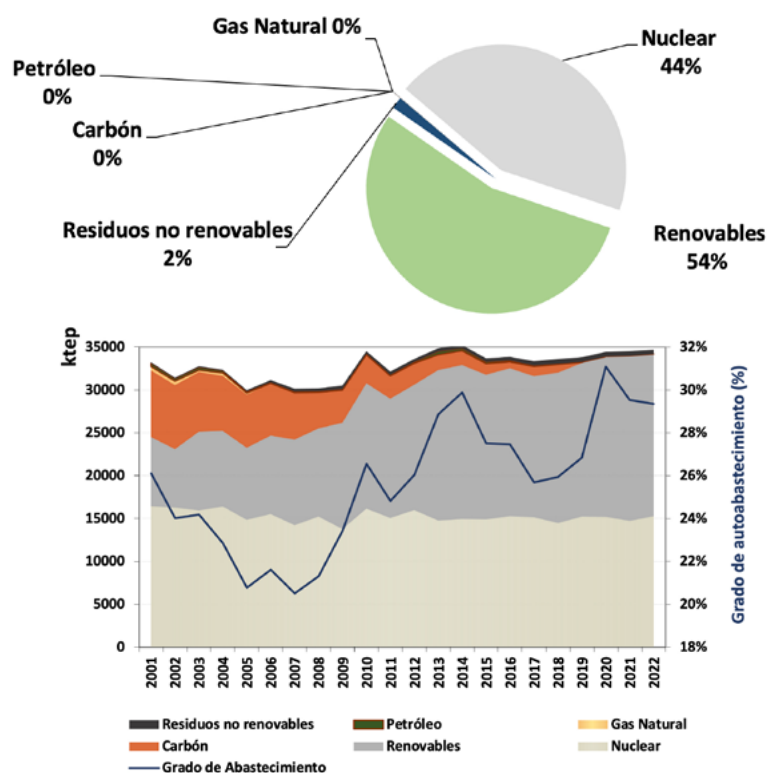
Dependencia energética

La dependencia energética indica hasta qué punto necesita el país importar fuentes energéticas para poder satisfacer su consumo interior. Por tanto, sería el resultado de deducir de su consumo de energía primaria la producción interior de energía a partir de carbón, productos petrolíferos, gas natural, fuentes renovables, residuos no renovables y energía nuclear, para dividir dicha diferencia por el consumo de energía 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. La capacidad de producción autóctona asociada a las energías renovables, unido a los progresos en eficiencia energética, conlleva un efecto positivo sobre la capacidad de autoabastecimiento. El año 2020, debido a las restricciones en el transporte y la actividad económica debidas al COVID-19, la dependencia energética había bajado hasta el 68,9%. Con la recuperación del consumo, especialmente en el transporte, la dependencia creció al 70,5% en 2021 y, ya con la aviación en valores más cercanos a los de 2019, al 70,6% en 2022. No obstante, al compararlo con la dependencia energética del 73,2% de 2019, se puede considerar la tendencia general de descenso de este indicador.

En valores absolutos la producción interior apenas sufrió cambios en 2022 con respecto a 2021 (34.704 ktep vs 34.516 ktep). La producción de energía de origen nuclear, renovable y de residuos alcanza el 99,9% de la producción interior total, situándose la aportación renovable en el 54% del total en 2022.

FIGURA 1.5: PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA VS GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO, 2000-2022.



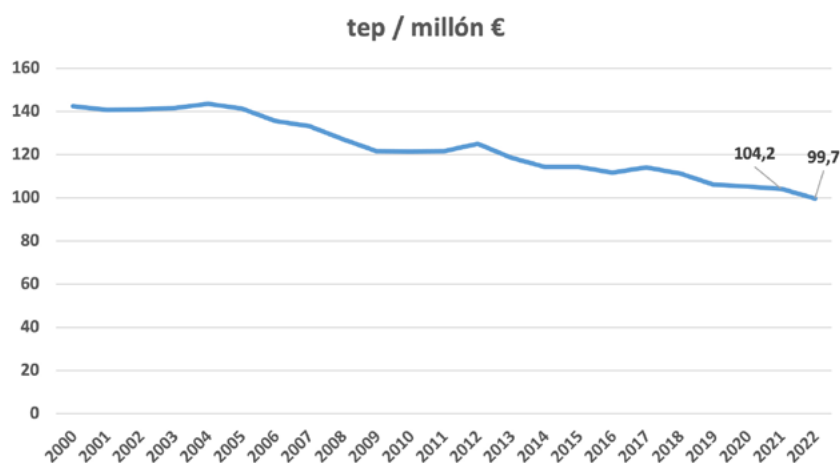
FUENTE: MITERD

Intensidad de energía primaria¹

La intensidad de energía primaria se calcula como el cociente entre la energía primaria y el producto interior bruto (PIB) en términos de volúmenes encadenados (año de referencia 2010).

La intensidad ha evolucionado en sentido descendente gracias a la confluencia de factores como la mejora de eficiencia inducida por actuaciones emprendidas en el marco de los planes de eficiencia energética y la evolución de la estructura de suministro energético hacia una mayor diversificación en favor de las energías renovables y, en menor medida, del gas natural.

FIGURA 1.6: INTENSIDAD DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA, 2000-2022



FUENTE: MITERD

En 2021 y 2022 prosiguió la tendencia decreciente de la intensidad energética como resultado de la recuperación de la actividad económica tras el COVID-19, ya que el PIB ha crecido por encima del consumo de energía primaria.

1.2.3. Transformación de energía

1.2.3.1 Electricidad

Potencia instalada

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica se situó a finales de 2022 en 122.512 MW, un valor un 10,4% superior al del año 2021 debido al incremento de la nueva generación eólica y fotovoltaica.

¹ EUROSTAT calcula la intensidad energética como el cociente entre la energía bruta disponible y el producto interior bruto de ese año en términos de volúmenes encadenados (año de referencia 2010). Calcular la intensidad a partir de la energía bruta disponible en lugar de la energía primaria implica agregar los consumos de los bunkers marítimos internacionales, que son especialmente elevados en países con gran tráfico marítimo como España.

1. Estructura energética de España

La tecnología eólica presenta la mayor potencia instalada (24,58%), por encima de los ciclos combinados (21,43%) y la solar fotovoltaica (19,03%) y la hidráulica (16,44%). Tras ellos se sitúan las nucleares (5,81%), mientras que con los cierres de 2021 y 2022 la potencia eléctrica instalada de las centrales de carbón (2,83%) ha descendido a algo más de la mitad de la potencia de las cogeneraciones (4,60 %).

TABLA 1.3 POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE DE 2022

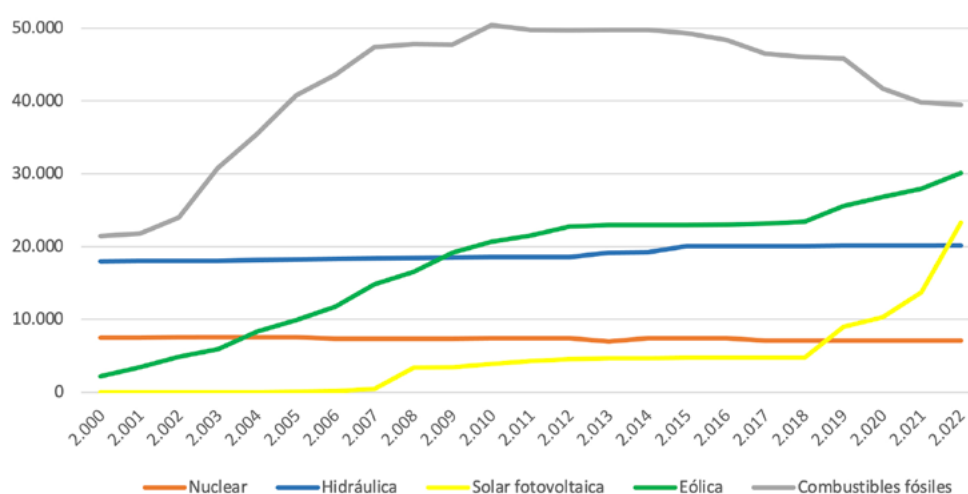
Potencia eléctrica instalada a 31.12.2022. Sistema eléctrico nacional (MW)	2021	2022	%	
Total	111.013	122.512	100,00%	
Nuclear	7.117	7.117	5,81%	
Hidráulica	20.132	20.137	16,44%	100%
Pura (sin bombeo)	13.719	13.724	11,20%	68,15%
Plantas Mixtas	3.082	3.082	2,52%	15,31%
Bombeo puro	3.331	3.331	2,72%	16,54%
Solar fotovoltaica	13.715	23.311	19,03%	
Solar térmica	2.304	2.304	1,88%	
Marea, olas y oceánica	5	5	0,00%	
Eólica	27.908	30.114	24,58%	
*Combustibles fósiles	39.778	39.470	38,48%	100%
Carbón	3.764	3.464	2,83%	8,78%
Fuel/gas	2.408	2.408	1,97%	6,10%
Ciclo combinado	26.250	26.250	21,43%	66,51%
** Otras renovables	1.093	1.093	0,89%	2,77%
Cogeneración	5.655	5.640	4,60%	14,29%
Residuos no renovables	445	445	0,36%	1,13%
Residuos renovables	170	170	0,14%	0,43%
Otras	54	54	0,04%	

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



FUENTE: MITERD

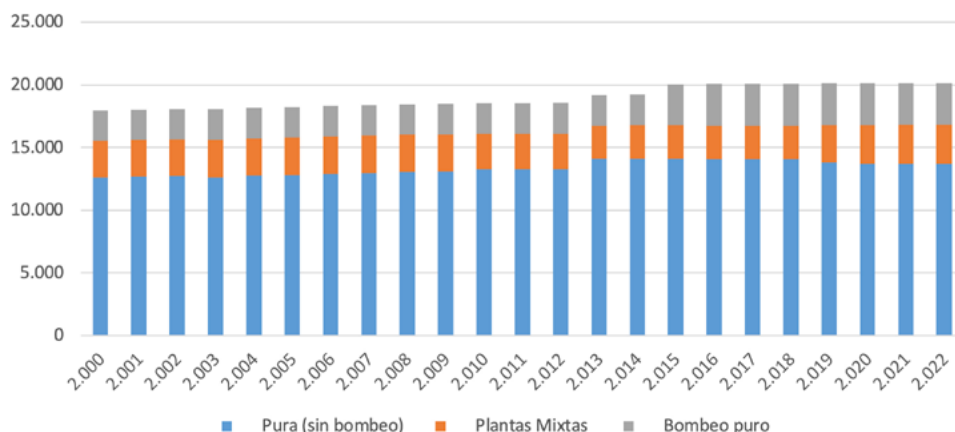
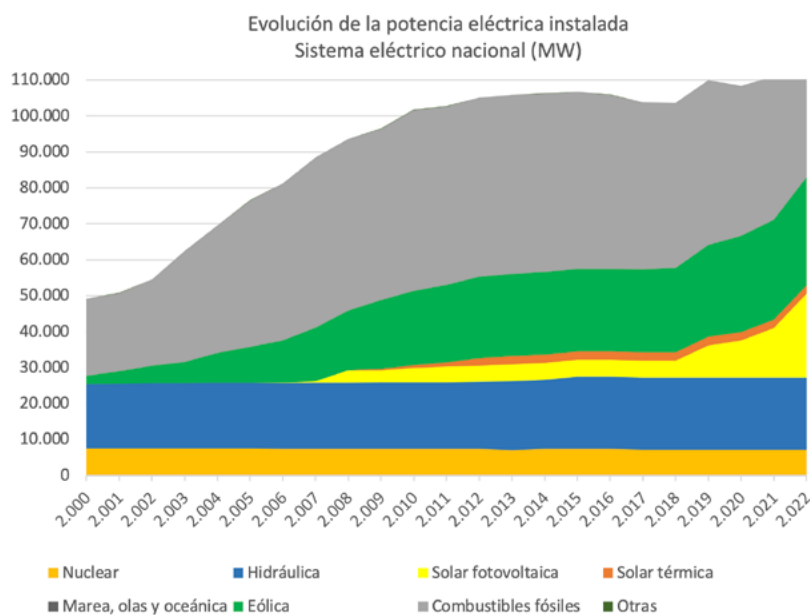
FIGURA 1.7.B EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA. DESGLOSE HIDRÁULICO (MW).

FUENTE: MITERD

FIGURA 1.8 EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA ACUMULADO. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

FUENTE: MITERD

Producción bruta total de electricidad

La generación eléctrica bruta total en 2021 ascendió a 274.312 GWh, lo que supuso un incremento del 4,2% respecto al año anterior influido en buena medida por la recuperación de la actividad económica del país tras el COVID-19. La generación neta de energía eléctrica aumentó también hasta los 265.331 GWh (+4,2%), con un incremento apreciable en el volumen de exportaciones y en el consumo de las plantas de bombeo puro, en contraste con el descenso de las importaciones y en el valor de bombeo en plantas mixtas.

1. Estructura energética de España

En 2022, la generación eléctrica bruta total volvió a crecer hasta 292.454 GWh (+6,6%), al igual que la generación neta que alcanzó los 283.174 GWh (+6,7%) influenciada por las exportaciones a Francia debido a la parada de parte de sus centrales nucleares a mediados de año. Como resultado, el saldo eléctrico reflejó un récord histórico a favor de las exportaciones. Por el contrario, el consumo final descendió arrastrado por la caída de la actividad industrial en el país (-1,2%), y con él las pérdidas en distribución. Finalmente, la baja pluviosidad supuso un notable incremento en los consumos de bombeo puro y mixto.

TABLA 1.4 PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL.

Producción bruta total (GWh)	2021	Δ20-21	2022	Δ21-22
Total	274.312	4,2%	292.454	6,6%
Usos propios	8.981	2,3%	9.280	3,3%
Producción neta Total	265.331	4,2%	283.174	6,7%
Total importación (Balance)	17.411	-2,9%	8.032	-53,9%
Total exportación (Balance)	16.559	13,0%	27.833	68,1%
Bombeo en plantas de bombeo puro	3.253	2,8%	4.247	30,6%
Bombeo en plantas mixtas	1.093	-24,9%	1.845	68,8%
Suministro de electricidad/calor	261.837	3,4%	257.280	-1,7%
Pérdidas de Distribución	26.728	4,3%	25.131	-6,0%
Consumo Final (Calculado)	235.025	3,3%	232.149	-1,2%

La evolución de la producción bruta total desde 2000 se muestra a continuación:

FIGURA 1.9.A EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD TOTAL (GWH).

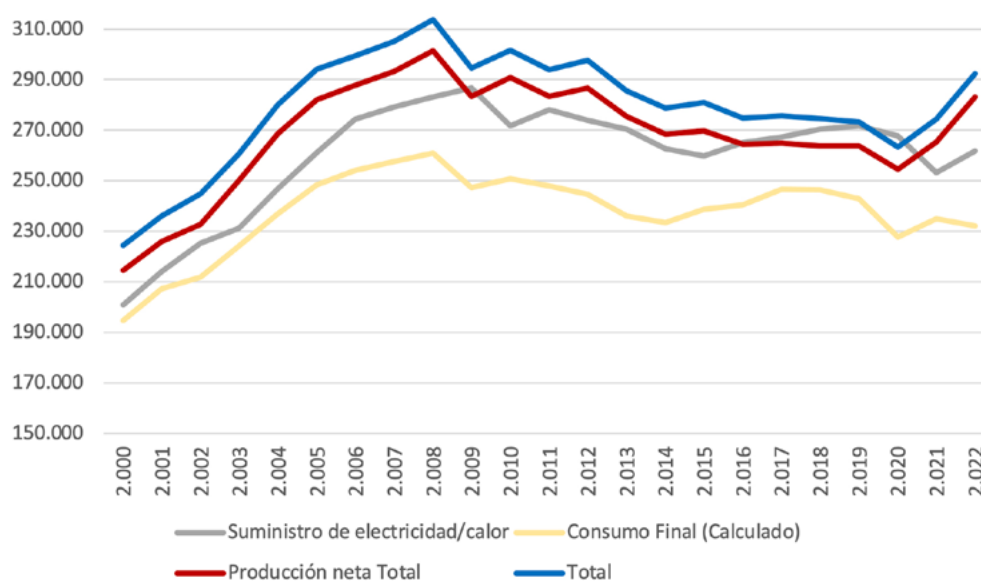
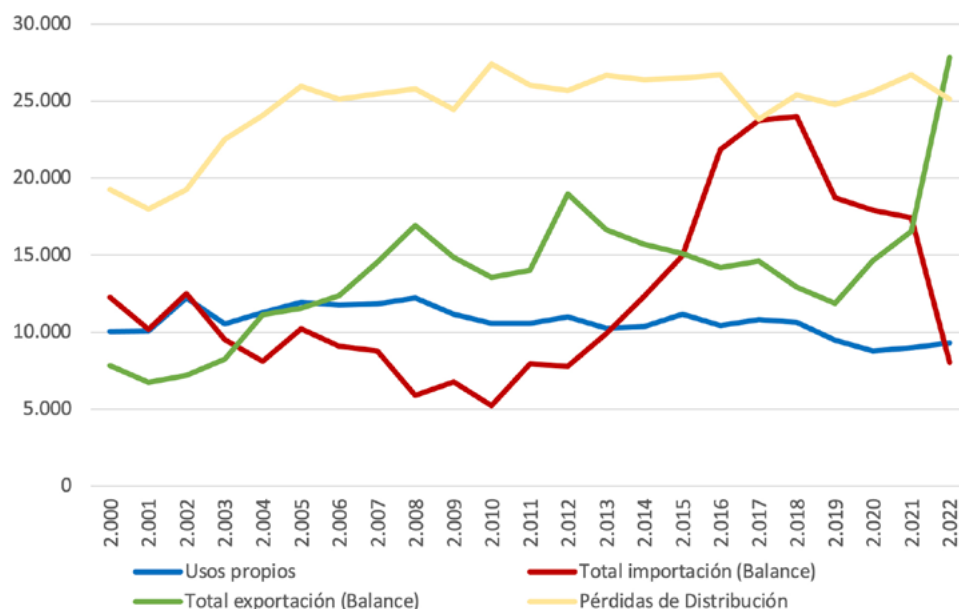


FIGURA 1.9.B EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD TOTAL (GWH).



Considerando las distintas tecnologías de generación existentes, el desglose del mix de generación bruta de electricidad en 2021 y 2022 fue el siguiente:

TABLA 1.5 DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWH).

Producción bruta total (GWh)	2020	2021	%		2022	%	
Total	263.373	274.312	100,00%		292.454	100,00%	
Nuclear	58.299	56.564	20,6%		58.590	20,0%	
Hidráulica	33.998	32.847	13,1%	100%	22.102	7,6%	100%
<i>por bombeo</i>	3.491	3.221		9,8%	4.512		20,4%
Solar	20.667	27.098	9,9%		35.723	12,2%	
*Marea, olas y oceánica	27	19	0,01%		23	0,01%	
Eólica	56.444	62.061	22,6%		62.784	21,5%	
Combustibles fósiles	93.778	95.443	33,6%	100%	112.950	38,6%	100%
<i>Carbón</i>	6.149	6.014		6,3%	8.696		7,7%
<i>Fuel</i>	10.704	10.044		10,5%	10.590		9,4%
<i>Gas Natural</i>	69.739	71.502		74,9%	85.975		76,1%
<i>Biocombustible y residuos</i>	7.186	7.883		8,3%	7.689		6,8%
Otras fuentes (recuperación de calor)	160	280	0,1%		282	0,1%	

1. Estructura energética de España

TABLA 1.6 DESGLOSE DE PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (DIFERENCIAS RESPECTO A 2021 Y 2022 EN GWh).

Producción bruta total (GWh)	2020	2021	Δ20-21	2022	Δ21-22
Total	263.373	274.312	+4,1%	292.454	+6,6%
Nuclear	58.299	56.564	-3,0%	58.590	3,6%
Hidráulica	33.998	32.847	-3,4%	22.102	-32,7%
<i>por bombeo</i>	3.491	3.221	-7,7%	4.512	40,1%
Solar	20.667	27.098	31,1%	35.723	31,8%
Marea, olas y oceánica	27	19	-29,6%	23	21,1%
Eólica	56.444	62.061	10,0%	62.784	1,2%
Combustibles fósiles	93.778	95.443	1,8%	112.950	18,3%
<i>Carbón</i>	6.149	6.014	-2,2%	8.696	44,6%
<i>Fuel</i>	10.704	10.044	-6,2%	10.590	5,4%
<i>Gas Natural</i>	69.739	71.502	2,5%	85.975	20,2%
<i>Biocombustible y residuos</i>	7.186	7.883	9,7%	7.689	-2,5%
Otras fuentes (recuperación de calor)	160	280	75,0%	282	0,7%

Entre las variaciones del mix energético destacan el incremento de la producción fotovoltaica y la energía eólica como consecuencia del crecimiento de los parques solar fotovoltaicos y eólicos instalados. Por otra parte, al ser 2021 un año más seco que 2020, y 2022 uno de los más secos en toda la serie histórica, la generación hidráulica descendió en ambos años, muy especialmente en el último (-40,6% sin contar centrales de bombeo, -32,7% incluyéndolas):

FIGURA 1.10 DESGLOSE DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD BRUTA TOTAL (DIFERENCIA RESPECTO AL AÑO ANTERIOR).

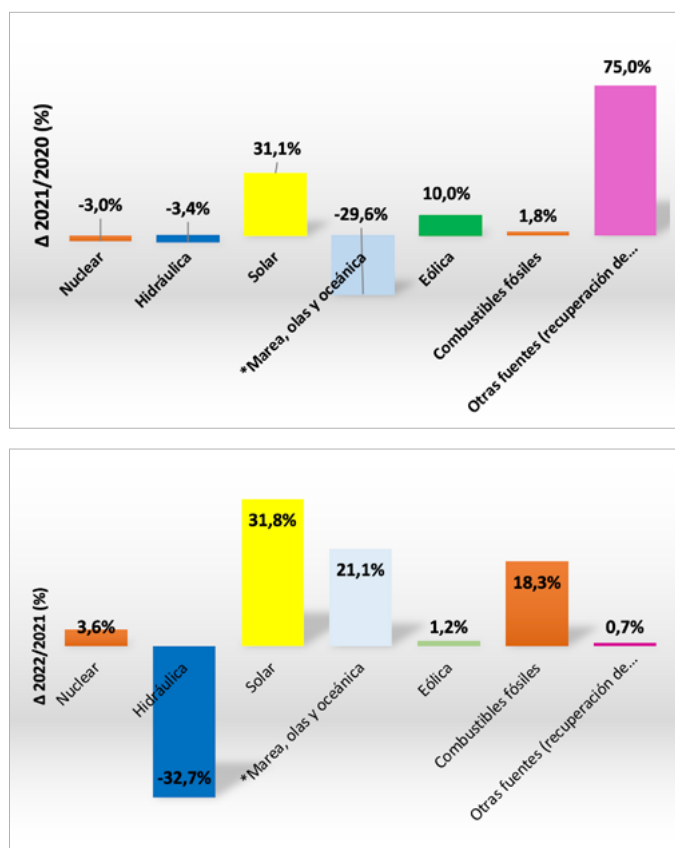
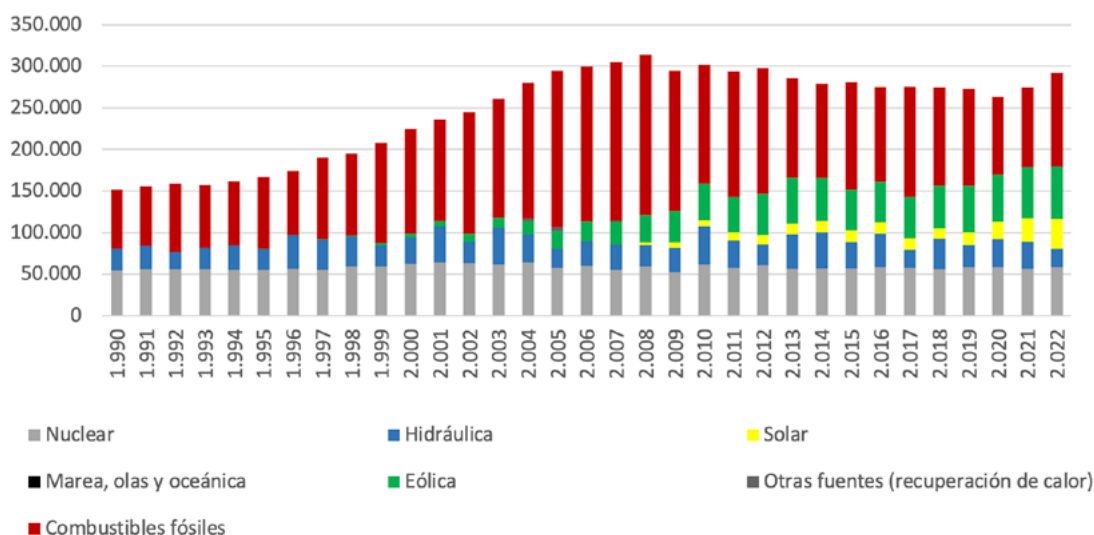


FIGURA 1.11 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL POR TECNOLOGÍA (GWH).



Consumo de electricidad

La recuperación económica de 2021 se hizo notar también en el consumo final de electricidad, con un incremento de hasta el 3,19%, pasando de los 227.620 GWh en 2020 a los 235.109 GWh en 2021. Por el contrario, en 2022 se experimentó un descenso hasta los 231.847 GWh debido al descenso de la actividad en el sector industrial.

1.2.3.2. Refino

El balance de refinería refleja los procesos de transformación del crudo en los diversos productos petrolíferos consumidos posteriormente. Antes de ello, se hará referencia a la producción de crudo a nivel nacional, las importaciones de crudo y las importaciones de productos petrolíferos.

Producción interior de crudo

La producción nacional de crudo durante el año 2021 fue de 6 kt y en 2022 de solamente 1 kt, manteniéndose la tendencia decreciente iniciada en 2013. El descenso con respecto a los valores de 2020 (28 kt) fue del 79%, y del 84% entre 2021 y 2022. No obstante esta reducción tiene un impacto muy limitado en el balance de refinería (< 0,1% de los insumos).

Oferta de petróleo. Importaciones de crudo

Las importaciones de crudo a España alcanzaron los **56.172 kt en 2021 (+2,4 % vs. 2020)** y **en 2022 crecieron hasta 63.596 kt (+13,2% vs 2021)**, volviendo a valores próximos a los de 2019.

En las figuras 1.12.a y 1.12.b se reflejan los principales importadores según el país de origen.

FIGURA 1.12.A PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO 2021

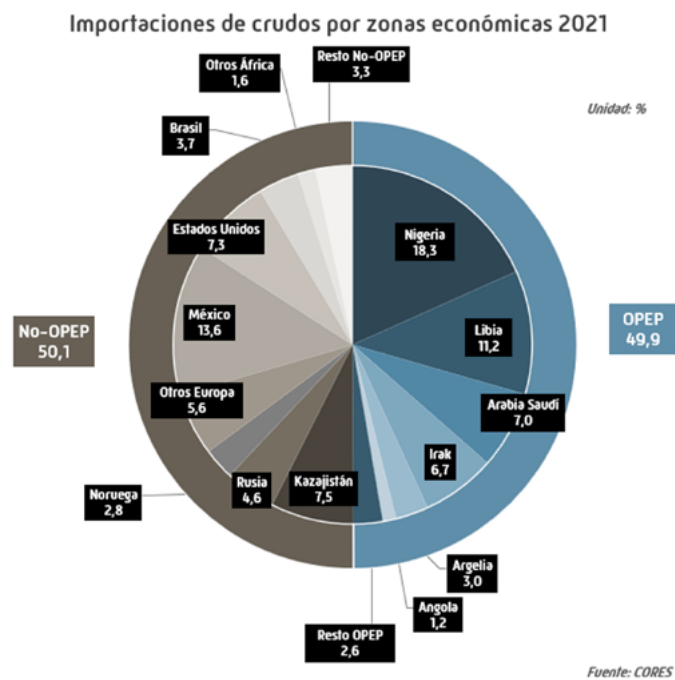
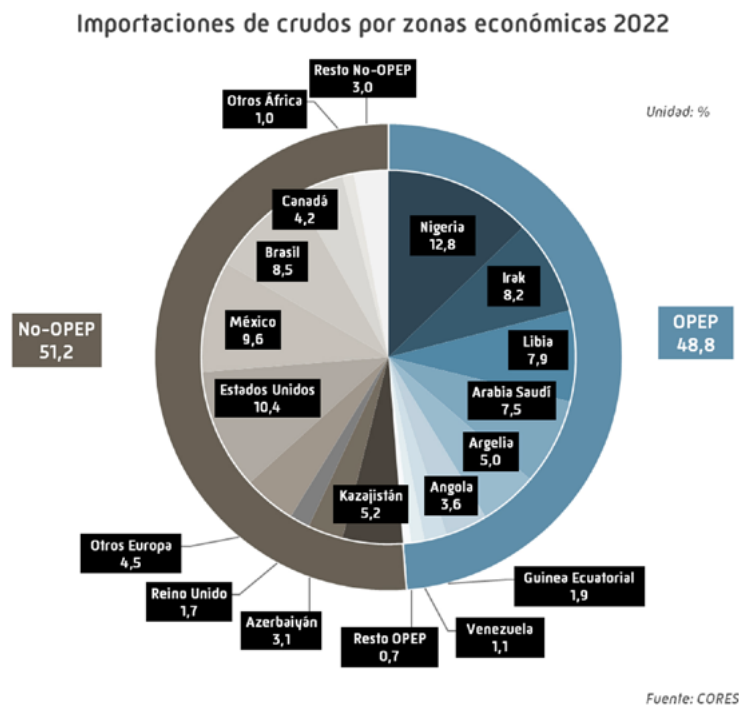


FIGURA 1.12.B PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO 2022



Oferta de petróleo. Importaciones y Exportaciones de productos petrolíferos

Las importaciones de productos petrolíferos en 2021 fueron de **17.267 kt**, un **4,0 %** superior al año 2020, mientras que en 2022 volvieron a crecer un 8,13% impulsados por el fuelóleo y el queroseno. En ambos años los productos petrolíferos más importados fueron gasóleos y fuelóleos.

TABLA 1.7 IMPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2021 Y 2022

Importaciones de productos petrolíferos	2021			2022		
	kt	Δ 21-20	%.	kt	Δ 22-21	%.
Gases licuados del petróleo	723	-27,5 %	4,2%	1.029	42,3 %	5,5%
Gasolinas	511	-52,2 %	3,0%	797	56,0 %	4,3%
Querosenos	696	-43,3 %	4,0%	1.543	121,7 %	8,3%
Gasóleos	8.449	17,1 %	48,9 %	6.765	-19,9 %	36,2 %
Fuelóleos	4.129	3,9 %	23,9 %	6.198	50,1 %	33,2 %
Otros productos (*)	2.760	30,1 %	16,0 %	2.338	-15,3 %	12,5 %
Total	17.267	4,0 %	100,00 %	18.670	8,1 %	100,00 %

Por otro lado, los productos petrolíferos más exportados en 2021 y 2022 fueron los gasóleos, otros productos y las gasolinas. Las exportaciones de productos petrolíferos en **2021** aumentaron un **0,8%** respecto a **2020**, situándose en **22.186 kt**. Por el contrario, en **2022** las exportaciones se redujeron a **20.272 kt**, esto es, un **-8,6%**, influida por la recuperación del consumo en transporte.

TABLA 1.8 EXPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2021 Y 2022

Exportaciones de productos petrolíferos	2021			2022		
	Kt	Δ 21-20	%.	Kt	Δ 22-21	%.
Gases licuados del petróleo	514	15,3 %	2,3 %	528	2,7 %	2,6 %
Gasolinas	4.768	5,3 %	21,5 %	4.227	-11,3 %	20,8 %
Querosenos	789	52,0 %	3,6 %	400	-49,3%	2,0 %
Gasóleos	8.975	-2,0 %	40,4 %	7.249	-19,2 %	35,8 %
Fuelóleos	2.194	-12,4 %	9,9 %	2.035	-7,2 %	10,0 %
Otros productos (*)	4.946	1,8 %	22,3 %	5.833	17,9 %	28,8 %
Total	22.186	0,8 %	100 %	20.272	-8,6 %	100 %

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

1. Estructura energética de España

Exportaciones netas: Exportaciones- Importaciones	2021		2022	
	Kt	Δ 21-20	Kt	Δ 22-21
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	-209	-164,8 %	-501	139,7 %
Gasolinas	4.257	18,7 %	3.430	-19,4 %
Querosenos	93	863,5 %	-1.143	-1.329,0 %
Gasóleos	526	-269,4 %	484	-8,0 %
Fuelóleos	-1.935	24,1 %	-4.163	115,1 %
Otros productos (*)	2.186	-25,1 %	3.495	59,9 %
Total	4.919	-9,9 %	1.602	-67,4 %

España continúa siendo un país exportador neto de productos petrolíferos, con **4.919 kt** en **2021 (-9,9% respecto a 2020)** y **1.602 kt** de exportaciones netas en **2022 (-67,4% respecto a 2021)**.

Balance de refinerías

La producción de las refinerías españolas en **2021** fue de **53.413 kt** de productos petrolíferos, un **4,2 %** superior a **2020**, y en **2022** de **57.568 kt**, un **6,8%** superior a 2021. El balance de la producción y consumo de productos petrolíferos en España se muestra en la siguiente tabla.

TABLA 1.9 BALANCE DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2021 Y 2022

	2021 (kt)	2022 (kt)
Producción interior de crudo	6	1
Importación de crudo	56.172	63.596
Productos intermedios y materias auxiliares	2.050	543
Variación de existencias de materias primas	820	-347
Materia prima procesada	59.048	63.793
Pérdidas de refinó	-871	-1.664
Producción de refinerías	58.177	62.129
Consumos propios	-3.952	-4.233
Traspasos/diferencias estadísticas	2.492	1.001
Importaciones de productos petrolíferos	17.267	18.670
Exportaciones de productos petrolíferos	-22.186	-20.272
Variación de existencias	1.615	273
Consumo interior de productos petrolíferos	53.413	57.568

En lo que respecta a la producción bruta de la refinería, el producto petrolífero con mayor producción son los gasóleos (41,8 % en 2021 y 42,1% en 2022 del total) seguidos de otros productos (20,0 % y 18,9%) y las gasolinas (16,6 % y 15,9%).

En 2021, tanto la producción de querosenos como sus importaciones y exportaciones no llegaron a volver a los valores habituales en 2019 y en años anteriores, debido a que el pronunciado descenso de la aviación en 2020 generó reservas superiores a las habituales y el consumo en verano no alcanzó los valores anteriores al COVID-19, generando en los tres primeros trimestres tendencias de producción, consumo, importaciones y exportaciones no habituales. Esta anomalía se ha ido diluyendo a lo largo de 2022.

TABLA 1.10 PRODUCCIÓN BRUTA DE LAS REFINERÍAS EN ESPAÑA EN 2021 Y 2022

	2021			2022		
	kt	$\Delta 21-20$	%	kt	$\Delta 22-21$	%
Gases licuados del petróleo	1.240	34,8 %	2,1 %	1.135	-8,5 %	1,8 %
Gasolinas	9.668	23,6 %	16,6 %	9.879	2,2 %	15,9 %
Querosenos	8.694	8,8 %	14,9 %	9.581	10,2 %	15,4 %
Gasóleos	24.306	-0,3 %	41,8 %	26.154	7,6 %	42,1 %
Fuelóleos	2.645	8,3 %	4,5 %	3.643	37,7 %	5,9 %
Otros productos (*)	11.624	-5,1%	20,0 %	11.735	1,0%	18,9 %
Total	58.177	4,2 %	100,0 %	62.127	6,8 %	100,00 %

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

1.3. ENERGÍA FINAL

La serie española de la energía final se calcula como la suma de los siguientes conceptos del balance: consumo no energético final, más consumo final de energía, más el consumo de aviación internacional, más el consumo en el sector de transformación en los altos hornos, menos el consumo de calor ambiente de las bombas de calor.

Esta metodología de cálculo difiere en la actualidad con la metodología de cálculo del consumo de energía final denominado FEC (Europe 2020-2030) definido por la Comisión, ya que este contabiliza también el consumo como soporte energético a los procesos de transformación en los altos hornos.²

1.3.1. Consumo de energía final

El consumo de energía final en 2021 experimentó un aumento del 7,8% con respecto a 2020, hasta un total de 85.602 ktep. De este total, 80.205 ktep correspondieron a usos energéticos, y 5.397 ktep correspondieron a usos no energéticos. Las principales causas de este aumento fueron el incremento del consumo final de productos petrolíferos, gas natural y electricidad fruto de la recuperación económica tras el efecto que el COVID19 tuvo en la demanda final de 2020.

² Históricamente esta diferencia anual se sitúa entre los 100 y 150 ktep a favor de la energía final según la metodología de la Comisión Europea.

1. Estructura energética de España

Por fuentes de energía, el consumo final de carbón creció hasta 1.258 ktep por el incremento de su consumo en el sector de la siderurgia. Los productos petrolíferos experimentaron un notable aumento del 10,5%, superado el efecto del COVID-19 en el sector transporte, hasta los 43.604 ktep. El gas natural, por su parte, vio aumentado su consumo hasta los 15.329 ktep, un 7,7% superior respecto al consumo de 2020, en línea con el crecimiento económico y de la demanda energética final del país.

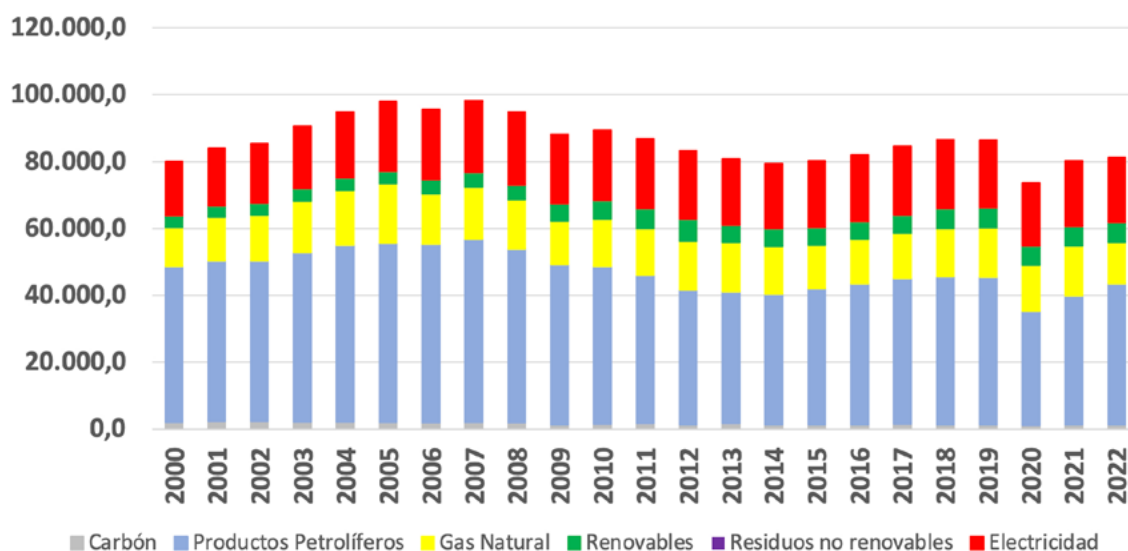
Las energías renovables para uso final se incrementaron en un 1,1% en 2021, impulsadas fundamentalmente por el uso de la biomasa, que experimentó un crecimiento del 1,8%.

En 2022, el consumo de energía final apenas subió un 0,6%, hasta un total de 86.132 ktep. De este total, 81.086 ktep correspondieron a usos energéticos, y 5.045 ktep correspondieron a usos no energéticos. La principal causa fue el incremento del consumo final de productos petrolíferos en el transporte, que superó ampliamente el notable retroceso del consumo de gas natural, especialmente en el sector industrial.

Por fuentes de energía, el consumo final de carbón prácticamente se mantuvo estable con 1.252 ktep. Los productos petrolíferos crecieron hasta 42.193 ktep (+9,2%) debido al transporte, mientras que electricidad y gas natural redujeron su consumo a 12.470 ktep (-16,5%) y 19.292 ktep (-1,5%) respectivamente.

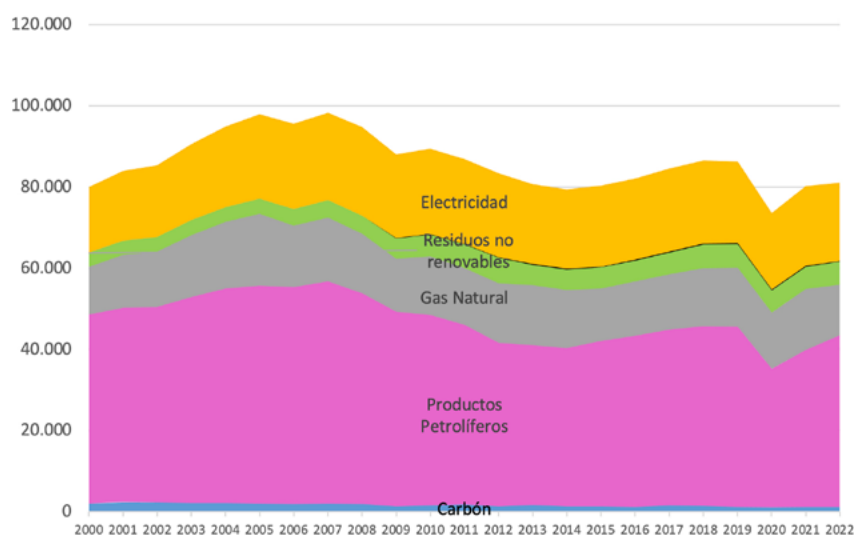
Las energías renovables para uso final se incrementaron en un 1,6% en 2022, impulsadas fundamentalmente por el uso de la biomasa, que experimentó un crecimiento del 2,9%.

FIGURA 1.13. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2000-2022.



Consumo de energía final excluyendo usos no energéticos.

En 2021 el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, aumentó un 8,9%, mientras que en 2022 creció un 1,1%. En la figura 1.13 se puede apreciar cómo el COVID-19 redujo su consumo final en 2020 lo cual explica esta recuperación paulatina en los valores de consumo final en los siguientes dos años.

FIGURA 1.14. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS.**TABLA 1.11. 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	%
2001	84044	2310	2,7%	47961	57,1%	13009	15,5%	3485	4,1%	17279	20,6%
2002	85366	2307	2,7%	48100	56,3%	13696	16,0%	3592	4,2%	17671	20,7%
2003	90590	2141	2,4%	50737	56,0%	15322	16,9%	3654	4,0%	18736	20,7%
2004	94915	2161	2,3%	52866	55,7%	16372	17,2%	3683	3,9%	19834	20,9%
2005	97972	2012	2,1%	53694	54,8%	17653	18,0%	3785	3,9%	20827	21,3%
2006	95679	1854	1,9%	53500	55,9%	15164	15,8%	3998	4,2%	21163	22,1%
2007	98330	2011	2,0%	54772	55,7%	15711	16,0%	4273	4,3%	21564	21,9%
2008	94864	1866	2,0%	51977	54,8%	14684	15,5%	4403	4,6%	21934	23,1%
2009	88040	1332	1,5%	47975	54,5%	13008	14,8%	5107	5,8%	20617	23,4%
2010	89434	1493	1,7%	47028	52,6%	14353	16,0%	5511	6,2%	21049	23,5%
2011	86910	1750	2,0%	44239	50,9%	14006	16,1%	5977	6,9%	20938	24,1%
2012	83387	1345	1,6%	40290	48,3%	14639	17,6%	6455	7,7%	20658	24,8%
2013	80791	1629	2,0%	39398	48,8%	14792	18,3%	5187	6,4%	19784	24,5%
2014	79395	1340	1,7%	38984	49,1%	14301	18,0%	5260	6,6%	19510	24,6%
2015	80340	1355	1,7%	40677	50,6%	12919	16,1%	5438	6,8%	19952	24,8%
2016	82075	1253	1,5%	42148	51,4%	13364	16,3%	5317	6,5%	19993	24,4%
2017	84610	1524	1,8%	43387	51,3%	13569	16,0%	5572	6,6%	20559	24,3%
2018	86571	1394	1,6%	44315	51,2%	14329	16,6%	6029	7,0%	20504	23,7%
2019	86339	1233	1,4%	44372	51,4%	14456	16,7%	6112	7,1%	20166	23,4%
2020	73632	1089	1,5%	34132	46,4%	13819	18,8%	5704	7,7%	18887	25,7%
2021	80205	1258	1,6%	38632	48,2%	14938	18,6%	5783	7,2%	19594	24,4%
2022	81086	1252	1,5%	42193	52,0%	12479	15,4%	5658	7,0%	19292	23,8%

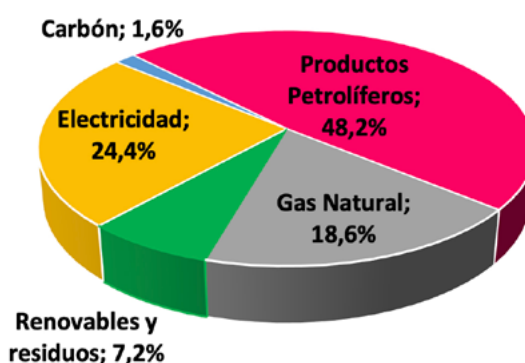
1. Estructura energética de España

La estructura de la demanda de energía final por fuentes de energía se encontró dominada por los combustibles fósiles –productos petrolíferos, carbón y gas natural–, que en conjunto cubrieron en torno al 68% de la demanda– sin tener en cuenta su aporte en la generación de la electricidad consumida posteriormente como energía final.

En 2021, tras el efecto del COVID-19 en el transporte, los productos petrolíferos, con 38.632 ktep, representaron el 48,2% de la demanda, en estrecha correspondencia con el peso del transporte en la misma. El consumo final de carbón creció de la mano de la actividad de las coquerías y altos hornos, ya que la producción en el sector siderúrgico español superó en 2021 valores de 2019. El gas natural también vio incrementado su consumo hasta los 14.938 ktep, como consecuencia de la recuperación de la actividad económica industrial en 2021.

Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, la empleada para producir electricidad, registraron un aumento del 1,1% en 2021, aunque su presencia porcentual en la energía final fue menor que en 2020 debido a la recuperación del consumo en el transporte, que sigue siendo mayoritariamente de origen fósil pese a la creciente presencia de biocarburantes.

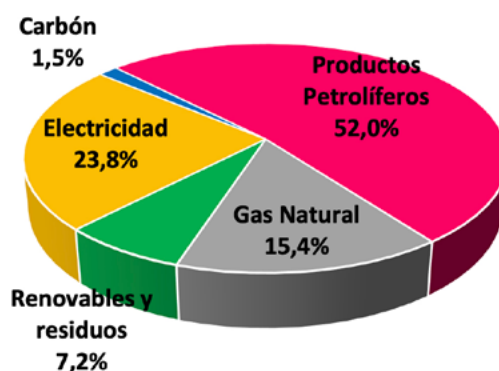
FIGURA 1.15. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2021. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS.



En 2022, productos petrolíferos, con 42.193 ktep, representaron el 52,0% de la demanda, en estrecha correspondencia con el peso del transporte en la misma. Mientras el consumo del carbón se mantuvo estable, el retroceso de la actividad industrial arrastró los consumos de gas natural (12.479 ktep) y electricidad (19.292 ktep).

Las energías renovables para uso final- sin contar, por tanto, la empleada para producir electricidad - registraron un aumento del 1,6% en 2022, aunque su presencia porcentual en la energía final fue apenas superior a 2021 (7,0%).

FIGURA 1.16. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2022. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS.



Consumo de energía final para usos no energéticos

Por fuentes de energía, para usos no energéticos, los productos petrolíferos descendieron un 6,9%, hasta un valor de 4.972 ktep en 2021, suponiendo el 92,1% del consumo final total para usos no energéticos y el 5,8% respecto al consumo final total, incluyendo tanto usos energéticos como no energéticos. En 2022 este valor bajó aún más, hasta 4.382 ktep, siendo el 5,1% del consumo final total.

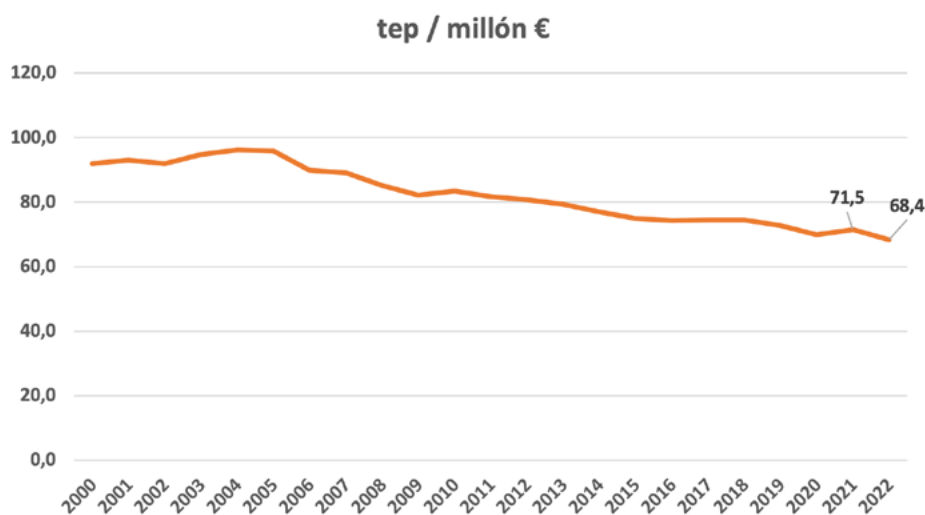
El consumo para usos no energéticos de gas natural – vinculado a la industria química –, por su parte, descendió en 2021 un 11,9% respecto a 2020 (392 ktep) suponiendo el 7,3% del consumo final total para usos no energéticos. Sin embargo, en 2022 se reportó un crecimiento del consumo hasta los 626 ktep en los sectores químico y petroquímico.

Finalmente, en 2021 el consumo final de carbón aumentó de 18 ktep a 33 ktep, subiendo a 37 ktep en 2022.

1.3.2. 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. La diferencia en la variación interanual del consumo de energía primaria y final explica la diferencia de magnitudes en el crecimiento registrado por ambas intensidades.

FIGURA 1.17: INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA, 2000-2022.



FUENTE: MITERD. Usos no energéticos excluidos

1.4. ANÁLISIS SECTORIAL DEL CONSUMO Y DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL

El análisis en términos de energía final, Figura 1.18, permite observar una tendencia similar a la de la energía primaria, mostrando las mismas singularidades en su evolución. En 2021, el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, ha registrado un incremento del 8,7%, en un escenario marcado por la progresiva normalización³ y recuperación de la actividad económica tras el fuerte impacto sufrido en 2020 bajo el efecto de la pandemia causada por el COVID-19. Este repunte del consumo energético ocurre en respuesta a la reactivación económica de la que España no ha sido una excepción. A escala global, esta recuperación de la demanda ha sido uno de los detonantes de la inflación y del encarecimiento de la energía a lo largo del 2021, que ha ido de la mano de una alteración de las cadenas de suministro de materias primas, esenciales para la producción económica.

Todas las fuentes energéticas han contribuido al aumento del consumo en 2021, destacando los productos petrolíferos (+13,0%) con un peso del 48,6% en la demanda energética total. Le siguen en orden de magnitud el carbón (+10,2%), el gas natural (+8,1%), la electricidad (+3,7%) y las energías renovables (+2,6%). A pesar del incremento de la demanda del carbón, su impacto sobre el consumo total es escaso dada su reducida aportación (0,6%) a la demanda total.

En contraste con lo anterior, en 2022 la demanda de energía final muestra una tendencia a la estabilización con un ligero retroceso del 0,9%. Esta situación se produce en un contexto en el que la economía española ha mantenido su senda de crecimiento, si bien acompañada por la incertidumbre provocada por la invasión rusa de Ucrania, reforzándose la crisis energética e inflacionista iniciada en 2021. Esto ha supuesto una aceleración de los precios energéticos debido a la reducción de las importaciones rusas de productos energéticos, lo que ha llevado a la necesidad de adoptar medidas en materia energética, entre las que cabe destacar el Plan Seguridad Energética (+SE)⁴, la aprobación del tope de gas (también llamado excepción ibérica)⁵, y el Plan de choque de ahorro y gestión energética en climatización⁶.

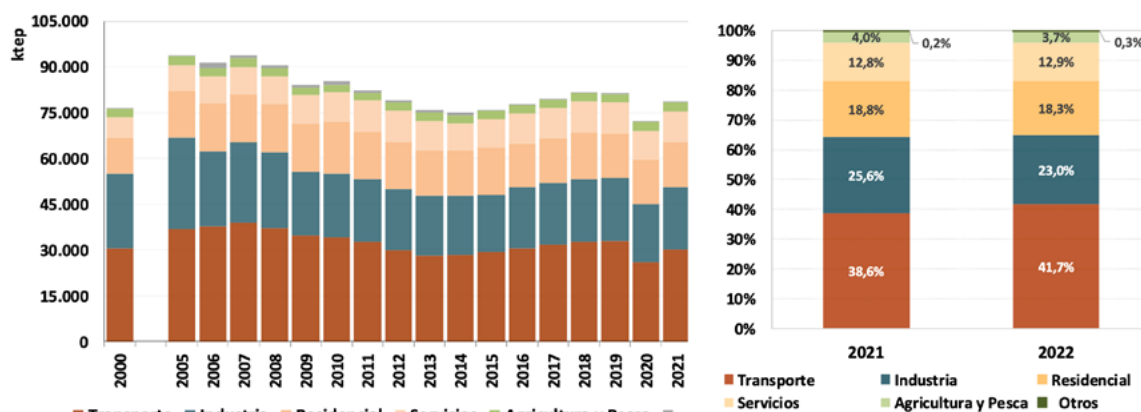
³ El 9 de mayo de 2021 se dio por finalizado el estado de alarma que había sido aprobado por el Real Decreto 926/2020 de 25 de octubre, Real Decreto 926/2020, de 25 de octubre, por el que se declara el estado de alarma para contener la propagación de infecciones causadas por el SARS-CoV-2.

⁴ El Plan +SE, aprobado en Consejo de Ministros el 11 de octubre de 2022, tiene entre sus objetivos aumentar la protección de la población frente a la crisis de precios provocada por la guerra en Ucrania, para lo cual se tratará de reducir el consumo de gas del país entre un 5,1% y un 13,5%, y de mejorar la autonomía energética, entre otros fines.

⁵ Mediante el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista.

⁶ Mediante el Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, se aprueba este Plan entre otras medidas orientadas a la sostenibilidad en el transporte, a la eficiencia energética y a la reducción de la dependencia energética del gas natural.

FIGURA 1.18: CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA, 2000-2022



FUENTE: MITERD/IDAE.

Nota: Usos no energéticos excluidos.

Esta coyuntura explica la caída en 2022 de las demandas del gas natural (-16,5%) y de la electricidad (-1,5%), así como el retroceso en la demanda de los productos petrolíferos, con un crecimiento 8,3 puntos porcentuales inferior a la del año anterior. Únicamente, las demandas del carbón (+13,3%) y de las energías renovables (+3,3%) han crecido respecto al año anterior.

La estructura de la demanda energética se encuentra dominada por la presencia de combustibles de origen fósil, fundamentalmente derivados del petróleo y del gas natural, con dos tercios de la cobertura del consumo. Esto explica la elevada dependencia energética, 70,6% según los datos de 2022, lo que obedece en gran parte a las demandas asociadas al transporte y a la industria.

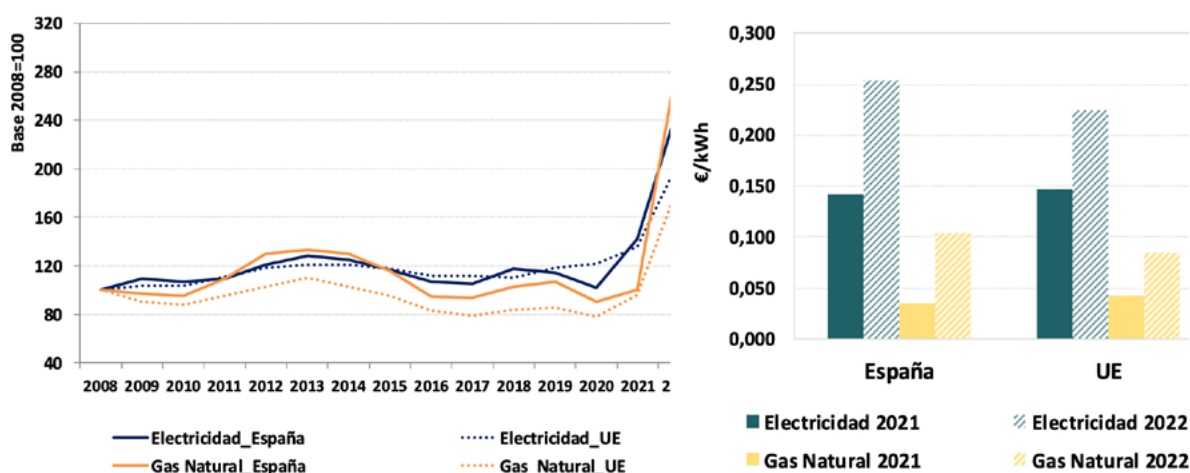
1.4.1. Industria

En 2021 la industria muestra una recuperación tras el estancamiento causado por la pandemia durante el año precedente, que se traduce en un incremento del 6,9% de su consumo energético. Detrás de este incremento se encuentran el gas natural (+8,9%) y la electricidad (+10,1%), que en conjunto representan el 76,9% de la demanda energética de la industria en 2021. En contraste, otros combustibles como los productos petrolíferos y las energías renovables han registrado descensos respectivos en su consumo del 5,7% y 10,5%.

A diferencia de la evolución anterior, en 2022, la industria ha reducido su demanda energética un 10,9%, lo que a su vez representa un retroceso del 5% respecto al nivel registrado en 2020. Este cambio responde principalmente al impacto de la subida generalizada de los precios energéticos causada por la guerra en Ucrania, especialmente visible en el caso del gas natural, donde los precios prácticamente se han triplicado, con incrementos por encima de la electricidad, así como de la media europea, tanto de gas como de electricidad, Figura 1.19.

1. Estructura energética de España

FIGURA 1.19: PRECIOS DEL GAS Y DE LA ELECTRICIDAD DE LOS CONSUMIDORES INDUSTRIALES EN ESPAÑA Y LA UE, 2008-2022



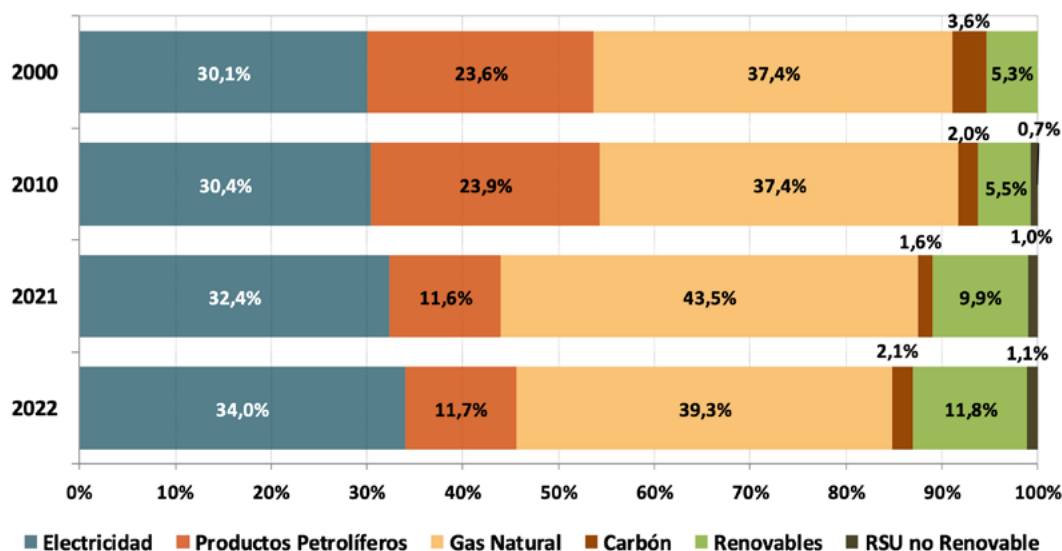
FUENTE: EUROSTAT.

Notas: Media europea referida a UE27; Precios, impuestos incluidos, referidos a un consumidor industrial medio de consumo eléctrico entre 2.000 y 20.000 MWh/año y consumo de gas entre 10.000 y 100.000 GJ/año.

En línea con lo anterior, el gas natural ha sido el combustible más afectado, con una caída de la demanda del 19,5%, que se corresponde con el 77,9% de la caída de la demanda global, lo que se explica en parte por su mayor contribución a la cobertura de las necesidades energéticas de la industria. De igual modo, aunque en menor cuantía, han disminuido las demandas de los productos petrolíferos (-10,3%) y de la electricidad (-6,6%). Ajenos a esta alza de los precios, el carbón y las energías renovables han sido una excepción, con aumentos respectivos del 19,2% y 6,4%.

Esta evolución ha llevado a que, en 2022, la aportación térmica renovable supere a la basada en productos petrolíferos, Figura 1.20. Este incremento de la participación renovable ha sido impulsado en parte por la necesidad de frenar el avance de los precios energéticos y de aumentar con ello la autonomía energética, lo cual ha incentivado un mayor uso de las energías renovables, además de las medidas de ahorro y de eficiencia energética en la industria. Las energías renovables junto con la electricidad han ido ganando relevancia en la estructura de la demanda energética de la industria en detrimento de los productos petrolíferos, que a su vez han perdido peso frente al gas natural. A pesar de la electrificación progresiva de la industria, la tipología de procesos y actividades asociadas a las distintas ramas industriales determina el carácter térmico de la demanda energética industrial.

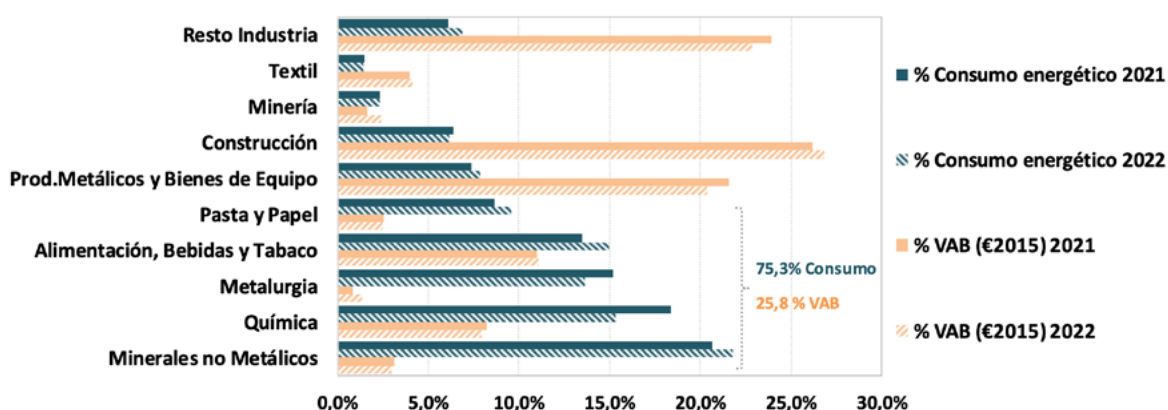
FIGURA 1.20: CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2022



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

A nivel sectorial, Figura 1.21, la industria manufacturera concentra cerca del 92% de la demanda energética, destacando 5 ramas —metalurgia, minerales no metálicos, química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel—, donde se consume el 75,3% de la energía demandada según los datos de 2022. Esto contrasta con su menor aportación al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria, casi 3 veces por debajo (25,8%). Esta diferencia se debe al carácter intensivo de estas ramas, especialmente acusado en el caso de los minerales no metálicos donde el peso de la demanda energética prácticamente septuplica al del VAB.

FIGURA 1.21: CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIAL SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2021-2022



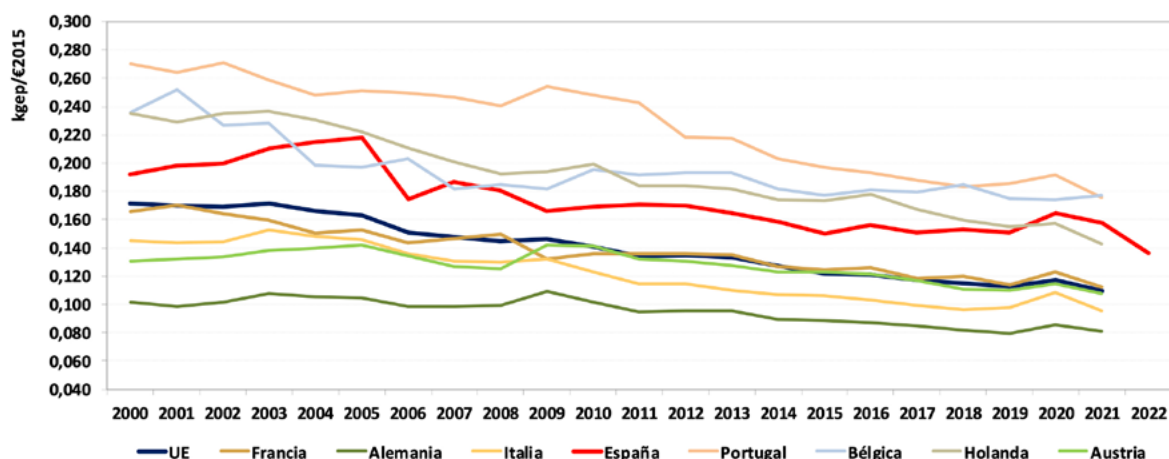
FUENTE: MITERD/IDAE/INE.

1. Estructura energética de España

Notas: Usos no energéticos excluidos; Se excluyen los suministros de energía ambiente al no disponerse de su sectorización.

La composición sectorial de la industria, marcada en gran medida por la presencia de estas industrias energético-intensivas, determina la evolución de las intensidades de la industria. En el caso de la intensidad de la industria manufacturera, la comparativa a nivel europeo permite observar una posición intermedia, aunque por encima de la media europea y de las principales potencias comunitarias como Alemania, Italia, y Francia, Figura 1.22.

FIGURA 1.22: INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



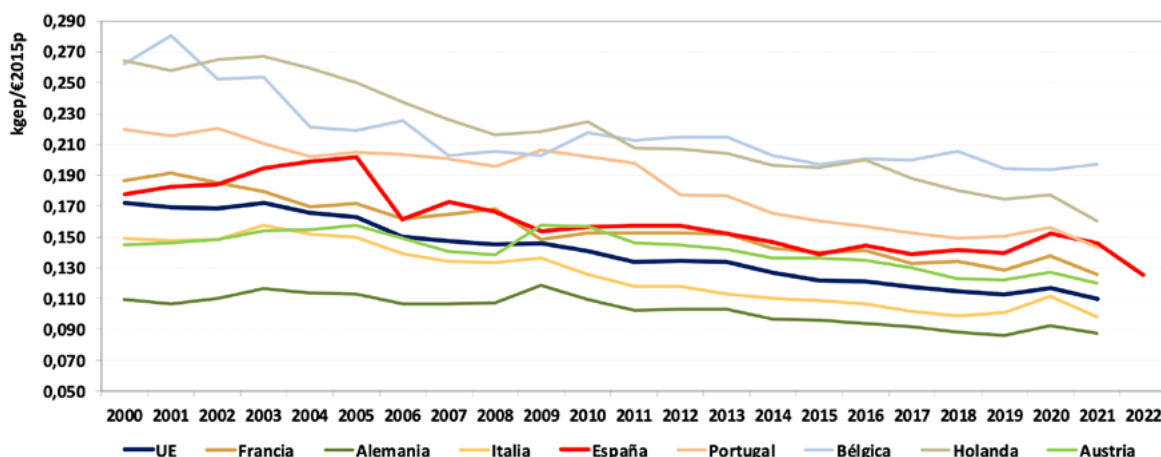
FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

Nota: Media europea referida a UE27.

Una de las causas de la mayor intensidad de la industria manufacturera nacional se encuentra en las diferencias en cuanto a su estructura sectorial con una menor presencia de las ramas menos intensivas como las correspondientes a la maquinaria y a los equipos de transporte con una aportación conjunta del 35,4% al VAB frente al 46,7% de la media europea o el 58,9% de Alemania.

La comparativa europea mejora con el ajuste del indicador a paridad de poder de compra, el cual introduce una corrección sobre las diferencias entre países en cuanto a nivel de precios y poder adquisitivo, posibilitando una comparación más realista de las intensidades. Este ajuste produce un desplazamiento de las intensidades, mejorando el posicionamiento relativo de los países de menor PIB, ocurriendo lo contrario en los países de mayor PIB. En el caso de España, la intensidad ajustada mejora su posición, Figura 1.23, disminuyendo la distancia respecto a la media europea.

FIGURA 1.23: INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

Nota: Media europea referida a UE27.

La intensidad manufacturera en España, en general, ha seguido una tendencia a la baja desde 2005, que se ha mantenido con ciertas interrupciones causadas durante el periodo de recesión económica (2009-2013) y su recuperación posterior a 2014, y más recientemente por la crisis desencadenada por la irrupción de la pandemia del COVID-19. En 2021, tras el empeoramiento registrado bajo el impacto de esta última crisis, la intensidad de la industria manufacturera se ha reducido un 3,9% debido al crecimiento del VAB (+10,4%) por encima del correspondiente al de la demanda energética (+6,1%). Esta evolución ocurre en respuesta a la reactivación económica post-COVID-19, la cual no ha estado exenta de las perturbaciones provocadas por la crisis de abastecimiento de materiales y el auge del precio de las materias primas y de la energía.

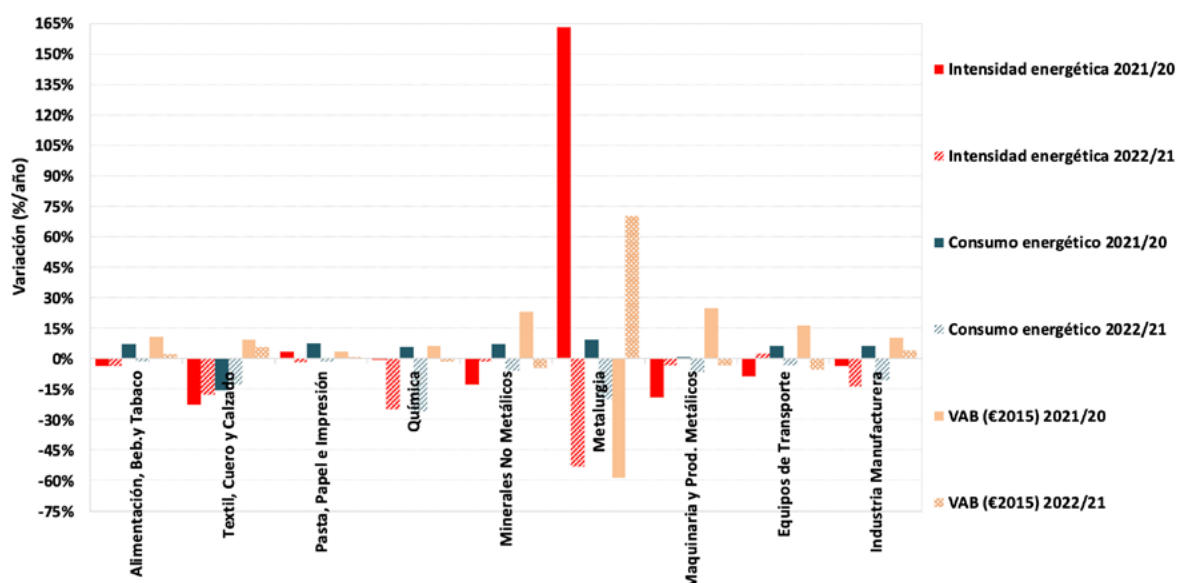
En 2022 ha continuado este descenso de la intensidad, reforzado por la crisis energética derivada de la guerra en Ucrania, lo que ha llevado a la necesaria adopción de medidas para hacer frente a los altos costes y a la dependencia energética, especialmente por parte de las industrias más intensivas en electricidad y gas natural, productos cuya demanda, como ya se ha comentado, ha experimentado una contracción significativa en dicho año. En este contexto, la intensidad ha descendido un 14% como resultado de la bajada abrupta del consumo, en conjunción con el incremento del VAB (+3,9%).

Un análisis más detallado muestra un comportamiento heterogéneo a nivel de las ramas de la industria manufacturera. En 2021, prácticamente todas las ramas de la industria manufacturera presentan una recuperación de su actividad, en términos de VAB, Figura 1.24, lo que ha ido acompañado de un incremento de la demanda energética, pero también de un mejor aprovechamiento de las capacidades productivas de las distintas ramas. Esto último se traslada a una mejora generalizada de las correspondientes intensidades, destacando la evolución de las industrias vinculadas a los minerales no metálicos, la maquinaria, la fabricación de equipos de transporte, la alimentación y la industria textil. Una excepción a esta dinámica han sido las industrias metalúrgica y papelera.

1. Estructura energética de España

La situación en 2022 difiere en cuanto a la caída de la demanda energética en todas las ramas, que, a su vez, presentan un crecimiento más moderado o incluso negativo en sus VAB. Esto último es un reflejo de la combinación de distintos factores como la persistencia de los cuellos de botella en las cadenas de suministro globales y la agudización de la crisis energética provocada por el conflicto en Ucrania. En este clima, todas las ramas, salvo la fabricación de equipos de transporte, han disminuido sus intensidades.

FIGURA 1.24: PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTENSIDAD DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2020-2022

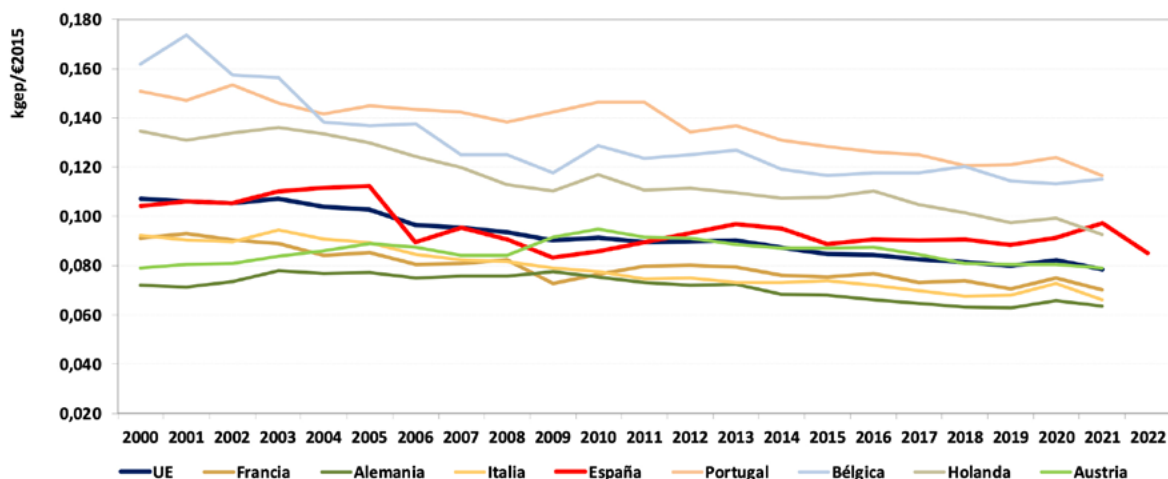


FUENTE: MITERD/IDAE/INE.

La industria en su conjunto, Figura 1.25, presenta un nivel de intensidad inferior al de la industria manufacturera debido al efecto atenuador de la construcción cuya aportación al VAB de la industria cuadruplica el peso de su demanda energética. Esto contribuye a un mayor acercamiento a la intensidad media europea, con quien mantiene una distancia del orden del 12%, situándose por encima. Esta comparativa, al igual que en el caso anterior, mejora con el ajuste a paridad de poder de compra, Figura 1.26, en cuyo caso los indicadores nacional y europeo se encuentran prácticamente al mismo nivel.

El efecto positivo de la construcción sobre la intensidad nacional se ha visto contrarrestado durante las crisis precedentes, incluyendo la última desencadenada por el COVID-19, debido al declive de la actividad constructora, con la consiguiente merma de su valor añadido y de su contribución al VAB de la industria. Esto explica los repuntes de intensidad observados en los periodos señalados a los que se suma el impacto de la industria manufacturera, que a su vez no es indiferente a la evolución de la construcción debido a su efecto de arrastre sobre la demanda de materias primas y productos industriales.

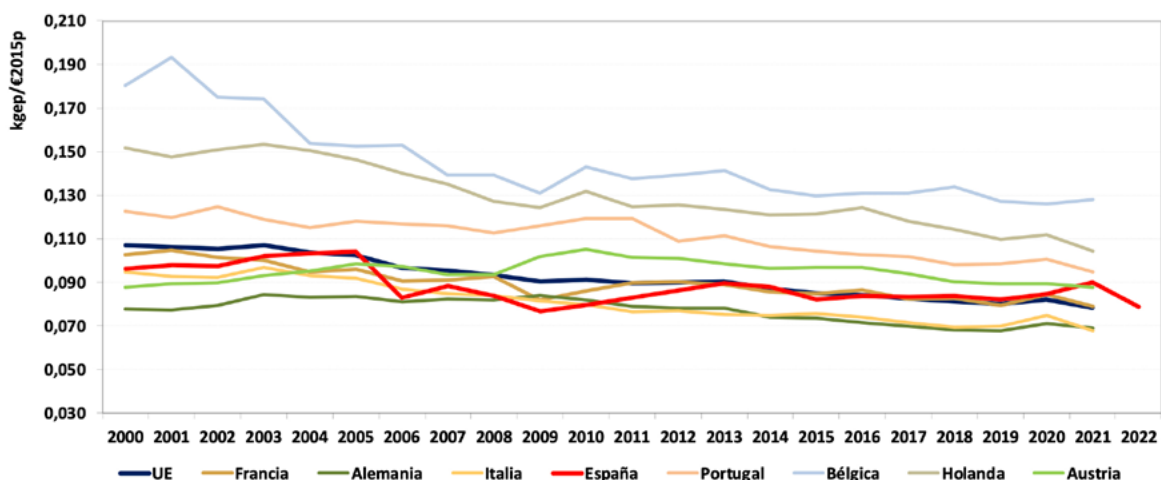
FIGURA 1.25: INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

Nota: Media europea referida a UE27.

FIGURA 1.26: INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA A PARIDAD DE PODER DE COMPRA EN ESPAÑA Y LA UE. 2000-2022



FUENTE: IDAE/ODYSSEE. NOTA: MEDIA EUROPEA REFERIDA A UE27.

En 2021 en el contexto de recuperación post-COVID-19, la intensidad de la industria ha aumentado un 6,6% como resultado del crecimiento del consumo energético (+6,9%) por encima del VAB (+3,3%). A este repunte de la intensidad le sigue una notable mejora del 12,4% en 2022, derivada de la bajada de la demanda, a un ritmo superior (-10,9%) al del incremento (+1,2%) del VAB. En ambos casos, la evolución de la construcción ha sido determinante, especialmente en lo que se refiere al año 2021.

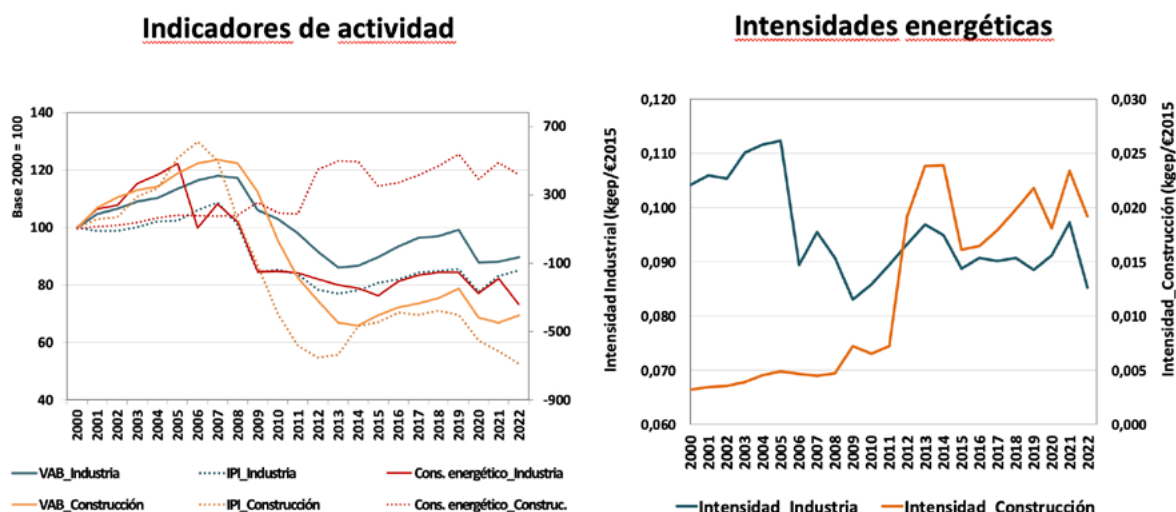
El empeoramiento de la intensidad industrial en 2021 parece apuntar al sector de la construcción, que en 2021 ha continuado la desaceleración iniciada en 2020. Asimismo, el ritmo de construcción de nuevas obras puede haberse visto condicionado negativamente por dificultades en el suministro de algunos materiales de

1. Estructura energética de España

construcción, entre otros factores. Esto se refleja en una caída de su valor añadido (-2,7%) y del IPI (-6,2%), en contraste con el aumento del 25,5% de la demanda energética, Figura 1.27. En estas circunstancias, la intensidad de la construcción ha aumentado en 2021 un 29%, lo que se traslada al aumento de la intensidad industrial en sentido opuesto al de la industria manufacturera.

En sentido opuesto, a pesar de la crisis de suministros y del alza de los precios energéticos, el año 2022 ha supuesto una evolución más favorable para la construcción, especialmente en lo que se refiere a obra civil, con un incremento del 4,1% del VAB de este sector, por encima del 3,9% de la industria manufacturera. A su vez, el consumo energético asociado a la construcción ha retrocedido un 14,4%, con una consiguiente mejora del 17,8% en su intensidad, contribuyendo con ello a la mejora del indicador de la industria global.

FIGURA 1.27: PRINCIPALES INDICADORES DE LAS INTENSIDADES DE LA INDUSTRIA Y DE LA CONSTRUCCIÓN EN ESPAÑA 2000-2022



FUENTE: INE/MITERD/IDAE.

1.4.2. Transporte

Superadas las restricciones impuestas sobre la movilidad y actividades no esenciales como medidas de contención a la propagación del COVID-19, en 2021 se constata una vuelta gradual a la normalidad especialmente en el segundo semestre. Esto ha tenido como resultado una reactivación del transporte, y de la demanda energética correspondiente (+16,5%). Tras este incremento récord, la demanda ha retrocedido 9 puntos porcentuales en 2022, si bien manteniendo un crecimiento positivo del 7%. Esta desaceleración se relaciona con el impacto de la inflación y de los altos precios energéticos sobre los costes del transporte, debido a la situación de incertidumbre generada por la tensión entre Rusia y Ucrania. El transporte sigue siendo el sector de mayor consumo, alcanzando en 2022 el 41,7% de la demanda total, lo que supone una ganancia en su representatividad de 3,1% respecto al 2021.

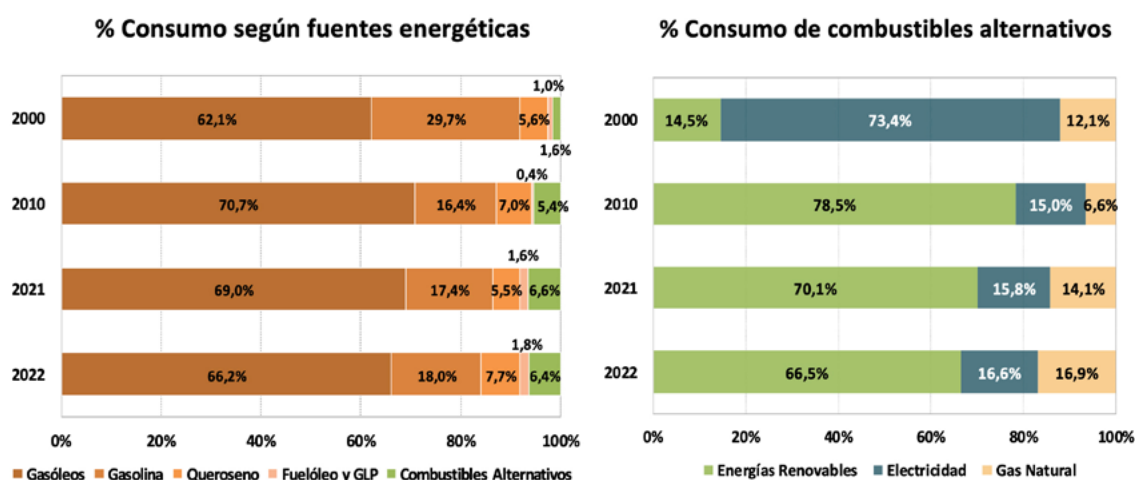
En 2021, el impulso de la demanda proviene principalmente de los productos petrolíferos (+17,4%) con una participación superior al 90% en el consumo del transporte, y en menor medida del gas natural (+34,3%) y de la electricidad (+9,8%). De los productos petrolíferos destaca el aumento en la demanda del queroseno (+73,6%), seguida de la gasolina (+23,2%) y del gasóleo de automoción (+13,1%). Este último combustible es el que más impacto ha tenido en términos absolutos dado su peso (73,8%) en la demanda de los productos petrolíferos, lo que se asocia principalmente a la movilidad en carretera. Las energías renovables, por su parte, se han mantenido prácticamente estabilizadas con un ligero decremento del -0,1%.

En 2022 se repite un patrón similar al del 2021, siendo los productos petrolíferos los que más han empujado la demanda. Todos los combustibles, salvo las energías renovables (-2,0%), han aumentado su consumo, aunque de forma más moderada, con incrementos entre el 7,3% (productos petrolíferos) y el 23,6% (gas natural). La menor demanda de productos petrolíferos en 2022 se debe principalmente al gasóleo, cuya demanda ha retrocedido significativamente frente al año anterior, registrando un incremento 5 veces inferior debido a los altos precios alcanzados por este carburante.

Los combustibles alternativos, cada vez más presentes en el transporte, apenas alcanzan el 7% de la demanda energética total, Figura 1.28. Más del 80% del consumo de combustibles alternativos se concentra en el transporte por carretera, principalmente bajo la forma de biocarburantes, sobre todo el biodiesel que supone el 92% del consumo de estos productos.

En los últimos años están ganando presencia otros combustibles alternativos como el gas natural y la electricidad gracias a la creciente adquisición de vehículos propulsados por este tipo de combustibles. Sin embargo, su representación conjunta no supera el 1,0% de la demanda del transporte por carretera en 2022. En el horizonte 2030 se espera un cambio notable en la estructura de suministro energético del transporte bajo el impulso del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC, 2021-2030, potenciando la electrificación del transporte y el uso de biocarburantes avanzados en coherencia con los objetivos de descarbonización del transporte y neutralidad climática de la economía.

FIGURA 1.28: CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2022



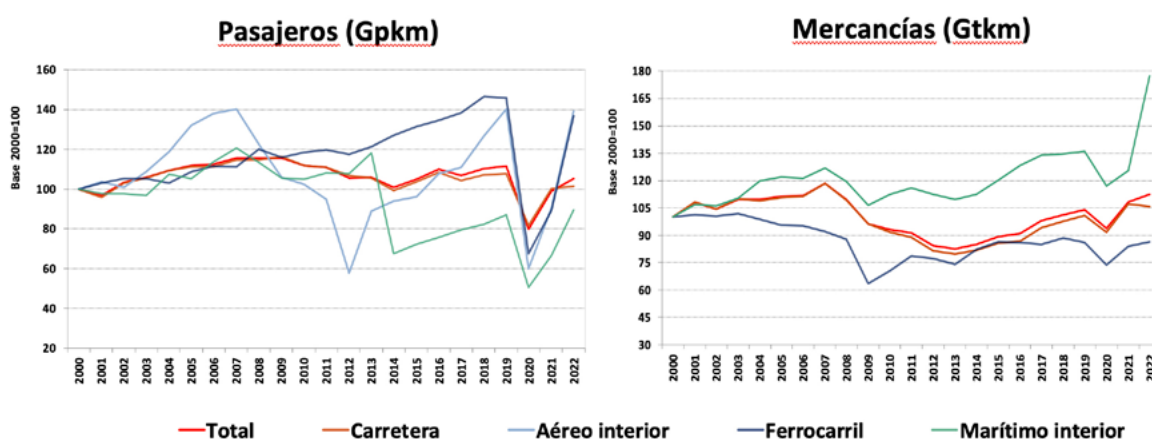
FUENTE: MITERD/IDAE.

Nota: Se excluye el consumo del transporte aéreo internacional.

1. Estructura energética de España

En 2021 se ha registrado una mayor movilidad en todos los modos de transporte, Figura 1.29, en correspondencia con la recuperación de la actividad económica y el levantamiento de las medidas restrictivas implementadas el año anterior para combatir la pandemia tales como el cierre de fronteras y la limitación de los desplazamientos internos de las personas.

FIGURA 1.29: TRÁFICO DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS EN ESPAÑA, 2000-2022

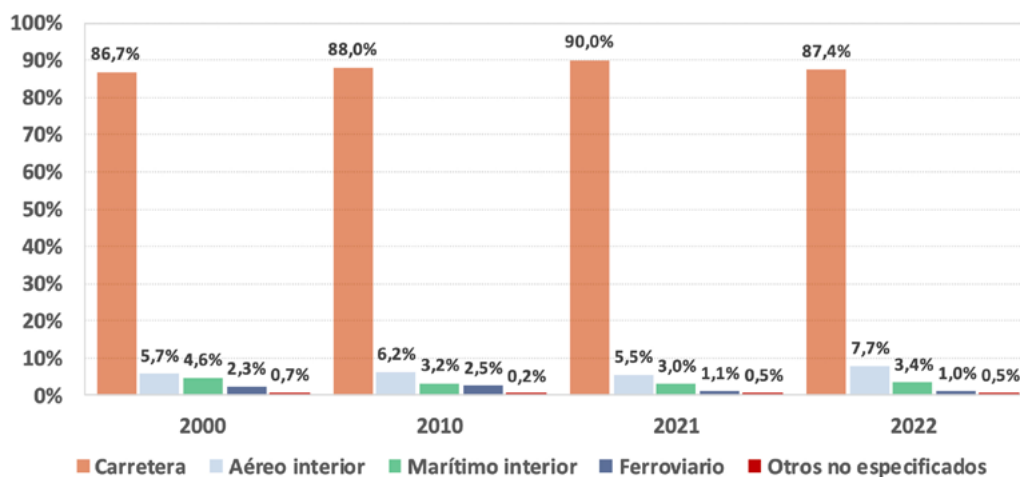


FUENTE: MITERD/MITMA/IDAE/DGT.

Nota: Datos 2022 provisionales. El transporte aéreo de mercancías apenas representa el 0.02% del tráfico interior de mercancías, por lo que no se ha incluido en el gráfico.

En 2021 el aumento de movilidad ha sido especialmente visible en el transporte de mercancías donde prácticamente todos los modos de transporte han recuperado el nivel de actividad pre-COVID-2019, observándose una mayor moderación en el transporte de pasajeros. Como consecuencia, se ha producido una mayor demanda energética, con incrementos que varían entre el 14,4% (carretera) y el 73,4% (aéreo). El 96,5% de este incremento se localiza en el transporte por carretera y el aéreo interior debido a su mayor peso en la demanda del sector, especialmente el transporte por carretera, Figura 1.30, en el que se desarrolla la mayor parte del transporte de mercancías y de pasajeros.

FIGURA 1.30: CONSUMO ENERGÉTICO SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE EN ESPAÑA, 2000-2022



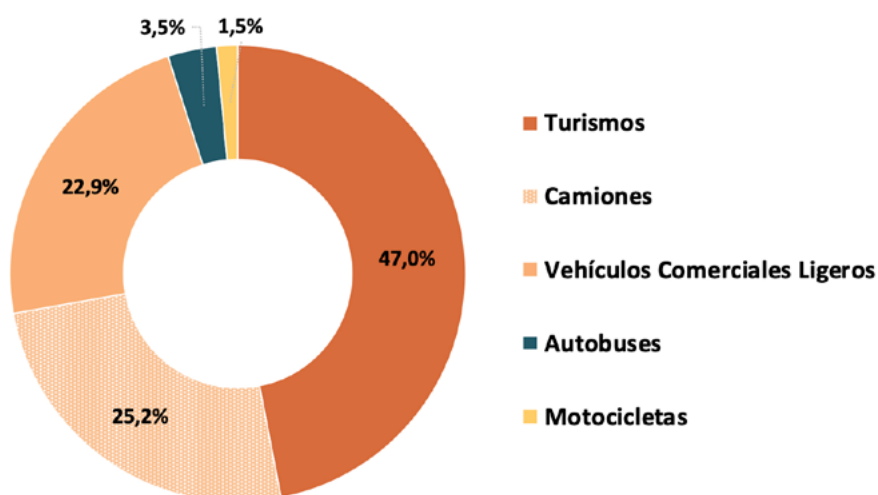
FUENTE: MITERD/IDAE

A diferencia del año anterior, en 2022 el transporte en carretera ha perdido empuje, especialmente el transporte de mercancías, seriamente afectado por la evolución de los precios del gasóleo, lo que ha sido parcialmente aliviado por la bonificación en el precio de este carburante aprobada mediante el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo. A pesar de ello, la actividad ligada al transporte por mercancías ha mostrado un estancamiento respecto al año anterior, que ha supuesto un repliegue en la demanda energética del transporte por carretera, limitándose su crecimiento al 4,0%, más de 3 veces por debajo del año anterior. Los restantes modos de transporte se han visto menos afectados por la coyuntura de precios, manteniendo unos niveles de crecimiento superiores a los del 2021, tanto en términos de actividad como de demanda energética.

A pesar del impacto de las fluctuaciones de los precios energéticos, la carretera es el modo de transporte dominante, con cerca del 90% de todo el consumo del transporte. A más distancia, el siguiente puesto en importancia en el consumo lo ocupa el transporte aéreo nacional con menos del 8% del consumo total. Por su parte, el transporte marítimo interior y el ferroviario mantienen cuotas inferiores al 4%, lo que se debe al menor uso de estos medios de transporte.

El protagonismo del transporte por carretera se explica por el uso de los camiones y de los vehículos ligeros, responsables de más del 80% del transporte de mercancías expresado en toneladas-kilometro y los vehículos privados con un porcentaje similar en el transporte pasajeros, Figura 1.31. El dominio de estos vehículos frente a otros medios más eficientes de transporte como el ferroviario y el transporte público determinan en gran parte el carácter intensivo del transporte nacional, así como la dependencia energética asociada a los productos petrolíferos.

FIGURA 1.31: CONSUMO ENERGÉTICO DEL TRANSPORTE POR CARRETERA SEGÚN TIPOS DE VEHÍCULOS EN ESPAÑA, 2021 (*)



FUENTE: MITERD/IDAE/DGT.

Nota: (*) Datos provisionales.

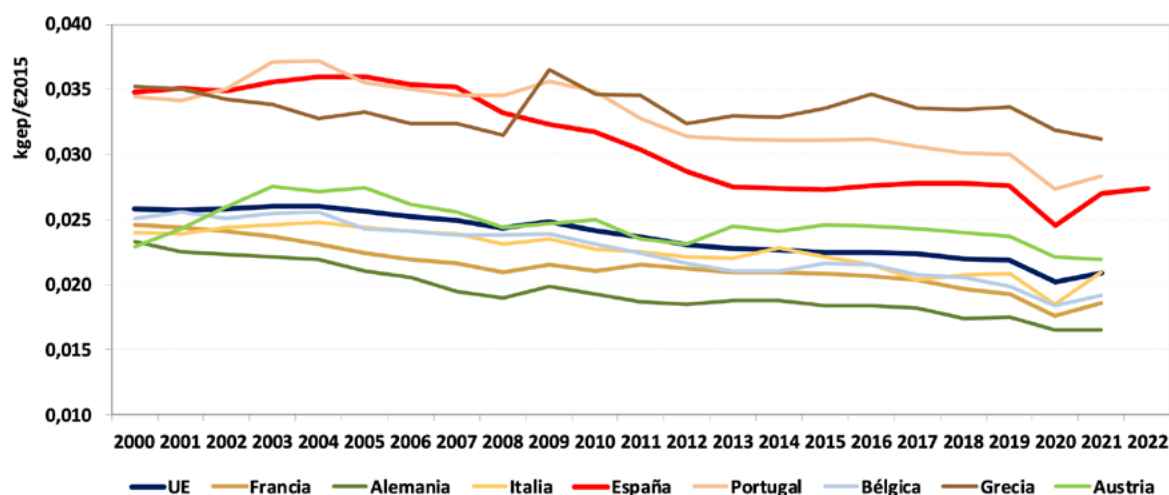
1. Estructura energética de España

La estructura modal del transporte nacional dominada por el protagonismo de la carretera, más intensiva, junto con la antigüedad del parque automovilístico y el escaso desarrollo de la intermodalidad del transporte, entre otras causas, explican el nivel superior de intensidad del transporte en España respecto a la media europea, Figura 1.32, si bien esta distancia se ha ido reduciendo a lo largo de las dos últimas décadas. A ello han contribuido mejoras de eficiencia derivadas de políticas de ahorro y eficiencia energética orientadas al transporte, además de los avances tecnológicos que han propiciado la penetración de modelos de vehículos más eficientes en el mercado, sin olvidar la influencia de otros efectos asociados a cambios estructurales y de actividad provocados por las distintas coyunturas económicas. Con respecto a la renovación del parque automovilístico, cabe destacar que en los últimos años se ha ralentizado debido a la situación derivada de la crisis de suministros que se ha trasladado a la oferta de los vehículos más nuevos y eficientes.

En 2021 se produce un repunte de la intensidad del 9,9% tras una abrupta caída de la intensidad en 2020 como consecuencia del impacto de las medidas de confinamiento y restricción de la movilidad. Este empeoramiento ocurre en reacción a la reactivación de la actividad económica posterior a la pandemia que ha supuesto un crecimiento de la demanda energética del transporte, aunque a un ritmo casi 3 veces superior al experimentado por el Producto Interior Bruto (PIB) del conjunto de la economía (+6%).

En 2022, la intensidad ha seguido empeorando, aunque de forma más acotada, registrando un aumento del 1,4%, debido al crecimiento de la demanda por encima del PIB (+5,5%). Como balance, se puede afirmar que los efectos ligados a la actividad y estructura de la economía en el contexto postpandemia han contrarrestado el efecto positivo de la tecnología sobre la intensidad.

FIGURA 1.32: INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

Nota: Media europea referida a UE27.

1.4.3. Usos diversos

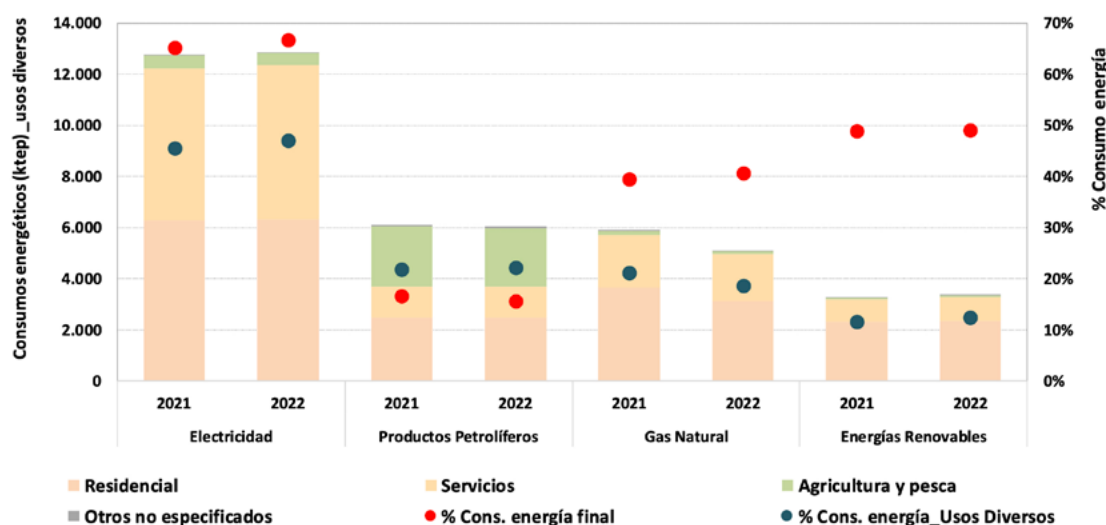
Dentro de la categoría “Usos Diversos” se integran las actividades de los sectores residencial, servicios y agricultura y pesca, cuyo consumo agregado ha ido ganando representatividad en la demanda, posicionándose por encima de la industria desde 2006.

En 2021 el consumo conjunto de estas actividades ha aumentado un 2,5%. Este crecimiento se asocia a la recuperación de la actividad generalizada tras un año marcado por políticas restrictivas de confinamiento, y ocurre principalmente bajo el empuje del sector servicios donde se localiza el 78,8% del incremento. En 2022, se da un reverso en esta evolución, descendiendo el consumo un 2,4%, alcanzando con ello una representación del 35,2% de la demanda global de energía final. Este descenso responde en parte al impacto de la crisis energética y de la subida de los precios de la energía, tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

En 2021, con excepción del carbón todos los productos energéticos han contribuido positivamente al consumo con incrementos que varían desde el 0,6% (electricidad) al 6,0% (gas natural). En contraste, el consumo asociado al carbón, en continuo retroceso, ha disminuido un 12%. En términos absolutos destacan las aportaciones del gas natural y de los productos petrolíferos donde se concentra el 73,2% del aumento observado en la demanda total. En 2022, a diferencia de lo anterior, la caída de la demanda se explica por el gas natural (-13,8%) y los productos petrolíferos (-1,3%), que ha sido compensada parcialmente por las energías renovables (+3,1%) y la electricidad (+0,8%).

La electricidad, cubre cerca de la mitad de la demanda energética del sector “Usos Diversos”, lo que se eleva hasta el 66,6% en el caso de la electricidad, Figura 1.33. En orden de importancia le siguen los productos petrolíferos y el gas natural. Este último combustible ha ido ganando cuota de participación frente a los productos petrolíferos, si bien la coyuntura de precios récord alcanzados por el gas natural en 2022 ha supuesto un ligero retroceso en su cobertura del 21,1% en 2021 al 18,6% en 2022. A más distancia se encuentran las energías renovables, mayoritariamente en forma de productos biomásicos, con una contribución creciente a la demanda de este sector, que en 2022 asciende al 12,3%.

FIGURA 1.33: CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR USOS DIVERSOS SEGÚN SUBSECTORES Y FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2021-2022



FUENTE: MITERD/IDAE.

Notas: Usos no energéticos excluidos; No se incluye el carbón ni los residuos no renovables cuya demanda conjunta asciende en 2022 a 118 ktep, el 0,43% del consumo energético del sector “Usos diversos”.

1. Estructura energética de España

Los edificios, residenciales y no residenciales, constituyen el 88,7% de la demanda del sector “Usos Diversos”, según los datos de 2022, lo que se eleva a 96,2% en el caso de la electricidad. A su vez, representan el 31,3% de la demanda total de energía final. La magnitud de estas cifras justifica la necesidad de actuaciones orientadas a mejorar la eficiencia de los edificios, destacando las medidas de rehabilitación energética por su potencial de mejora dado el volumen de edificios construidos sin cumplir unos requisitos mínimos de eficiencia energética.

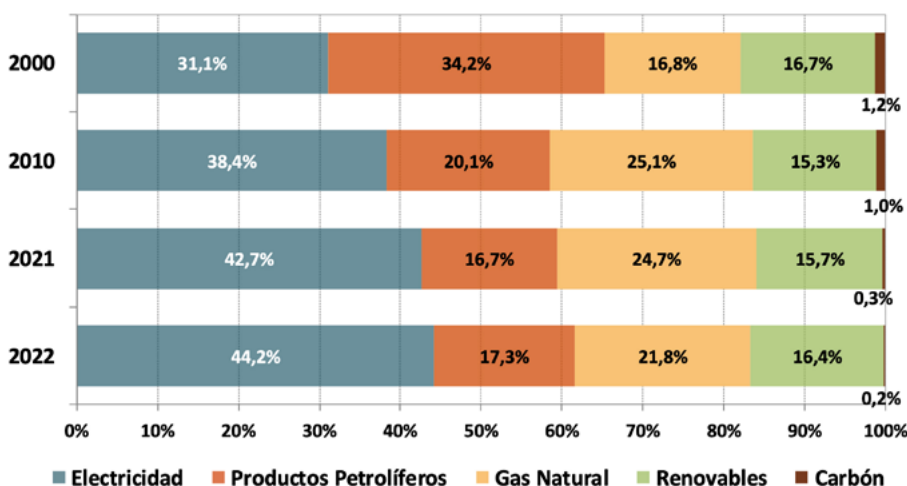
Residencial

Tras el repunte del 2021, el consumo del sector residencial se ha reducido un 3,1% en 2022, lo que obedece a la caída del 14,2% en la demanda del gas natural. Esta caída responde en gran medida al efecto de los precios alcanzados por este combustible tras la guerra de Ucrania. Con excepción del carbón, se han registrado incrementos moderados en las restantes fuentes energéticas, que oscilan entre el 0,3% (productos petrolíferos) y el 1,2% (energías renovables), insuficientes como para contrarrestar el efecto negativo del gas natural, que en 2022 alcanza una participación del 17,3% en la demanda de energía final de este sector.

Parte de la disminución del consumo del gas natural ha sido compensada mediante su sustitución por la electricidad y las energías renovables, que en 2022 han incrementado su participación en la demanda energética de los hogares, Figura 1.34. Estos dos productos energéticos, junto al gas natural, han ido aumentando su contribución a la cobertura de la demanda de los hogares, en detrimento del carbón y de los productos petrolíferos, reduciéndose la aportación de estos últimos a la mitad en las dos últimas décadas, que actualmente se sitúa a un nivel similar al de las energías renovables térmicas.

La estructura de suministro energético de los hogares españoles está caracterizada por el predominio de usos térmicos como la calefacción, ACS y cocina. Estos usos son satisfechos en gran parte con combustibles de origen fósil y en menor cuantía con energías renovables, con unas aportaciones respectivas del 59,2% y el 24,7% según la información disponible del 2022. A pesar de ello, la electricidad empieza a adquirir una presencia creciente en la demanda ligada a estos usos, con una participación del 16,1%, que se espera que vaya en aumento en los próximos años bajo el impulso de las políticas de transición energética y de descarbonización, bajo las cuales los combustibles fósiles irán progresivamente perdiendo peso.

FIGURA 1.34: CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2022



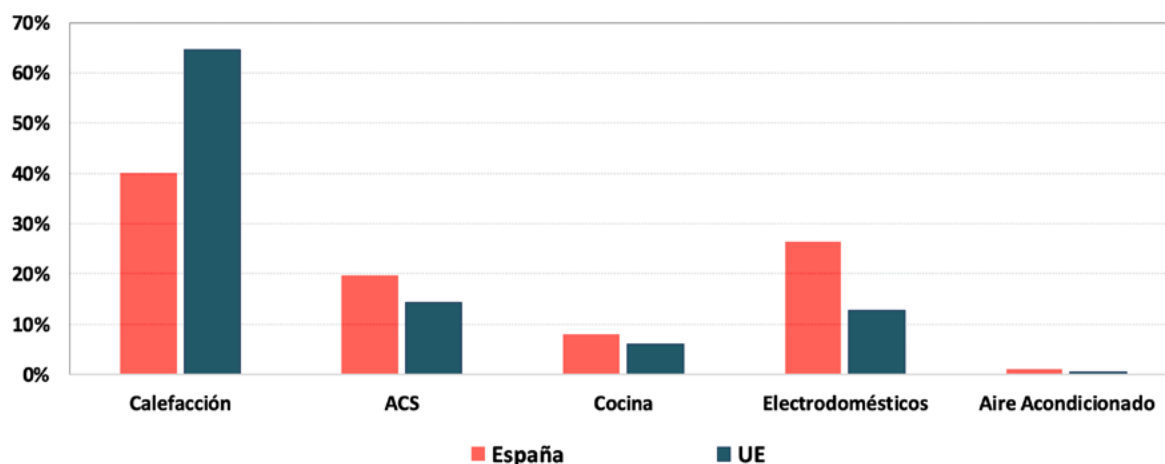
FUENTE: MITERD/IDAE.

Nota: Usos no energéticos excluidos.

La calefacción es el uso más intensivo de los hogares, responsable de cerca del 40% de la demanda, Figura 1.35, lo que implica que la eficiencia de las tecnologías e instalaciones térmicas destinadas a este uso, además del comportamiento asociado al mismo, influyen de manera decisiva sobre la demanda y la intensidad energética del sector residencial. A pesar de la importancia de la calefacción, su representatividad a nivel nacional dista 25 puntos porcentuales por debajo de la media europea debido a la climatología más favorable de España.

El equipamiento electrodoméstico es el segundo uso, tras la calefacción, que tiene mayor impacto sobre la demanda energética del sector residencial (32,5%) - el doble de la media europea -, y el primero en términos de demanda eléctrica (75,5%). Esto se explica por la penetración progresiva del equipamiento electrodoméstico en los hogares impulsada por la digitalización de estos.

FIGURA 1.35: CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN USOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2021



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.

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

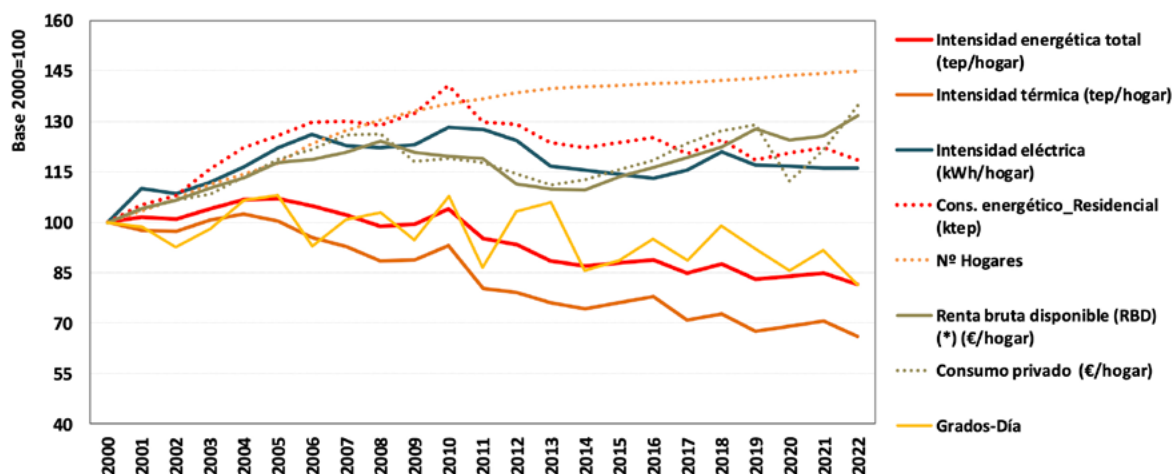
Si bien los usos térmicos dominan la demanda energética de los hogares españoles, la tendencia en cuanto a adquisición de equipamiento electrodoméstico ha llevado a un crecimiento superior del consumo eléctrico medio de los hogares (o intensidad eléctrica), Figura 1.36, a lo largo de los años. A ello se suma el impulso de la calefacción basada en bombas reversibles de calor, la incorporación creciente de las tecnologías TIC, favorecidas por la digitalización de los hogares y más recientemente por la adopción del teletrabajo que, promovida durante la pandemia, representa en la actualidad al 14,0% de las personas ocupadas según datos del INE.

La demanda energética media por hogar (o intensidad energética⁷) sigue un patrón similar al asociado a los usos térmicos dado el peso de estos usos en el consumo total. A partir de 2005 se aprecia una tendencia a la baja, que en el caso de la intensidad eléctrica se inicia en 2010.

⁷ A nivel desagregado, la intensidad global se diferencia en intensidades térmicas y eléctricas según los combustibles consumidos (distintos a la electricidad o no). Las intensidades eléctricas incluyen una parte del consumo eléctrico correspondiente a los usos térmicos de calefacción, refrigeración y ACS.

1. Estructura energética de España

FIGURA 1.36: INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA, 2000-2022

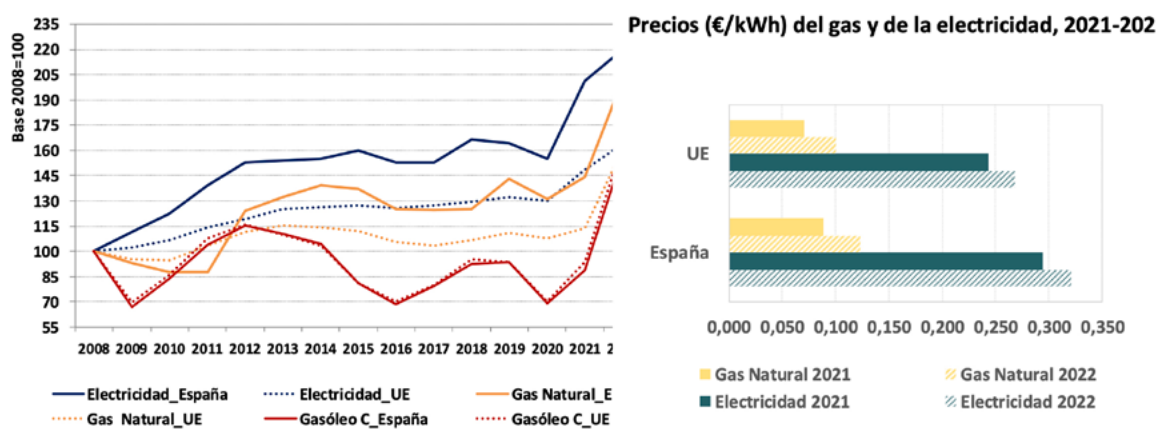


FUENTE: INE/EUROSTAT/MITERD/IDAE.

Notas: Las intensidades de 2022 se han obtenido a partir del número de hogares disponible en la proyección de hogares 2022-2037, publicada por el INE; Los datos de renta y consumo privado corresponden a precios corrientes; (*) Datos provisionales.

Las tendencias seguidas por estos indicadores, en general, se encuentran determinadas por diversos factores entre los cuales cabe citar las características constructivas de las viviendas, el equipamiento disponible, los desarrollos legislativos y tecnológicos que influyen en la eficiencia energética de los edificios y de los equipos consumidores de energía, así como los cambios de coyuntura económica dado su impacto sobre la renta y el poder adquisitivo de los hogares. En relación con lo último destaca el papel desempeñado por los precios energéticos sobre la evolución de la inflación y de la recuperación económica desde la salida de la pandemia. El repunte observado en los precios en 2022 como consecuencia del impacto de las tensiones geopolíticas entre Rusia y Ucrania refuerza la tendencia al alza visible desde 2008, Figura 1.37, con crecimientos superiores a la media europea en el caso de la electricidad y del gas natural.

FIGURA 1.37: PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS HOGARES EN ESPAÑA Y LA UE, 2008-2022



FUENTE: EUROSTAT/BOLETÍN PETROLERO DE LA COMISIÓN EUROPEA.

Notas: Media europea referida a UE27; Precios, impuestos incluidos, referidos a un hogar medio de consumo eléctrico entre 2.500 y 5.000 kWh/año y consumo de gas entre 20 GJ y 200 GJ/año.

En 2021, en el contexto postpandemia, la mejora de la situación económico-financiera de los hogares, propiciada por la prolongación de las condiciones favorables de financiación, ha contribuido a la reactivación de su capacidad de gasto, considerando dentro de su cesta de consumo los bienes energéticos. Dicha recuperación se ha visto afectada por el encarecimiento de la energía, que ha empezado a manifestarse en 2021 como consecuencia del aumento de la demanda de las materias primas energéticas en la fase inicial de la recuperación económica mundial de la pandemia.

En 2022, este encarecimiento se ha agravado debido a la guerra en Ucrania, que como ya se ha comentado, ha acelerado la inflación, afectando a la renta de los hogares, especialmente en el segundo semestre del año. No obstante, el gasto del conjunto de los hogares ha seguido creciendo, en parte a expensas del ahorro acumulado durante la pandemia. Sin embargo, la exposición de los hogares ante la crisis energética ha supuesto un esfuerzo en la contención del gasto y del consumo energético, especialmente visible en relación con el gas natural.

Esta exposición de los hogares ante la crisis energética ha sido parcialmente mitigada gracias a la aprobación de un amplio número de medidas dirigidas a frenar el impacto de la inflación energética y del alza de los precios energéticos sobre los hogares y empresas. Entre estas medidas cabe destacar la creación del mecanismo por el que establece un tope al precio del gas natural utilizado en la producción de la electricidad, limitando con ello el incremento del precio mayorista de la electricidad y su traslación a los hogares dado el alto número de consumidores que disponen de contratos con tarifas reguladas PVPC (Precio Voluntario para el pequeño Consumidor), vinculadas al mercado. La aplicación de este mecanismo podría ayudar a explicar la estabilización en la demanda eléctrica (+0,4%) en 2022 frente a la caída de consumo del gas natural.

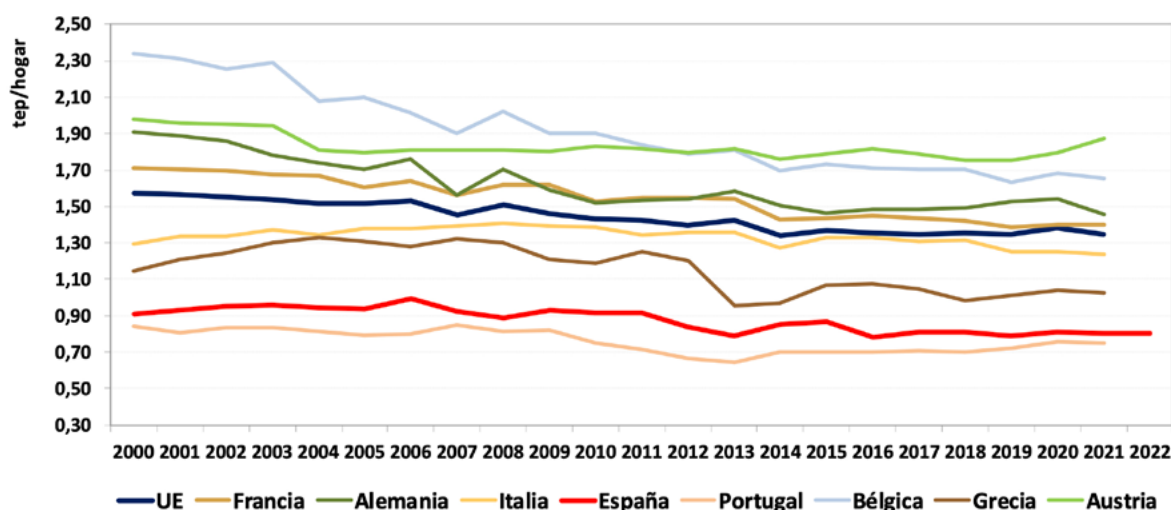
Considerando todo lo anterior, en 2021 la intensidad energética global de los hogares ha registrado un ligero incremento del 1% por debajo del observado en la intensidad térmica (+2%), si bien la intensidad eléctrica se ha mantenido estabilizada con un ligero decremento del 0,4%. El mayor aumento de la intensidad térmica parece estar asociado a las necesidades vinculadas a los usos de ACS y de calefacción, satisfechos en gran parte con el gas natural, cuya demanda ha experimentado mayor incremento en 2021. La climatología podría explicar en parte esta variación dado que el año 2021 ha sido más frío en invierno y menos caluroso en verano que el año precedente. En cuanto a la intensidad eléctrica, su estabilización podría estar relacionada con el repunte de los precios de la electricidad (+29,8%), por encima de los del gas (+10,3%), dando lugar a un efecto disuasorio sobre el consumo eléctrico.

En sentido contrario a la evolución anterior, en 2022 la intensidad térmica ha disminuido un 6,3%, en línea con el descenso de la demanda de gas natural, lo que se debe principalmente al efecto de los precios, a lo que se suma la influencia positiva de la climatología, ya que según AEMET, el año 2022 ha sido el año más cálido desde el comienzo de la serie en 1961. Esto conlleva un menor uso de la calefacción, lo que a su vez supone una menor demanda del gas imputable a este uso, reforzando con ello la caída de la demanda y de la intensidad térmica. Esto se traslada a la intensidad global, con una reducción del 3,7%, más atenuada gracias al efecto moderador de la intensidad eléctrica que ha permanecido prácticamente invariable, con un ligero decremento del 0,1%.

1. Estructura energética de España

La comparativa a nivel europeo de la intensidad energética del sector residencial, Figura 1.38, muestra un paralelismo entre el indicador nacional y la media europea, manteniéndose el primero a una distancia del orden del 40% debido principalmente a diferencias climatológicas. Las temperaturas más suaves de España conllevan una menor necesidad de calefacción y, por tanto, un menor consumo, al igual que en otros países del sur de Europa como Grecia y Portugal.

FIGURA 1.38: INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



FUENTE: IDAE/INE/ODYSSEE.

Nota: Intensidades con corrección climática. Media europea referida a UE27.

Tanto en España como en los países del entorno comunitario se observa una tendencia descendente en la intensidad, reforzada bajo los efectos de la anterior crisis económica. Esta tendencia se mantiene a pesar de las oscilaciones causadas por la reactivación económica posterior a 2014 y más recientemente por la crisis del COVID-19 y su recuperación en 2021 y 2022, en un contexto no exento de perturbaciones como las ya mencionadas.

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, que en conjunto representa el 12,9% del consumo de energía final en 2022 con una aportación al PIB del 70,1%⁸.

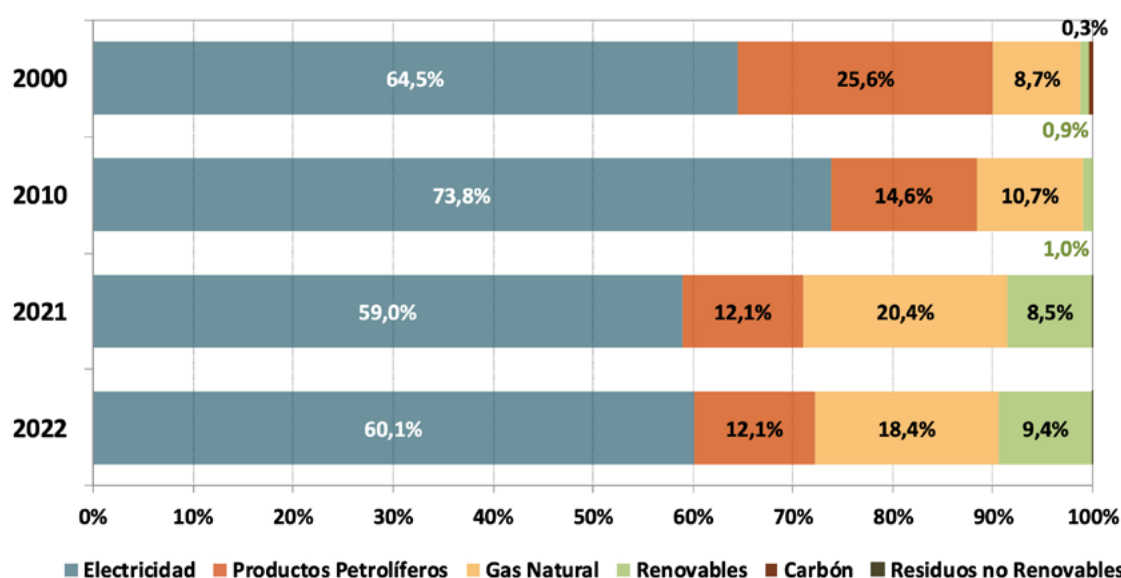
En 2021, año de salida de la pandemia, el consumo energético de este sector ha aumentado un 5,5%, a lo que han contribuido todos los productos energéticos con incrementos que oscilan entre el 2,8% (electricidad) y el 11,5% (energías renovables). Cerca del 60% del aumento del consumo registrado en 2021 proviene de la electricidad y del gas natural, que conjuntamente aportan cerca del 80% de la demanda del sector servicios, Figura 1.39.

⁸ Porcentaje referido al PIB total expresado en moneda constante de 2015.

En 2022, se constata un estancamiento en la demanda con una ligera reducción del 0,2%, lo cual responde principalmente a una reacción ante la elevada subida de los precios del gas natural, reforzada por el Plan de Choque de Ahorro y Gestión Energética en Climatización, aprobado con el objetivo de reducir el consumo de energía en edificios administrativos, recintos públicos y comercios. Como consecuencia a lo anterior, se ha registrado una disminución del 10,3% en el consumo del gas natural, lo que a su vez ha ido acompañado de cierta contracción (-0,4%) en la demanda de los productos petrolíferos. A pesar del impacto del crecimiento de los precios de la electricidad, el consumo asociado a este suministro se ha incrementado en un 1,8%. Por otra parte, las energías renovables han visto aumentar su demanda en un 10,3%, lo que constituye una prueba de los esfuerzos acometidos por parte de los sectores productivos por diversificar sus suministros energéticos y hacer frente a la crisis energética intensificada en 2022 por la invasión rusa en Ucrania.

La estructura de la demanda del sector servicios se encuentra claramente dominada por la electricidad, si bien desde 2010 se constata un cierto retroceso en su representatividad.

FIGURA 1.39: CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2022



FUENTE: MITERD/IDAE.

Nota: Usos no energéticos excluidos; El consumo de residuos no renovables en 2022 asciende a 7,2 ktep, el 0,1% del consumo del sector servicios.

Esta circunstancia puede guardar relación con el incremento progresivo de los precios de la electricidad desde 2008, de gran impacto sobre los costes de las actividades ligadas a este sector. Más recientemente, un factor explicativo adicional es la digitalización, impulsada durante la pandemia, que facilita la expansión del teletrabajo en actividades vinculadas especialmente al sector de las oficinas donde se concentra una parte considerable de la demanda energética y eléctrica.

En lo que se refiere al gas natural y a las energías renovables, su cuota de participación en la demanda energética del sector ha ido ganando peso, mientras que los productos petrolíferos, en progresivo descenso, han redu-

1. Estructura energética de España

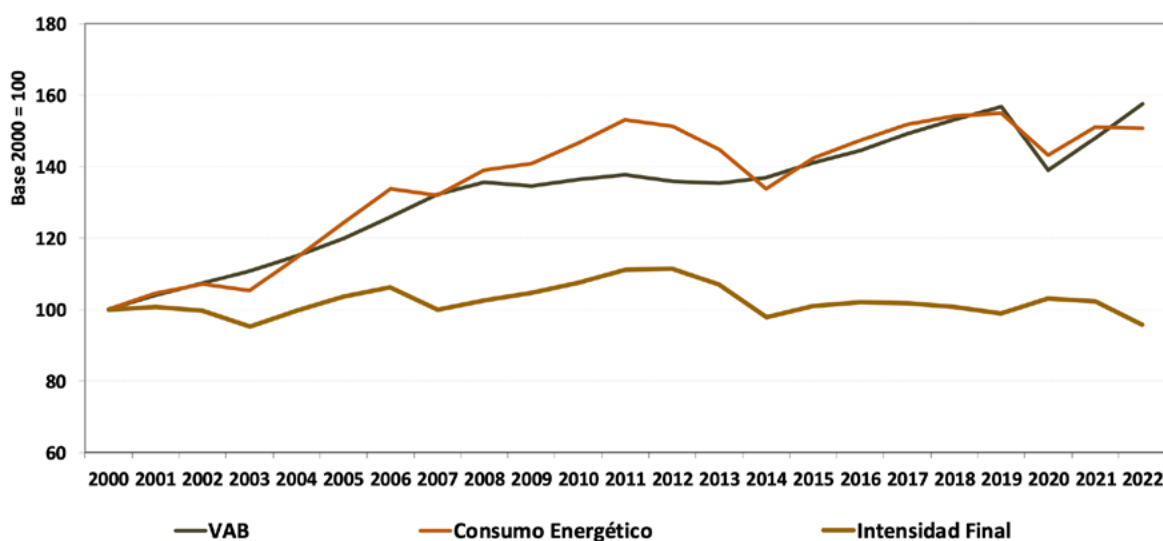
cido su aportación, actualmente por debajo del gas natural, a menos de 3 puntos porcentuales por encima de las energías renovables. Es previsible que las energías renovables vayan cobrando mayor protagonismo en el contexto actual marcado por la transición energética.

El sector servicios fue uno de los más castigados por la crisis sanitaria desencadenada en 2020 dada la tipología de sus actividades, con una considerable componente de interacción social. En 2021, en un clima de recuperación económica, especialmente en el segundo semestre, propiciado por la mejoría en la evolución de la pandemia y el alto grado de vacunación, se ha producido la reapertura de prácticamente todas las actividades del sector servicios, lo que ha supuesto un aumento del 6,4% del Valor Añadido Bruto (VAB) del sector servicios. A ello han contribuido principalmente las ramas de la hostelería y restauración, del comercio y de las oficinas. Estas ramas concentran más del 70% del consumo de todo el sector, por lo cual, a ellas se debe el repunte observado en el consumo.

En 2022 ha continuado afianzándose la recuperación del sector, especialmente en las ramas antes mencionadas. Este dinamismo ha llevado a recuperar el nivel de actividad previo a la pandemia en gran parte de las ramas del sector servicios, contribuyendo con ello a un nuevo incremento del VAB del 6,5%. Esta consolidación de la actividad a nivel de las distintas ramas, en general, no ha ido acompañada de una mayor demanda energética, como ya se ha comentado con anterioridad por las razones expuestas. En la mayor parte de las ramas se ha producido un descenso del consumo, salvo en las oficinas y en la hostelería en los que la demanda ha crecido ligeramente por encima del 1%.

En estas circunstancias, la intensidad energética del sector servicios en 2021 se ha mantenido estabilizada con una ligera disminución del 0,9%, seguida de una mejora más pronunciada del 6,3% en 2022, que responde al crecimiento del VAB (+6,5%) en sentido contrario al de la demanda energética (-0,2%), Figura 1.40.

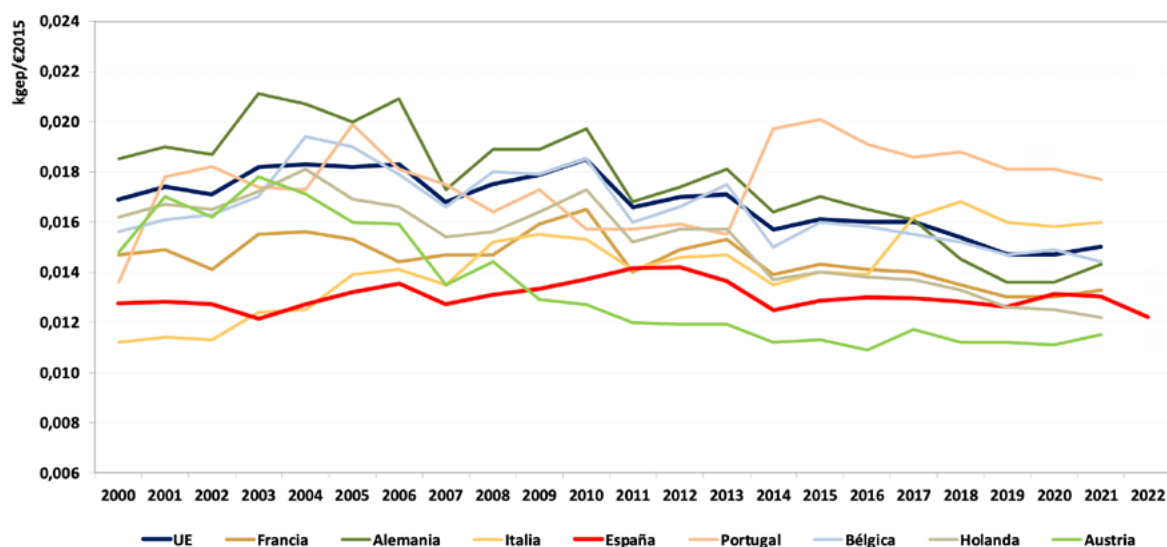
FIGURA 1.40: INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA, 2000-2022



FUENTE: INE/MITERD/IDAE

La intensidad energética del sector servicios en España presenta un nivel inferior al de la media europea, Figura 1.41, si bien la distancia entre ambos indicadores ha ido acortándose progresivamente dado el mayor crecimiento relativo registrado en España hasta 2011. Desde entonces, se inicia un cambio de tendencia en línea con la evolución del indicador europeo.

FIGURA 1.41: INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



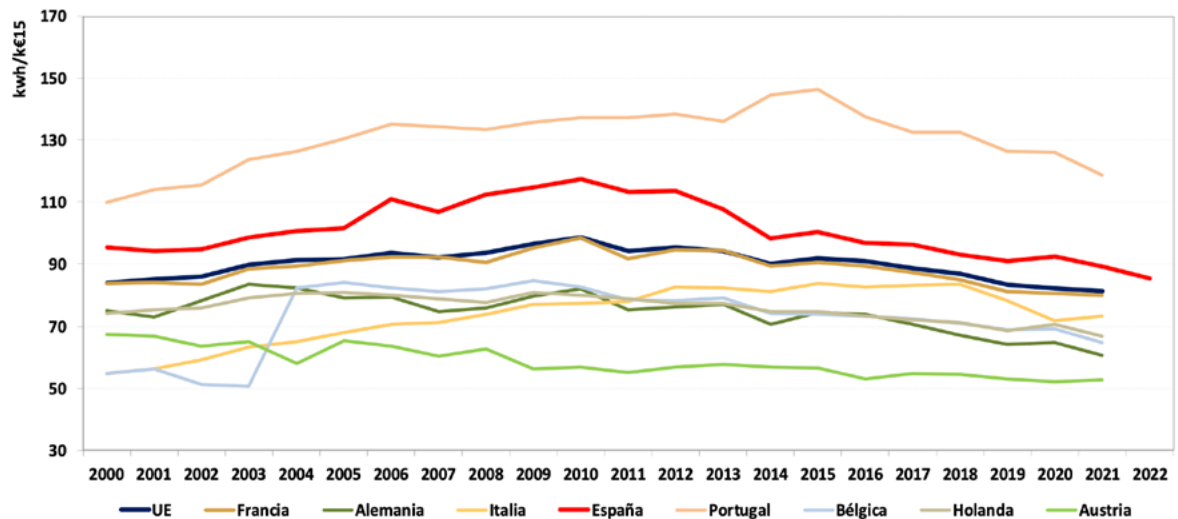
FUENTE: IDAE/ODYSSEE.
Media europea referida a UE27.

A diferencia de la intensidad global, la intensidad eléctrica del sector servicios en España, Figura 1.42, ha experimentado un mayor crecimiento, a una tasa 3 veces superior (+2,1%/año) en el periodo 2000-2010, situándose además por encima de la media europea. Esto último se asocia al peso superior de la electricidad en la cobertura de las necesidades del sector en España, del orden de 12 puntos porcentuales por encima de la media europea. A partir de 2010 ha habido una convergencia entre los indicadores nacional y europeo, con tendencia descendente en ambos casos, bajo los efectos combinados de la anterior crisis económica y precios al alza de la energía. A esto se suman mejoras tecnológicas y de eficiencia introducidas en el equipamiento eléctrico utilizado principalmente en los sectores más consumidores (oficinas, comercio y hostelería), unido a sistemas de gestión del consumo.

En 2021 la intensidad eléctrica nacional ha disminuido un 3,4%, por encima de la mejora registrada en la intensidad global. En 2022 se ha reforzado esta tendencia a la baja de la intensidad eléctrica, con un decremento del 4,4%, inferior en esta ocasión al de la intensidad global, cuyo progreso ha estado determinado por la evolución de la demanda térmica. Tanto en 2021 como en 2022, la mejora de la intensidad eléctrica obedece al menor crecimiento de la demanda eléctrica respecto al del VAB.

1. Estructura energética de España

FIGURA 1.42: INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2022



FUENTE: IDAE/ODYSSEE.
Media europea referida a UE27.

1.5. PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICAS POR SECTOR

1.5.1. Objetivos de energías renovables y eficiencia energética

El MITERD presentó el 7 de diciembre de 2023 a EUROSTAT la información relativa al objetivo de renovables y objetivo en transporte, establecidos ambos en la Directiva de Renovables.

Tanto el cálculo de dichos objetivos como el objetivo de eficiencia energética y el balance energético de España de 2021 y 2022 se efectúan a partir de la información contenida en los cuestionarios anuales de combustibles fósiles sólidos y gases manufacturados, energía nuclear, gas natural, electricidad y calor, petróleo y productos petrolíferos, energías renovables y energía procedente de residuos, remitidos a EUROSTAT y a la Agencia Internacional de la Energía en noviembre, conforme a lo establecido en el Reglamento 1099/2008 relativo a las estadísticas sobre energía.

En la siguiente tabla se resumen los valores sectoriales de energías renovables y eficiencia energética en 2021 y 2022, junto a los objetivos comprometidos en 2030:

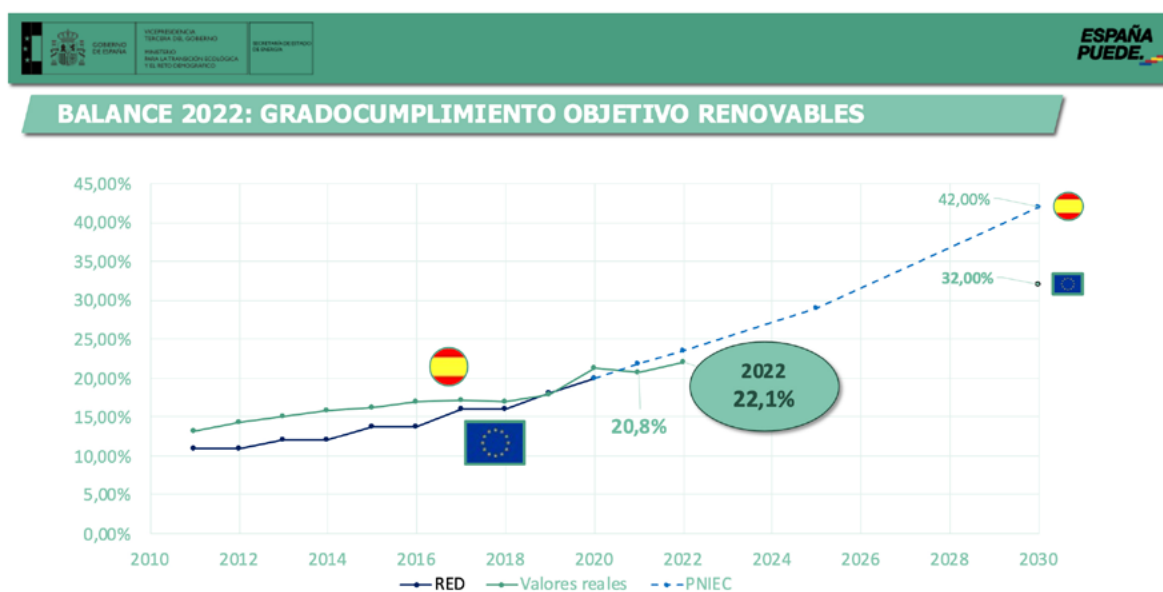
TABLA 1.12: CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS 2030 DE ESPAÑA

CUMPLIMIENTO OBJETIVOS	Objetivo 2030	Valores 2021	Valores 2022
Eficiencia Energética			
Energía primaria minorando usos no energéticos	39,5%	31,00%	30,40%
Renovables			
RES [%] consumo final renovables	42%	20,74%	22,12%
RES-T [%] consumo en transporte	28%	9,19%	9,68%
RES-E [%] generación eléctrica	74%	46,00%	50,90%
RES-H&C [%] producción calor y frío	31%	17,39%	20,01%

OBJETIVO DE RENOVABLES

Para el año 2022, el porcentaje de energía procedente de fuentes **renovables en el consumo final bruto de energía fue del 22,12%**, por encima del 20,74% reportado en 2021.

FIGURA 1.43: EVOLUCIÓN DEL OBJETIVO DE RENOVABLES DE ESPAÑA 2011-2020



FUENTE : MITERD

1. Estructura energética de España

TABLA 1.13: VARIACIÓN INTERANUAL DEL OBJETIVO DE RENOVABLES DE ESPAÑA 2017-2022

Objetivo Renovables	2017	2018	2019	2020	2021	2022
RES [%]	17,12	17,02	17,85	21,22	20,74	22,12
Incremento interanual de RES	0,65%	-0,58%	4,88%	18,88%	-2,31%	6,66%
Variación interanual de RES	0,11	-0,10	0,83	3,37	-0,50	+1,38

FUENTE : MITERD

El porcentaje de renovables en el consumo final de energía en el transporte pasó del 9,54% en 2020 al 9,19% en 2021, tras eliminarse los límites a la movilidad, creciendo hasta el 9,68% en 2022. Este crecimiento se debe al aumento de la demanda en un 4,61%, mientras que la fracción renovable creció en un 10,10%. Asimismo, los biocombustibles de doble cómputo se incrementaron de 867,3 ktep a 1.168,9 ktep, lo que supuso un crecimiento de un 34,78%.

El porcentaje correspondiente a la parte eléctrica se ha incrementado del 45,96% en 2021 al 50,90% en 2022. Entre los factores que han contribuido a este aumento cabe destacar el notable crecimiento de la generación eléctrica a partir de renovables, con una subida del 9,11%, mientras que la demanda bruta descendió un 1,40%.

TABLA 1.14: CUOTA DE ELECTRICIDAD RENOVABLE EN ESPAÑA. 2021-2022

	2021	2022	% variación
Renewable Electricity Generation [GWh]	125.096,93	136.487,94	9,11%
Normalised hydro generation	30.893,26	30.143,62	-2,43%
Normalised wind generation	60.314,41	64.064,29	6,22%
From biogas blended in the grid	18,86	34,81	84,60%
Solar photovoltaic	21.922,00	31.187,00	42,26%
Solar thermal	5.176,00	4.536,00	-12,36%
Tide, wave and ocean	19,00	23,00	100,00%
Municipal waste (renewable)	854,55	854,55	1,05%
Solid biofuels	5.095,00	5.095,00	-5,92%
Biogases	979,00	979,00	1,12%
Blended biogas	979,00	979,00	84,60%
Total Gross Electricity Consumption [GWh]	271.943,44	268.140,31	-1,40%

FUENTE : MITERD

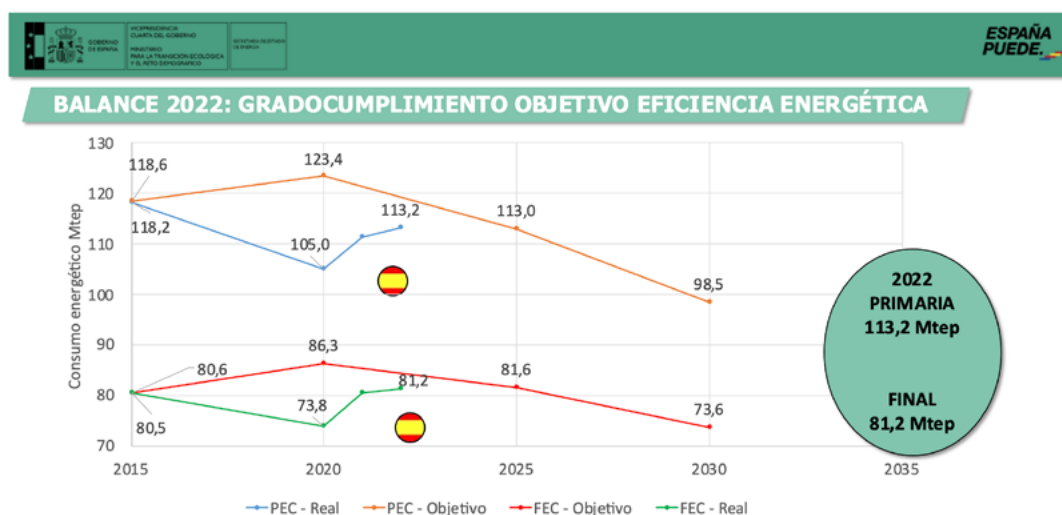
El porcentaje de renovables correspondiente a la producción de calor y frío se redujo del 17,97% de 2020 al 17,39% en 2021, fruto de la recuperación económica, incrementándose en 2022 hasta el 20,01%. A este crecimiento contribuyó principalmente la reducción de la demanda. A este incremento ha contribuido principalmente el incremento del aporte de las renovables y bombas de calor (+4,99%), mientras que la demanda se redujo en un -8,75% arrastrada por su reducción en la actividad industrial.

OBJETIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los objetivos de eficiencia energética comprometidos por España con la Unión Europea están establecidos por el PNIEC 2021-2030, tanto en energía primaria (PEC) – objetivo comprometido con la UE – como en energía final (FEC), minorados los usos no energéticos.

Para el año 2022, **el porcentaje de reducción de energía primaria (PEC) alcanzó el 30,4%, cumpliendo con la senda prevista hasta 2030.**

FIGURA 1.44: EVOLUCIÓN DEL OBJETIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ESPAÑA 2015-2022



El objetivo de eficiencia energética incluido en el PNIEC es la reducción de la energía primaria (excluidos usos no energéticos).

FUENTE: MITERD

1.5.2. Cogeneración

La generación eléctrica bruta correspondiente a la tecnología de cogeneración en 2021 alcanzó los 32.012 GWh, un 3% superior a la del año anterior, y cayó un 30% en 2022, con 22.409 GWh.

El principal combustible empleado por esta tecnología fue el gas natural, representando un 88% del total, seguido del fuelóleo y gasóleo con un 6%. La producción con gas natural se incrementó en un 4% respecto a 2020, mientras que la producción con fuelóleo y gasóleo se redujo en un 19%. En 2022 se reduce la producción con gas natural, en un 33%, mientras que se mantiene la producción con fuelóleo y gasóleo.

La actividad industrial se ha visto muy afectada, en primer lugar, por la crisis sanitaria del COVID-19, y en segundo lugar, por la coyuntura de elevados precios del combustible, en especial del gas natural, con lo que se han encadenado unos años de baja actividad.

1. Estructura energética de España

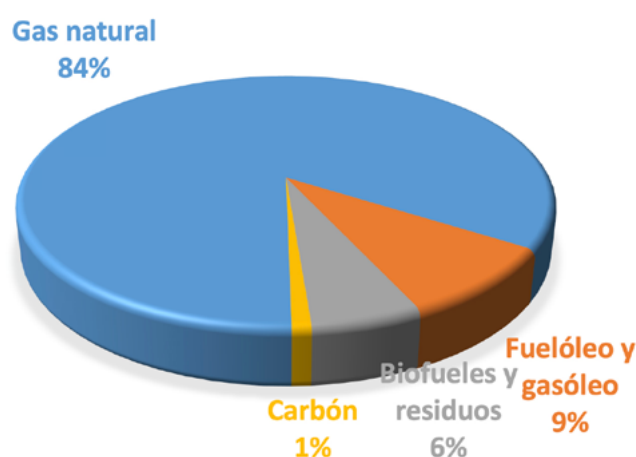
TABLA 1.15 GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA MEDIANTE COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE. AÑO 2021 Y 2022

Cogeneración	Energía (GWh)	2021			2022	
		% del total	Variación 2021/2020	Energía (GWh)	% del total	Variación 2022/2021
Gas natural	28.324	88%	4%	18.878	84%	-33%
Fuelóleo y gasóleo	2.009	6%	-19%	2.036	9%	1%
Biocombustibles y residuos	1.437	4%	17%	1.272	6%	-11%
Carbón	242	1%	10%	223	1%	-8%
Total	32.012	100%	3%	22.409	100%	-30%

FUENTE: MITERD

La siguiente figura muestra la representación porcentual de la generación eléctrica mediante cogeneración por combustible utilizado durante el año 2022, que es similar a la de 2021.

FIGURA 1.45 PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LA COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE EN 2022



FUENTE: MITERD

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 2021 y 2022.

En 2021 se han registrado, de acuerdo con la información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial de la CNMC, 428 instalaciones (3.499 MW) acogidas al régimen retributivo específico que generaron cerca de 1.835 GWh durante ese año, distribuidas en los subgrupos a.1.1 y a.1.2 ⁹. En 2022, 208 instalaciones

⁹ - 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.

(1.563 MW) generaron 523 GWh. Este fuerte descenso se debe a la coyuntura de alto precio de los combustibles sumada a la alta exposición a mercado de estas instalaciones y el desacople temporal entre el precio de mercado y el precio de los combustibles.

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.

TABLA 1.16 GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2021 Y 2022

Tecnología	Grupo	Energía primada (GWh)		Potencia primada (MW)		Nº de instalaciones	
		2021	2022	2021	2022	2021	2022
Cogeneración	a.1.1	1.647	517	3.155	1.539	394	201
	a.1.2	188	6	344	24	34	7
	Total	1.835	523	3.499	1.563	428	208

FUENTE: CNMC¹

Analizando la distribución de las instalaciones de cogeneración en función de su potencia, cabe reseñar que más del 80% de las instalaciones disponían de una potencia inferior a los 10 MW, si bien correspondían con menos de un tercio de la energía generada.

TABLA 1.17.A DISTRIBUCIÓN POR RANGO DE POTENCIA DE LA COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2021

GRUPO	Rango de potencia (MW)	Nº de instalaciones		Potencia primada (MW)		Energía primada (GWh)	
a11	P ≤ 1 MW	125	29%	80	2%	31	2%
	1 < P ≤ 10 MW	200	47%	1080	31%	507	28%
	10 < P ≤ 30 MW	42	10%	754	22%	412	22%
	30 < P ≤ 50 MW	22	5%	895	26%	531	29%
	50 < P ≤ 100 MW	5	1%	346	10%	166	9%
a12	P ≤ 1 MW	6	1%	5	0%	2	0%
	1 < P ≤ 10 MW	15	4%	71	2%	32	2%
	10 < P ≤ 30 MW	13	3%	267	8%	154	8%
	30 < P ≤ 50 MW	0	0%	0	0%	0	0%
Total general		428	100%	3499	100%	1835	100%

FUENTE: CNMC¹

1. Estructura energética de España

TABLA 1.17.B DISTRIBUCIÓN POR RANGO DE POTENCIA DE LA COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2022

GRUPO	Rango de potencia (MW)	Nº de instalaciones		Potencia primada (MW)		Energía primada (GWh)	
a11	P ≤ 1 MW	73	35%	41	3%	7	1%
	1 < P ≤ 10 MW	93	45%	531	34%	171	33%
	10 < P ≤ 30 MW	20	10%	314	20%	99	19%
	30 < P ≤ 50 MW	13	6%	515	33%	177	34%
	50 < P ≤ 100 MW	2	1%	139	9%	63	12%
a12	P ≤ 1 MW	3	1%	2	0%	0	0%
	1 < P ≤ 10 MW	4	2%	22	1%	6	1%
	10 < P ≤ 30 MW	0	0%	0	0%	0	0%
	30 < P ≤ 50 MW	0	0%	0	0%	0	0%
Total general		208	100%	1563	100%	523	100%

FUENTE: CNMC¹

Las principales comunidades autónomas con producción eléctrica primada mediante cogeneración fueron Cataluña, Andalucía, Aragón y Galicia cuyo acumulado superó el 50% del total nacional.

TABLA 1.18 DISTRIBUCIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN (GRUPO A.1) ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2022

COMUNIDAD	Porcentaje (%)
ANDALUCÍA	13%
ARAGÓN	9%
ASTURIAS	2%
BALEARES	0%
CANARIAS	0%
CANTABRIA	2%
CASTILLA LA MANCHA	3%
CASTILLA Y LEÓN	11%
CATALUÑA	19%
COMUNIDAD VALENCIANA	8%
EXTREMADURA	0%
GALICIA	11%
LA RIOJA	0%
MADRID	4%
MURCIA	5%
NAVARRA	5%
PAÍS VASCO	9%
Total	100%

FUENTE: CNMC¹

La retribución procedente del régimen retributivo específico de las instalaciones del grupo a.1 ascendió en el año 2021 a casi 657 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.

En 2022 esta cifra descendió a 437 millones de euros, reflejando el descenso de la actividad del sector.

TABLA 1.19 RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2021 Y 2022

Tecnología	Retribución Específica (miles €) 2021	Retribución Específica (miles €) 2022
Cogeneración (grupo a.1)	656.724	436.950

FUENTE: Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2021 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 14/2022 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

1.5.3. Sector de gas natural. Oferta y demanda

Oferta de gas natural

Debido a la escasa producción nacional, en los años 2021 y 2022 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 2021 supuso un 0,06% del total de aprovisionamientos del sistema gasista español, y un 0,05% en 2022. La producción se concentra principalmente en el yacimiento de Viura con 361 GWh en 2021 y 324 GWh en 2022, esto es, el 82% y el 85% de la producción respectivamente. Aparte de Viura, el yacimiento de Poseidón dejó de producir en septiembre de 2021, quedando solamente El Romeral.

A la producción de los yacimientos nacionales hay que sumar la de las plantas de producción de biometano de Valdemingómez (Madrid) y Elena (Barcelona), que en 2021 y 2022 inyectaron 100 y 148 GWh en la red de transporte.

b. Importaciones

La escasa aportación de la producción nacional precisó en 2021 de un flujo de importaciones de 415.301 GWh que procedió de 16 países distintos, uno más que el año anterior, y en 2022 de 446.079 GWh, de 19 países distintos. Por tanto, se mantuvo la diversificación de los aprovisionamientos.

1. Estructura energética de España

Tal y como se recoge en la tabla 1.20, en 2022 Argelia perdió la posición de primer proveedor (42,7% en 2021) en favor de Estados Unidos, con el 28,8% de los aprovisionamientos. Les siguieron Nigeria, Rusia, cuya cuota creció en 2022, Francia, Qatar y Trinidad y Tobago.

TABLA 1.20 ORIGEN DE LOS SUMINISTROS DE GAS NATURAL

Origen de los suministros					
[Gwh]	2021	%	2022	%	% 2022 s/2021
Argelia	177.990	42,70%	106.399	23,80%	-40,22%
Francia	31.981	7,70%	22.614	5,10%	-29,29%
Qatar	26.169	6,30%	14.473	3,20%	-44,69%
Nigeria	47.690	11,40%	61.904	13,90%	29,80%
Estados Unidos	58.962	14,20%	128.749	28,80%	118,36%
Rusia	37.027	8,90%	53.859	12,10%	45,46%
Trinidad y Tobago	13.123	3,10%	14.585	3,30%	11,14%
Noruega	0	0,00%	1557	0,30%	100,00%
Perú	865	0,20%	1920	0,40%	121,97%
Angola	4.128	1,00%	3.103	0,70%	-24,83%
Portugal	3.560	0,90%	4.688	1,00%	31,69%
Bélgica	0	0,00%	1094	0,20%	-
Guinea Ecuatorial	8.890	2,10%	5.943	1,30%	-33,15%
Egipto	3.906	0,90%	15.053	3,40%	285,38%
Camerún	0	0,00%	3179	0,70%	-
Papúa y Nueva Guinea	168	0,00%	0	0,00%	-100,00%
Australia	842	0,20%	0	0,00%	-100,00%
Mozambique	0	0,00%	542	0,10%	100,00%
Omán	0	0,00%	5776	1,30%	100,00%
Corea del Sur	0	0,00%	167	0,00%	100,00%
Indonesia	0	0,00%	474	0,10%	100,00%
TOTAL IMPORTACIONES	415.301	99,70%	446.079	99,90%	7,41%
Nacional GN	1.384	0,30%	471	0,10%	-65,97%
TOTAL APROVISIONAMIENTOS	416.685	100,00%	446.550	100,00%	7,17%

FUENTE: ENAGAS GTS

Los suministros en forma de GNL superaron en ambos años a los de GN ya que el GNL supuso aproximadamente un 69 % del aprovisionamiento en 2021 y un 73% en 2022.

En 2021 las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales por gasoducto se situaron en **189.504 GWh**. Los gasoductos internacionales con mayor porcentaje del aprovisionamiento en 2021 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 **81,8 %** de las entradas de gas natural por gasoducto. Por su parte, las interconexiones con Francia aprovisionaron el **16,4 %** de las entradas de gas natural por gasoducto, mientras que las entradas a través de Portugal aportaron tan sólo el **1,9 %**.

En 2022 las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales por gasoducto se situaron en **127.657 GWh**. El aprovisionamiento provino principalmente del gasoducto de Medgaz, puesto que no se

importó gas desde Zahara de los Atunes. Con un **79,4 %** de las entradas de gas natural por gasoducto. Por su parte, las interconexiones con Francia aprovisionaron el **16,9 %** de las entradas de gas natural por gasoducto, mientras que las entradas a través de Portugal aportaron el **3,7 %**.

En relación con el GNL, durante el año 2021, 254 buques descargaron **227.181 GWh** en las plantas de regasificación españolas, siendo en las instalaciones de Huelva, Bilbao y Barcelona, donde se descargó el mayor número de buques, con 52, 49 y 47 buques respectivamente. En 2022, por su parte, 338 buques descargaron **318.893 GWh** en las plantas de regasificación españolas, siendo en las instalaciones de Huelva, Bilbao y Cartagena, donde se descargó el mayor número de buques, con 68, 65 y 61 buques respectivamente. En 2022 se usaron buques metaneros de mayor tamaño que en 2021, siendo la energía media descargada por buque de 943 GWh en 2022, por encima de los 894 GWh de 2021 y más en línea con los valores de 2020.

c. Exportaciones

Las exportaciones de GN mediante interconexiones internacionales alcanzaron **18.761 GWh** en 2021, lo que supone un incremento del 56% respecto a 2020, y **42.997 GWh** en 2022 (+129%).

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 **26,5%** del total de salidas por gasoducto en 2021 y un **13,7%** en 2022, mientras que el **73,5%** y el **81,9%** se exportaron a través del VIP Pirineos para 2021 y 2022 respectivamente (VIP Pirineos) engloba los gasoductos de Irún y Larrau.

Por otro lado, la exportación de GNL a través de buques experimentó un incremento excepcional en los últimos dos años.

TABLA 1.21 SALIDAS DE GAS NATURAL

[Gwh]	2020	2021	Δ20-21 (%)	2022	Δ21-22 (%)
Recarga buques	1.659	16.995	924,4%	25.299	48,9%
Salidas VIP Pirineos	5.687	13.795	142,6%	35.236	155,4%
Salidas VIP Ibérico	6.317	4.966	-21,4%	5.880	18,4%
Salidas Zahara de los Atunes	0	0	0,0%	1.882	-
TOTAL SALIDAS	13.663	35.756	161,7%	68.297	91,0%

FUENTE: ENAGAS GTS

TABLA 1.22 SALDO ENTRADAS/SALIDAS DE GAS NATURAL.

[GWh]	2020	2021	Δ20-21 (%)	2022	Δ21-22 (%)
Total aprovisionamientos (1)	369.224	416.685	12,9%	446.550	7,2%
Producción nacional (2)	616	1.384	124,7%	471	-66,0%
Total importaciones (3)=(1)-(2)	368.608	415.301	12,7%	446.079	7,4%
Total salidas (4)	13.663	35.756	161,7%	68.297	91,0%
TOTAL IMPORTACIONES NETAS (3)-(4)	355.774	379.545	6,7%	377.782	-0,5%

FUENTE: ENAGAS GTS

1. Estructura energética de España

Evolución de la demanda

La demanda de gas natural en el mercado español alcanzó en 2021 los 378 TWh, lo que supuso un aumento del 5% respecto al consumo del año 2020 debido a la recuperación económica tras un año marcado por la pandemia de la COVID-19. En 2022, sin embargo, el elevado precio internacional del gas natural redujo su demanda hasta 364 TWh (-3,7%). Se puede observar que dicha bajada se debe a la demanda del sector convencional, que engloba el consumo industrial (incluida la cogeneración), doméstico y comercial, por la cual pasó de 288 TWh en 2021 a 226 TWh en 2022. La demanda de gas para el sector industrial fue la que sufrió el mayor impacto. Por otro lado, la demanda de gas en las centrales de ciclo combinado pasó de 90 TWh a 138 TWh, debido al incremento de horas de operación para exportar electricidad a Francia.

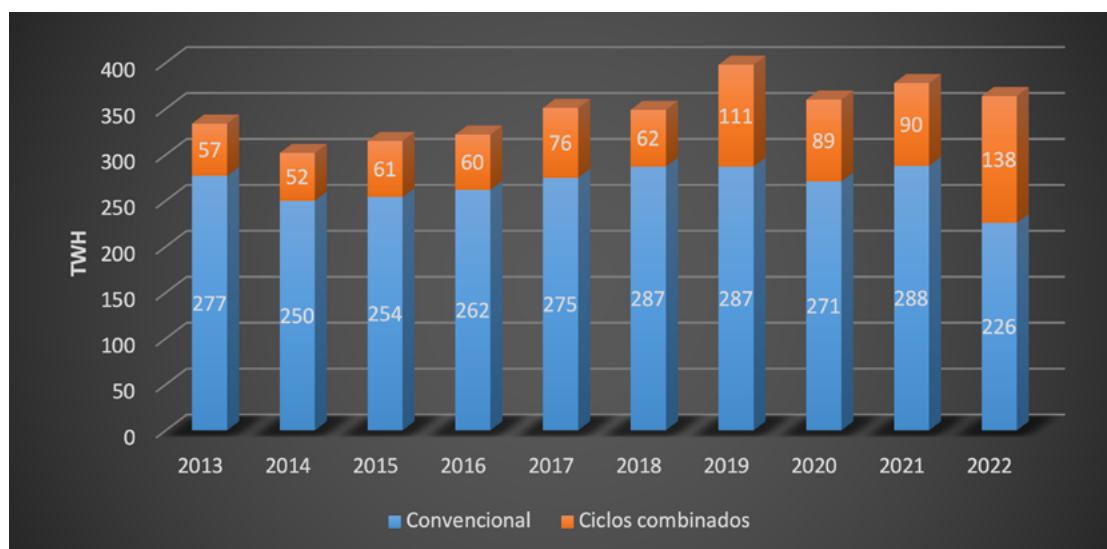
En la tabla y figura siguientes se refleja la variación de la demanda para el periodo 2013-2022, distinguiendo entre mercado convencional y las centrales de generación eléctrica mediante ciclo combinado.

TABLA 1.23 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2013-2022

[TWh]	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	% 2022/ 2021
Convencional	277	250	254	262	275	287	287	271	288	226	-21,53%
Ciclos combinados	57	52	61	60	76	62	111	89	90	138	53,33%
Total	334	302	315	321	351	349	398	360	378	364	-3,70%

FUENTE: ENAGAS GTS

FIGURA 1.46 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2013-2022



FUENTE: ENAGAS GTS

Distribución geográfica de la demanda

Las comunidades autónomas con un mayor consumo de gas natural durante 2021 (alrededor del 50% de la demanda nacional) fueron Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana y Comunidad de Madrid, liderando tanto la demanda del sector industrial como de generación eléctrica. En 2022 se mantuvo dicha tendencia, reemplazando País Vasco a Madrid.

La gran demanda industrial de gas de estas 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.

1.5.4. Sector de productos petrolíferos. Demanda

Al estar el suministro del sector de productos petrolíferos reflejado en el apartado de transformación, dedicado al balance de refinería, este subapartado se centra solamente en el estudio de la demanda del sector.

Evolución de la demanda de productos petrolíferos

Durante los años 2021 y 2022, el consumo de productos petrolíferos en España fue de 53,4 millones de toneladas, un 9,60 % más que en 2020, y 57,6 millones de toneladas, un 7,90% más que en 2021.

TABLA 1.24.A CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA 2021

Consumo de productos petrolíferos en España	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	1.801	-13,90%	3,40%
Gasolinas	5.248	23,40%	9,80%
Querosenos	3.341	38,20%	6,30%
Gasóleos	31.304	9,70%	58,60%
Fuelóleos	6.273	8,30%	11,70%
Otros productos (*)	5.441	-3,30%	10,20%
Total	53.408	9,60%	100,00%

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

Consumo de gasolinas	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
95 I.O.	4.870	18,00%	92,80%
98 I.O.	373	1,40%	7,10%
Bioetanol	(**)	-96,30%	(**)
Gasolinas mezcla	(**)	32,80%	(**)
Subtotal gasolinas auto	5.243	23,40%	99,90%
Otras gasolinas	5	20,70%	0,10%
Total	5.248	23,40%	100,00%

(**) Distinto de 0,0

1. Estructura energética de España

Consumo de gasóleos	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Automoción (A)	21.813	11,90%	68,30%
Biodiesel	23	-29,40%	0,10%
Biodiesel mezcla	(**)	-94,90%	(**)
Agrícola y pesca (B)	4.592	2,70%	15,70%
Calefacción (C)	1.120	-	3,90%
Otros gasóleos	3.756	9,60%	12%
Total	31.304	9,70%	100,00%

(**) Distinto de 0,0

Consumo de querosenos	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Aviación	3.341	38,20%	100,00%
Otros	(**)	14,6%	(**)
Total	3.341	38,20%	100,00%

(**) Distinto de 0,0

Consumo de fuelóleos y otros productos	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Fuelóleo BIA	1.344	-6,40%	21,40%
Otros	4.929	13,10%	78,60%
Total fuelóleos	6.273	8,30%	100,00%
Lubricantes	418	10,70%	7,70%
Asfaltos	869	-6,00%	16,00%
Coque	1.289	-12,20%	23,70%
Otros	2.864	0,20%	52,60%
Total otros productos	5.441	-3,30%	100,00%

FUENTE: CORPORACIÓN DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS (CORES).
Informe Estadístico Anual 2021.

TABLA 1.24.B CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA 2022

Consumo de productos petrolíferos en España	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	1.996	10,60%	3,50%
Gasolinas	5.755	9,70%	10,00%
Querosenos	5.871	75,70%	10,20%
Gasóleos	31.776	1,50%	55,10%
Fuelóleos	7.547	20,30%	13,10%
Otros productos (*)	4.692	-13,80%	8,10%
Total	57.637	7,90%	100,00%

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

1. Estructura energética de España

Consumo de gasolinas	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
95 I.O.	5.442	11,70%	94,60%
98 I.O.	308	-17,30%	5,40%
Bioetanol	(**)	-52,30%	(**)
Gasolinas mezcla	(**)	-95,00%	(**)
Subtotal gasolinas auto	5.751	9,70%	99,90%
Otras gasolinas	4	-4,90%	0,10%
Total	5.755	9,70%	100,00%

(**) Distinto de 0,0

Consumo de gasóleos	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Automoción (A)	22.189	1,70%	69,80%
Biodiesel	17	-45,70%	0,10%
Biodiesel mezcla	(**)	20,30%	(**)
Agrícola y pesca (B)	4.611	0,70%	14,50%
Calefacción (C)	753	-32,80%	2,40%
Otros gasóleos	4.206	12,00%	13,20%
Total	31.776	1,50%	100,00%

(**) Distinto de 0,0

Consumo de querosenos	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Aviación	5.871	75,70%	100,00%
Otros	(**)	-33,2%	(**)
Total	5.871	75,70%	100,00%

(**) Distinto de 0,0

Consumo de fuelóleos y otros productos	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Fuelóleo BIA	1.421	5,70%	18,80%
Otros	6.126	24,30%	81,20%
Total fuelóleos	7.547	20,30%	100,00%
Lubricantes	411	-1,60%	8,80%
Asfaltos	844	-2,90%	18,00%
Coque	988	-23,40%	21,10%
Otros	2.449	-14,50%	52,20%
Total otros productos	4.692	-13,80%	100,00%

FUENTE: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).
Informe Estadístico Anual 2022.

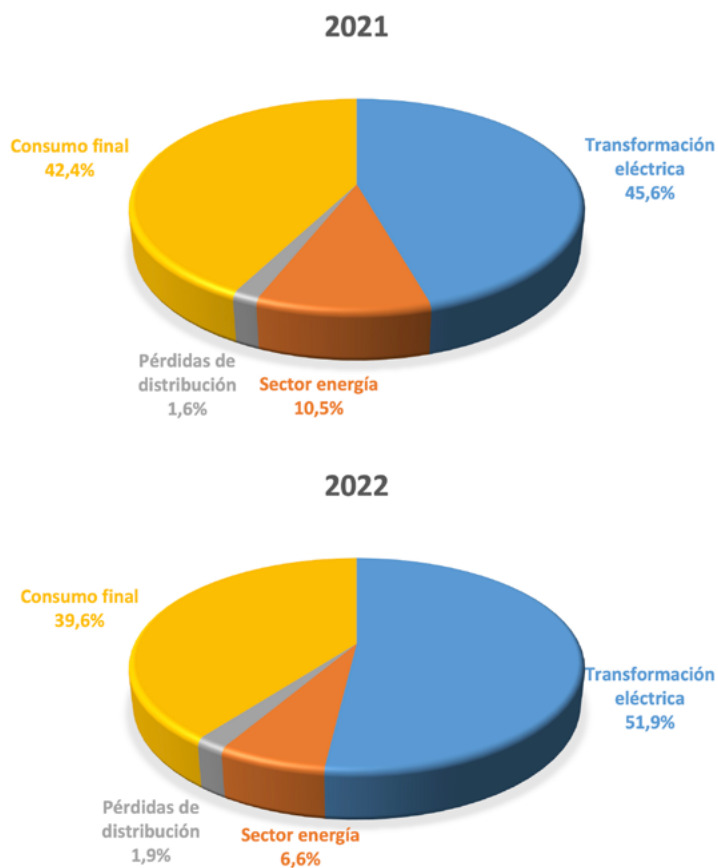
1.5.5. Sector de carbón. Suministro y demanda

Suministro

Durante el año 2021, el consumo primario de carbón en España fue de 3.096,9 ktep, un 0,1 % menos que en 2020. De ese total, un 45,6% se transformó en energía eléctrica, un 10,5% se dedicó a labores de soporte energético en dichos procesos de transformación, y un 42,4% fue objeto de consumo final en industria, comercios y servicios, sector residencial o el sector primario. El 1,6% restante comprende las pérdidas de distribución y las pérdidas estadísticas entre el consumo calculado desde el lado de la oferta y de la demanda.

Durante el año 2022, el consumo primario de carbón en España fue de 3.592,7 ktep, un 16,0 % más que en 2021. De ese total, un 51,9% se transformó en energía eléctrica, un 6,6% se dedicó a labores de soporte energético en dichos procesos de transformación, y un 39,6% fue objeto de consumo final en industria, comercios y servicios, sector residencial o el sector primario. El 1,9% restante comprende las pérdidas de distribución y las pérdidas estadísticas entre el consumo calculado desde el lado de la oferta y de la demanda.

FIGURA 1.47 DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE CARBÓN



FUENTE: MITERD

TABLA 1.25 OFERTA DE CARBÓN Y DERIVADOS EN ESPAÑA. ENERGÍA PRIMARIA 2021 Y 2022

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España	ktep	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Antracita	80,2	-34,7%	2,6%
Hulla	1.553,2	-20,7%	50,1%
Carbón coquizable	1.020,7	114,5%	33,0%
Coque	442,8	-13,1%	14,3%
Total	3.096,9	-0,1%	100,00 %

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España (unidades físicas)	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Antracita	130	-34,7%	2,1%
Hulla	2.787	-13,5%	45,1%
Carbón coquizable	1.445	114,1%	23,4%
Coque	1.815	36,9%	29,4%
Total	6.177	13,9%	100,00 %

Consumo de combustibles gaseosos derivados del carbón (TJ GCV)	TJ (GCV)	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Gas de coquería	11.085	101,1%	38,2%
Gas de altos hornos	17.952	38,1%	61,8%
Total	29.037	56,9%	100,00%

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España	ktep	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Antracita	71,4	-11,0%	2,0%
Hulla	2.141,5	37,9%	59,6%
Carbón coquizable	1.197,4	17,3%	33,3%
Coque	182,4	-58,8%	5,1%
Total	3.592,7	16,0%	100,00 %

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España (unidades físicas)	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Antracita	116	-10,8%	1,5%
Hulla	4.142	48,6%	54,9%
Carbón coquizable	1.709	18,3%	22,7%
Coque	1.573	-13,3%	20,9%
Total	7.540	22,1%	100,00 %

Consumo de combustibles gaseosos derivados del carbón (TJ GCV)	TJ (GCV)	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Gas de coquería	12.966	17,0%	44,2%
Gas de altos hornos	16.358	-8,9%	55,8%
Total	29.324	1,0%	100,00%

FUENTE: MITERD

1. Estructura energética de España

Evolución de la demanda de carbón

El consumo final de carbón en España fue de 1.290,9 ktep en 2021, un 16,5 % más que en 2020, y 1.288,9 ktep en 2022, un 0,2% menos que en 2021. Las siguientes tablas exponen su distribución por tipo de producto:

TABLA 1.26 CONSUMO DE CARBÓN EN ESPAÑA. ENERGÍA FINAL 2021 Y 2022

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España	kt	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Antracita	140	-6,7%	24,7%
Hulla	227	0,9%	40,1%
Coque	199	5,9%	35,2%
Total	566	0,5%	100,00 %

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España	kt	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Antracita	120	-14,3%	21,2%
Hulla	228	0,4%	40,2%
Coque	219	10,1%	38,6%
Total	567	0,2%	100,00 %

Consumo de combustibles gaseosos derivados del carbón	TJ (GCV)	2021	
		Variación 2021-2020	Estructura de consumo
Gas de coquería	2.815	207,3%	69,4%
Gas de altos hornos	1.241'	-7,9%	30,6%
Total	4.056	79,2%	100,00%

Consumo de combustibles gaseosos derivados del carbón	TJ (GCV)	2022	
		Variación 2022-2021	Estructura de consumo
Gas de coquería	4.062	44,3%	79,5%
Gas de altos hornos	1.046'	-15,7%	20,5%
Total	5.108	25,9%	100,00%

FUENTE: MITERD

2. NOVEDADES NORMATIVAS EN 2021 Y 2022

2.1. NORMATIVA

2.1.1. Normativa comunitaria

El periodo al que hace referencia este Libro de la Energía (2021-2022) ha estado marcado por la crisis de precios energéticos provocada por la invasión rusa de Ucrania y el consecuente fuerte aumento de la inflación. En este sentido cabe destacar que se ha realizado un esfuerzo considerable desde la Unión Europea para producir normativa coherente, útil y relevante para mitigar el difícil contexto energético al que se enfrentaba el continente. Los esfuerzos se han centrado en lograr una reducción de los precios energéticos sin comprometer la senda de la descarbonización, el despliegue de renovables o los objetivos climáticos.

A continuación, se enumeran las novedades más representativas realizadas en normativa comunitaria.

Reglamento (UE) 2021/1119 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de junio de 2021 por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifican los Reglamentos (CE) n.º 401/2009 y (UE) 2018/1999 («Legislación europea sobre el clima»)

Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo de 29 de junio de 2022 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) n.º 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas

Reglamento (UE) 2022/1369 del Consejo de 5 de agosto de 2022 sobre medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas

Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía.

Reglamento de Ejecución (UE) 2022/2301 de la Comisión de 23 de noviembre de 2022 por el que se establece la trayectoria de llenado con objetivos intermedios para 2023 de cada Estado miembro que disponga de instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas en su territorio y directamente interconectadas a su área de mercado

Reglamento (UE) 2022/2576 del Consejo de 19 de diciembre de 2022 por el que se refuerza la solidaridad mediante una mejor coordinación de las compras de gas, referencias de precios fiables e intercambios de gas transfronterizos

Reglamento (UE) 2022/2577 DEL CONSEJO de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un marco para acelerar el despliegue de energías renovables

Reglamento (UE) 2022/2578 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un mecanismo de corrección del mercado para proteger a los ciudadanos de la Unión y la economía frente a precios excesivamente elevados

2.1.2. Normativa Estatal

2.1.2.1. Normativa común

Año 2021

- **Orden TED/260/2021, de 18 de marzo, por la que se adoptan medidas de acompañamiento a las instalaciones cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible durante el período de vigencia del estado de alarma debido a la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. (BOE 22/03/2021)**

La crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19 tuvo un importante efecto sobre la demanda eléctrica, que se tradujo en una caída del precio del mercado eléctrico. La orden procede a la revisión del valor de la retribución a la operación correspondiente a las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible, cuya viabilidad económica se ha visto comprometida, durante el periodo de vigencia del estado de alarma. Adicionalmente, se reducen un 50 % los valores del número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y del umbral de funcionamiento aplicables al año 2020, respecto de los valores establecidos en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero.

- **Orden TED/275/2021, de 18 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2021. (BOE 25/03/2021)**
- **Real Decreto-ley 8/2021, de 4 de mayo, por el que se adoptan medidas urgentes en el orden sanitario, social y jurisdiccional, a aplicar tras la finalización de la vigencia del estado de alarma declarado por el Real Decreto 926/2020, de 25 de octubre, por el que se declara el estado de alarma para contener la propagación de infecciones causadas por el SARS-CoV-2. (BOE 05/05/2021)**
- **Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (BOE 21/05/2021), establece una serie de medidas entre las que se encuentra la limitación de la aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil, inclusión de una dotación adicional en los Presupuestos Generales del Estado para contribuir a los objetivos establecidos en materia de cambio climático y transición energética, impulso de la fiscalidad verde y la modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.**
- **Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. Establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural. (BOE 02/06/2021)**
- **Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, de medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad. (BOE 15/09/2021)**

- **Real Decreto-ley 20/2021, de 5 de octubre, por el que se adoptan medidas urgentes de apoyo para la reparación de los daños ocasionados por las erupciones volcánicas y para la reconstrucción económica y social de la isla de La Palma. (BOE 06/10/2021)**
- **Orden TED/1181/2021, de 30 de octubre, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en La Palma. (BOE 03/11/2021)**
- **Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural. (BOE 27/10/2021)**
- **Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.** Promueve medidas que faciliten el despliegue de puntos de recarga de vehículo eléctrico, refuerza el marco de impulso del autoconsumo, introduce un conjunto de medidas que contribuyen a la reducción de los costes de la factura final de electricidad y de gas natural (fundamentalmente la prórroga de las medidas tributarias ya establecidas). **(BOE 22/12/2021)**

Año 2022

- **Orden TED/220/2022, de 16 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2022. (BOE 23/03/2022)**
- **Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania,** entre ellas un procedimiento acelerado para la tramitación de determinados proyectos renovables. **(BOE 30/03/2022)**

Por un lado, se prevé una revisión extraordinaria de los parámetros retributivos del régimen retributivo específico para el año 2022, que se realizará de forma equivalente a la actualización que se realiza antes de cada semiperíodo regulatorio. Asimismo, se prevé que se tenga en consideración el coeficiente de apuntamiento real de cada tecnología al aplicar el precio medio anual del mercado diario e intradiario.

Para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible se considera oportuno revisar, además de los ingresos procedentes del mercado, los costes de explotación que dependen fundamentalmente del precio del combustible y del precio de los derechos de emisión.

Por otro lado, esta norma transpone el artículo 7 bis de 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 y por la que se modifica la Directiva 93/12/CEE del Consejo, establece que deben haberse reducido las emisiones de gases de efecto invernadero durante el ciclo de vida por unidad de energía del combustible o energía suministrada en el transporte hasta el 10 por ciento, un 6 por ciento con carácter obligatorio y el 4 por

ciento restante con carácter indicativo, en comparación con el nivel medio de emisiones de gases de efecto invernadero por unidad de energía de los combustibles fósiles utilizados en la Unión Europea en 2010.

Asimismo, cabe destacar que este RD-L modifica la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear, con el fin de establecer el régimen aplicable a los terrenos contaminados radiológicamente.

- **Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista. (BOE 14/05/2022)**

Este mecanismo, conocido como “excepción ibérica”, aplica al mercado ibérico de la electricidad integrado por España y Portugal y supone una medida para limitar los precios de la electricidad ante el aumento de los precios del gas.

- **Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables. (BOE 18/05/2022)**

Se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero para los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa requeridos para poder optar a una ayuda financiera al consumo de dichos combustibles y para poder ser computados en el cálculo de los objetivos comunitarios y nacionales en materia de energías renovables.

- **Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma. (BOE 26/06/2022)**
- **Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural. (BOE 02/08/2022)**
- **Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles, en el que se recogen, entre otras, algunas medidas de impulso a la tramitación, puesta en servicio y evacuación de instalaciones de energía renovable. (BOE 21/09/2022)**

Se regula un nuevo tipo de renuncia voluntaria al régimen retributivo específico para las instalaciones de cogeneración y tratamiento de purines y lodos de aceite de oliva, de manera que las instalaciones que renuncien al régimen retributivo específico puedan solicitar la inclusión en el mecanismo de ajuste de costes de producción de las instalaciones que utilizan como combustible gas natural o carbón

introducido para limitar el impacto sobre el precio del mercado de electricidad, que implica la pérdida temporal de la correlación entre el precio del mercado eléctrico y el precio del gas natural en aquellas horas en las que el precio marginal haya sido marcado por una instalación de ciclo combinado.

- **Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del “Plan + seguridad para tu energía (+SE)”;** así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía. En este Real Decreto-ley se modifica la normativa de los territorios no peninsulares para que se pueda aumentar la energía eléctrica que, desde la Península, llega a Baleares, ya que el aumento de precios de la electricidad en el mercado eléctrico peninsular había tenido como efecto colateral una menor utilización de la interconexión con Baleares. (BOE 19/10/2022)
- **Orden TED/1089/2022, de 11 de noviembre, por la que se acuerda extender el reconocimiento de las repercusiones económicas aprobadas mediante la Orden TED/1181/2021, de 30 de octubre, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en La Palma.** (BOE 16/11/2022)
- **Orden TED/1342/2022, de 23 de diciembre, por la que se establece el límite de biocarburantes producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros a efectos del objetivo de venta o consumo de biocarburantes y biogás con fines de transporte.** (BOE 30/12/2022)
- **Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad,** con amplias medidas adoptadas en el sector eléctrico, como la prórroga de la suspensión del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) durante 2023, la extensión del autoconsumo situado en cubierta o suelo industrial a través de red a un máximo de 2.000 metros entre generación y consumo, o la ampliación del procedimiento de tramitación acelerado para instalaciones renovables. (BOE 28/12/2022)

2.1.2.2. Sector Eléctrico

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:

[BOE.es - Código de la Energía Eléctrica](https://www.boe.es/Codigo_Energia_Electrica)

Año 2021

Durante el año 2021, han sido aprobadas varias disposiciones normativas relevantes en el ámbito del sector eléctrico. Las más significativas por su importancia e impacto han sido las siguientes:

- **Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. (BOE 22/01/2021)**
- **Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema eléctrico. (BOE 18/03/2021)**
- **Orden TED/314/2021, de 26 de marzo, 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. (BOE 02/04/2021)**
- **Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad que resultan de aplicación a partir del 1 de junio de 2021. (BOE 22/04/2021)**
- **Orden TED/456/2021, de 29 de abril, por la que se determina el contenido y las condiciones de remisión al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de la información sobre los precios aplicados a los consumidores finales de electricidad, que recoge los requisitos de información, definiciones, plazos y procedimiento que determinadas comercializadores deben seguir para el envío de tal información. (BOE 12/05/2021)**
- **Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua. (BOE 25/06/2021)**
- **Real Decreto-ley 16/2021, de 3 de agosto, por el que se adoptan medidas de protección social para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica. (BOE 04/08/2021)**
- **Orden TED/1098/2021, de 8 de octubre, por la que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con las refacturaciones de los suplementos territoriales del año 2013, que establece la metodología para la determinación de los costes de refacturación en que incurrieron determinadas empresas para poder implementar el mecanismo regulado para la aplicación de los suplementos territoriales a incluir en los peajes de acceso correspondientes al año 2013, en la Orden ETU/35/2017, de 23 de enero, y en la Orden TEC/271/2019, de 6 de marzo. (BOE 12/10/2021)**
- **Orden TED/1124/2021, de 8 de octubre, por la que se aprueban los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondientes al año 2021. (BOE 16/10/2021)**

- **Orden TED/1247/2021, de 15 de noviembre, por la que se modifica, para la implementación de coeficientes de reparto variables en autoconsumo colectivo, el anexo I del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. (BOE 16/11/2021)**
- **Orden TED/1021/2021, de 27 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extra peninsulares. (BOE 29/09/2021)**
- **Real Decreto 1125/2021, de 21 de diciembre, por el que se regula la concesión de subvenciones directas a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la realización de inversiones de digitalización de redes de distribución de energía eléctrica y en infraestructuras para la recarga del vehículo eléctrico con cargo a los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (BOE 22/12/2021)**
- **Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022. (BOE 30/12/2021)**
- **Orden TED/1494/2021, de 22 de diciembre, por la que se adoptan orientaciones de política energética en relación con la circular por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de consumo de energía eléctrica. (BOE 30/12/2021)**

Año 2022

Igualmente, a continuación, se incluye una relación de las normas de carácter estatal más relevantes aprobadas durante el año 2022 sobre el sector eléctrico:

- **Real Decreto 184/2022, de 8 de marzo, por el que se regula la actividad de prestación de servicios de recarga energética de vehículos eléctricos. (BOE 19/03/2022)**
- **Orden TED/724/2022, de 27 de julio, por la que se amplía el plazo durante el cual los gestores de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica podrán expedir notificaciones operacionales limitadas de acuerdo con lo previsto en la disposición transitoria primera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, y por la que se modifica el anexo IV de dicho real decreto. (BOE 29/07/2022)**
- **Orden TED/1243/2022, de 2 de diciembre, por la que se aprueba la metodología de cálculo de la retribución de la instalación hidráulica reversible de 200 MW de Chira Soria en Gran Canaria, titularidad del operador del sistema. (BOE 17/12/2022)**
- **Orden TED/1315/2022, de 23 de diciembre, por la que en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo de 16 de noviembre de 2021, recaída en el recurso contencioso-administrativo 301/2020, se regulan las subastas para el suministro de combustible y determinación del**

precio de combustible, se autorizan nuevos combustibles, se establecen los valores unitarios de referencia, aplicable a las instalaciones de producción de energía eléctrica ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y se revisan otras cuestiones técnicas. (BOE 30/12/2022)

- Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre, por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016 en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo en relación con el recurso contencioso – administrativo n.º 264/2018 planteado por la Abogacía del Estado respecto de las cuestiones que motivaron el Acuerdo del Consejo de Ministros que declaró la lesividad de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio. (BOE 29/12/2022)
- Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019. (BOE 30/12/2022)

2.1.2.3. Sector Nuclear

Por lo que se refiere a los desarrollos normativos a nivel estatal, en el sector nuclear se pueden destacar los trabajos realizados para la incorporación al ordenamiento jurídico nacional de 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.

Año 2021

- Orden TED/308/2021, de 17 de marzo, por la que se concede la renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear de Cofrentes. (BOE 31/03/2021)
- Orden TED/1084/2021, de 27 de septiembre, por la que se concede la renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear Ascó I. (BOE 07/10/2021)
- Orden TED/1085/2021, de 27 de septiembre, por la que se concede la renovación de la autorización de explotación de la Central Nuclear Ascó II. (BOE 07/10/2021)

Año 2022

- Real Decreto 1029/2022, de 20 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento sobre protección de la salud contra los riesgos derivados de la exposición a las radiaciones ionizantes. (BOE 21/12/2022)
- Resolución de 15 de marzo de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza la modificación de diseño SA-AC-20/04, revisión 0, para la densificación del Almacén Temporal Individualizado de las centrales nucleares Ascó I y Ascó II, y se aprueban las propuestas de cambio a las especificaciones técnicas de funcionamiento y a los estudios de seguridad asociadas. (BOE 22/03/2022)

2.1.2.4. *Transición Justa sector del Carbón*

Real Decreto 341/2021, de 18 de mayo, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la restauración ambiental de zonas afectadas por la transición energética en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia correspondiente a proyectos de zonas degradadas a causa de la minería del carbón. (BOE 19/05/2021)

2.1.2.5. *Sector de Gas Natural*

a. Tarifas y peajes

Año 2021

- **Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución. (BOE 23/02/2021)**
- **Resolución de 27 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022. (BOE 29/05/2021)**
- **Circular 6/2021, de 30 de junio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los incentivos del gestor técnico del sistema gasista y la afección a su retribución. (BOE 05/07/2021)**
- **Resolución de 26 de septiembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el Plan de actuación invernal para la operación del sistema gasista. (BOE 29/09/2021)**
- **Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista. (BOE 29/09/2021)**
- **Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2022. (BOE 29/09/2021)**

Año 2022

- **Resolución de 28 de marzo de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 31/03/2022)**
- **Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023 (BOE 25/05/2022)**

2. Novedades normativas en 2021 y 2022

- Resolución de 27 de junio de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 29/06/2022)
- Orden TED/929/2022, de 27 de septiembre, por la que se establecen los cargos del sistema gasista y la retribución y los cánones de los almacenamientos subterráneos básicos para el año de gas 2023. (BOE 29/09/2022)
- Resolución de 28 de septiembre de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 29/09/2022)
- Resolución de 22 de diciembre de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural. (BOE 28/12/2022)

b. Otras disposiciones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Año 2022

- Orden TED/1026/2022, de 28 de octubre, por la que se aprueba el procedimiento de gestión del sistema de garantías de origen del gas procedente de fuentes renovables. (BOE 31/12/2022)

c. Otras disposiciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

Año 2021

- Circular 7/2021, de 28 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo, supervisión, valoración y liquidación de mermas en el sistema gasista. (BOE 05/08/2021)

Año 2022

- Resolución de 10 de noviembre de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la normativa de gestión técnica del sistema gasista sobre programaciones, nominaciones, repartos, balances, la gestión y uso de las conexiones internacionales y los autoconsumos. (BOE 25/11/2022)

2.1.2.6. Sector de Productos Petrolíferos

Año 2021

- Real Decreto 205/2021, de 30 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes, y se regulan los objetivos de venta o consumo de biocarburantes para los años 2021 y 2022. (BOE 31/03/2021)

Año 2022

- **Orden PCM/153/2022, de 4 de marzo, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 4 de marzo de 2022, por el que se liberan existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de una acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía. (BOE 05/03/2022)**
- **Orden TED/553/2022, de 16 de junio, por la que se liberan existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de una acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía. (BOE 20/06/2022)**
- **Orden TED/725/2022, de 27 de julio, por la que se completa la liberación de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en el marco de la segunda acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía como respuesta a la guerra de Ucrania. (BOE 29/07/2022)**

2.1.2.7. Energías Renovables y Cogeneración

Año 2021

- **Orden TED/257/2021, de 18 de marzo, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2019, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE 20/03/2021)**

La orden fija los valores de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible que serán de aplicación durante el segundo semestre natural del año 2019.

- **Resolución de 8 de septiembre de 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la segunda subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. (BOE 09/09/2021)**

Esta resolución convoca la segunda subasta del régimen económico de energías renovables. Se establece un cupo de producto de 3.300 MW de potencia instalada. Se establecen cuatro reservas mínimas de producto, 700 MW destinada a la tecnología fotovoltaica, 1.500 MW destinada a la tecnología eólica terrestre, 600 MW para instalaciones de ambas tecnologías de disponibilidad acelerada y 300 MW para instalaciones de generación distribuida con carácter local.

Además, se aprueban aquellos parámetros necesarios para la realización de la subasta y para la aplicación del régimen económico de energías renovables que no habían quedado aprobados anteriormente.

- **Resolución del 29 de septiembre de 2021, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se determinan las materias primas empleadas en la producción de los biocarburantes o combus-**

tibles de la biomasa con alto riesgo de cambio indirecto del uso de la tierra y su porcentaje máximo, a efectos del objetivo de venta o consumo de biocarburantes. (BOE 30/09/2021)

- **Orden TED/1444/2021 del 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas correspondientes al programa de incentivos a la cadena de valor innovadora y de conocimiento del hidrógeno renovable, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR). (BOE 24/12/2021)**
- **Orden TED/1445/2021, de 22 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas correspondientes al programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (BOE 24/12/2021)**

Año 2022

- **Orden TED/706/2022, de 21 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras y programas de incentivos para la concesión de ayudas a proyectos singulares de instalaciones de biogás, en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (BOE 26/07/2022)**
- **Resolución de 18 de julio de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la tercera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. (BOE 28/07/2022)**

Esta resolución convoca la tercera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables a instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables de potencia instalada igual o superior a 100 kW, estableciendo dos productos diferenciados dirigidos a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades. Se establece un primer producto dirigido a instalaciones de los grupos y subgrupos b.1.2, b.3, b.4, b.5, b.6, b.7 y b.8, con un cupo de producto de 380 MW y un segundo producto dirigido a instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local del subgrupo b.1.1, con un cupo de producto de 140 MW.

- **Resolución de 2 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la cuarta subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. (BOE 05/08/2022)**

Esta resolución convoca la cuarta subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables a instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables de potencia instalada igual o superior a 100 kW, con un cupo de producto a subastar de 3.300 MW de potencia instalada.

Se establecen dos reservas mínimas de producto, de 1.800 MW de potencia instalada destinada a la tecnología fotovoltaica y una reserva mínima de 1.500 MW de potencia instalada destinada a la tecnología eólica terrestre.

- **Orden TED/989/2022, de 11 de octubre, por la que se establecen nuevas instalaciones tipo para el mantenimiento de los parámetros retributivos establecidos mediante la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, y los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2020 y al primer semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE 21/10/2022)**

Se establecen instalaciones tipo para instalaciones a las que resulte de aplicación el mantenimiento de la retribución establecida en la Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, y se fijan los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2020 y al primer semestre natural del año 2021.

- **Orden TED/990/2022, de 11 de octubre, por la que se establecen los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019 como consecuencia de la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, y por la que se revisan los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019. (BOE 21/10/2022)**

Esta orden fija los valores de la retribución a la operación de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible que son de aplicación en el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019, así como los valores de la retribución a la operación del resto de las instalaciones tipo que son de aplicación en el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 31 de marzo de 2019.

También actualiza los valores de la retribución a la inversión aplicables en los años 2018 y 2019 completos, de las instalaciones tipo citadas, cuando la actualización de la retribución a la operación no resulte suficiente para compensar el efecto derivado de la exención en el Impuesto sobre Hidrocarburos para los productos energéticos destinados a la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas.

- **Orden TED/995/2022, de 14 de octubre, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2021, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE 22/10/2022)**

Se fijan los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2021.

- **Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al año 2022. (BOE 14/12/2022)**

Se establecen los valores de la retribución a la inversión y, en su caso, los valores de la retribución a la operación para el año 2022, a excepción de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación depen-

den esencialmente del precio del combustible, para las que se establecen los valores de la retribución a la operación para el primer semestre de 2022.

- **Orden TED/1295/2022, de 22 de diciembre, por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2022, aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. (BOE 28/12/2022)**

Se fijan los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2022, para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible.

2.1.2.8. Eficiencia energética

Año 2021

- **Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios. (BOE 02/06/2021)**
- **Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. (BOE 24/03/2021)**
- **Real Decreto 149/2021, de 9 de marzo, por el que se regula el programa de ayudas para la realización de actuaciones de eficiencia energética en explotaciones agropecuarias y se acuerda la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas. (BOE 10/03/2021)**
- **Real Decreto 266/2021, de 13 de abril, por el que se aprueba la concesión directa de ayudas a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla para la ejecución de programas de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (MOVES III) en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Europeo. (BOE 14/04/2021)**
- **Orden TED/800/2021, de 23 de julio, por la que se aprueban las bases reguladoras del Programa de incentivos a proyectos singulares en movilidad eléctrica (Programa MOVES Proyectos Singulares II). (BOE 27/07/2021)**
- **Orden TED/1427/2021, de 17 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras del programa de incentivos a proyectos de electrificación de flotas de vehículos ligeros (Programa MOVES FLOTAS), en el marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (BOE 22/12/2021)**
- **Real Decreto 691/2021, de 3 de agosto, por el que se regulan las subvenciones a otorgar a actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes, en ejecución del Programa de rehabilitación energética para edificios existentes en municipios de reto demográfico (Pro-**

grama PREE 5000), incluido en el Programa de regeneración y reto demográfico del Plan de rehabilitación y regeneración urbana del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, así como su concesión directa a las comunidades autónomas. (BOE 04/08/2021)

- **Real Decreto 692/2021, de 3 de agosto, por el que se regula la concesión directa de ayudas para inversiones a proyectos singulares locales de energía limpia en municipios de reto demográfico (PROGRAMA DUS 5000), en el marco del Programa de Regeneración y Reto Demográfico del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (04/08/2021)**

Año 2022

- **Real Decreto 450/2022, de 14 de junio, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo. (BOE 15/06/2022)**
- **Resolución de 18 de enero de 2022, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se corrigen errores en la de 30 de abril de 2015, por la que se determina el procedimiento de envío de información de los sujetos obligados del sistema de obligaciones de eficiencia energética, en lo relativo a sus ventas de energía, de acuerdo con la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. (BOE 25/01/2022)**
- **Resolución de 22 de diciembre de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los principios y la metodología a tener en cuenta para la contabilización de los ahorros de energía final, de acuerdo con lo dispuesto la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética. (BOE 29/12/2022)**

2.1.2.9 I+D+I

- **Ley 17/2022, de 5 de septiembre, por la que se modifica la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación. (BOE 06/09/2022)**

2.2. ESTRATEGIAS

A continuación, se enumeran las novedades más representativas de 2021 y 2022:

- Aprobación **de la Estrategia de almacenamiento energético**, el 9 de febrero de 2021.
- Aprobación de la **Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España**, en el Consejo de Ministros del **10 de diciembre de 2021**
- Aprobación de la **Hoja de Ruta del Biogás**, en el Consejo de Ministros del 22 de marzo de 2022.
- Aprobación de la **Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales**, en el Consejo de Ministros del 30 de agosto de 2022.

2.2.1. Estrategia de almacenamiento

La transición hacia la neutralidad climática supone una profunda transformación del sistema energético, que pasará a estar alimentado, fundamentalmente, por recursos renovables. El carácter variable y estocástico de algunas de estas fuentes energéticas hace necesario contar con diversas herramientas que confieran flexibilidad al sistema, entre las que se encuentra el almacenamiento energético.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) prevé el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico de cara a dar apoyo al crecimiento significativo de generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas, la participación de la ciudadanía en el cambio de modelo energético, y una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico. Con el fin de desarrollar lo previsto en el PNIEC, esta Estrategia aborda el análisis técnico de las distintas alternativas de generación, la diagnosis de los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.

Existe una amplia variedad de tecnologías de almacenamiento con diferentes aplicaciones y características que son complementarias a la hora de otorgar flexibilidad al sistema energético, ya sea por su aplicación en el sector eléctrico y su relación con la electrificación de la economía, o bien, en los distintos usos finales, como el almacenamiento de energía térmica.

Durante la elaboración de la Estrategia ya se han dado los primeros pasos para transformar, en consonancia con las directivas europeas, el marco regulatorio, que necesitará reformularse para integrar el almacenamiento energético, tanto a gran escala como detrás del contador. Sin embargo, aún será necesario adaptar la regulación a las nuevas características implícitas a estas tecnologías para el desarrollo de este nuevo agente del sector energético. Una de las cuestiones clave vendrá también determinada por la apertura y consolidación de la participación del almacenamiento a los existentes y futuros mecanismos de mercado.

En la Estrategia se presentan diversas oportunidades para el desarrollo del almacenamiento a lo largo de toda la cadena de valor, en donde la puesta en marcha de nuevos modelos de negocio supone una oportunidad en términos de empleo, fortalecimiento de la industria nacional y reducción de la dependencia de materiales críticos del exterior. Por un lado, mantener el liderazgo ya existente a nivel nacional en determinados sectores es clave, al tiempo que se abren un sinfín de oportunidades en el desarrollo de tecnologías que serán fundamentales en el futuro. El aprovechamiento de esta ventana de oportunidad puede suponer obtener un liderazgo tecnológico e industrial que sirva como palanca en la recuperación del país.

Los nuevos nichos de negocio vinculados al almacenamiento podrán desarrollarse a lo largo de todos los sectores de uso final. Existen aplicaciones para el almacenamiento en la movilidad, con el vehículo eléctrico, que ofrece un abanico de nuevos productos y servicios; en el sector de la edificación, a través del autoconsumo eléctrico y con aplicaciones de almacenamiento de energía térmica integradas en la edificación y en sus componentes; en el caso del sector industrial, que presenta un fuerte potencial de autoconsumo con almacena-

miento energético, así como la integración energética y la descarbonización de procesos que utilizan energía térmica, tanto frío como calor, y, por último, en el resto de sectores, mediante aplicaciones de autoconsumo.

Las palancas de investigación, desarrollo e innovación serán necesarias para, por un lado, acelerar el desarrollo tecnológico necesario para el despliegue del almacenamiento energético, y, por otro, profundizar en el liderazgo tecnológico en tecnologías renovables. El cambio de paradigma del sector energético implica también otorgar un papel central a la ciudadanía en el nuevo diseño del sistema energético. Para ello, el almacenamiento crea una coyuntura propicia para la participación ciudadana, la creación de empleo de calidad, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora del medio ambiente, así como para la igualdad efectiva entre mujeres y hombres.

El despliegue de las tecnologías de almacenamiento se realizará con un enfoque integral en la sostenibilidad, analizando sus potenciales impactos a lo largo de todo el ciclo de vida de las tecnologías, incluyendo impacto medioambiental y la huella de carbono, y minimizándolos.

Las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas de los objetivos del PNIEC y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) 2050, se han cuantificado en esta Estrategia, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento total disponible en esos años. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional, según el estado actual de la tecnología.

La Estrategia de Almacenamiento Energético establece las bases para dar respuesta a estas necesidades, actuando como herramienta impulsora del despliegue del almacenamiento de energía en España, y estando alineada y complementando el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia España Puede, aprobado por el Gobierno el pasado 7 de octubre, como guía de ejecución de los fondos procedentes del instrumento europeo Next Generation EU

2.2.2. Hoja de ruta eólica marina y energías del mar en España

La Hoja de Ruta se encuentra en consonancia con la “Estrategia de la UE sobre las Energías Renovables Marinas”, fijando el cuádruple objetivo de que:

1. España sea un polo de referencia europeo para el desarrollo tecnológico y la innovación ambiental asociado a las energías renovables en el medio marino;
2. España sea un referente internacional en capacidades industriales y en el conjunto de la cadena de valor del sector;
3. Impulsar un desarrollo de las renovables marinas compatible y sostenible desde un punto de vista ambiental y social;
4. Establecer un marco estatal adecuado para el despliegue ordenado de las renovables marinas.

Este despliegue forma parte del conjunto de elementos estratégicos clave en la senda de descarbonización de la economía española, así como en otros retos de carácter más transversal como la reactivación económica tras la crisis sanitaria de la COVID-19, la transición justa, el reto demográfico y la economía circular.

2.2.3. Hoja de Ruta del Biogás

La Hoja de Ruta del Biogás da cumplimiento a lo establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), que destina su medida 1.8 al fomento de los gases renovables. Dicha medida establece que se fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biogás, el biometano, el hidrógeno renovable y otros.

Esta hoja de ruta está incluida en el Hito #114 “Finalización de las medidas definidas en la Hoja de Ruta del Biogás” de la Reforma C7.R4 “Marco para la innovación y desarrollo tecnológico de las energías renovables” del Componente 7 “Despliegue e integración de energías renovables” del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, en la Política Palanca 3 “Transición energética justa e inclusiva” correspondiente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Asimismo, desempeña un papel relevante en otros retos transversales del Gobierno de España tales como la transición ecológica justa, el reto demográfico, y la economía circular.

La Hoja de Ruta de Biogás se centra en el biogás producido mediante la digestión anaerobia y se limita al tratamiento de materia orgánica procedente de diferentes tipos de residuos o materiales de origen agropecuario.

Este plan trata de identificar los retos y oportunidades para el progresivo desarrollo del biogás en España, proporcionando una serie de medidas destinadas a su impulso y promoción, y aprovechando el consenso europeo sobre el papel que debe desempeñar este vector energético en el contexto de la recuperación verde.

Para ello, la Hoja de Ruta del Biogás agrupa 45 medidas establecidas en cinco áreas estratégicas, con la intención de abordar los desafíos a los que se enfrenta el sector en el impulso de la aplicación del biogás, al tiempo que se buscan sinergias y apoyos en otras políticas nacionales.

Se establece un objetivo país para 2030 de producción de biogás de mínimo 10,41 TWh anuales, lo que supone multiplicar por 3,8 veces la producción del año 2020. En el sector del transporte, el biogás y el biometano contribuirán a que España alcance los objetivos marcados en el PNIEC de un 28% de energías renovables.

La consecución de los objetivos marcados en 2030 tiene un impacto medioambiental altamente positivo, ya que permitirá reducir las emisiones de 2,1 Mton de CO₂eq anuales a la atmósfera.

2.2.4. Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales

Refuerza la autonomía estratégica del país y la seguridad de abastecimiento de suministros clave para la transición energética y el desarrollo digital. Para afrontar la nueva geopolítica de materias primas y para garantizar el éxito de la transición ecológica, la Hoja de Ruta se alinea con las políticas europeas sobre materias primas - como el Plan de Acción de Materias Primas Fundamentales o el reciente REPowerEU -, y con herramientas nacionales, como la Estrategia de Seguridad Nacional aprobada el pasado mes de febrero o la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

La Hoja de Ruta contempla cuatro orientaciones estratégicas.

5. En primer lugar, busca la eficiencia y la economía circular en las cadenas de valor del suministro de materias primas minerales, integrando y concretando para la industria extractiva los objetivos y líneas de actuación de la Estrategia España Circular 2030.
6. En segundo lugar, plantea una oportunidad para impulsar y consolidar la gestión sostenible de las materias primas minerales en la industria extractiva española.
7. En tercer lugar, pone el foco en garantizar la seguridad de suministro y el cumplimiento de los requisitos medioambientales, geoestratégicos y de justicia social en la importación de materias primas minerales.
8. Y en cuarto y último lugar, la Hoja de Ruta fomentará la industria de materias primas minerales de carácter estratégico para la transición energética y digital, por su empleo masivo en la implantación de energías renovables, baterías para vehículos eléctricos o almacenamiento a medio y largo plazo de energía, alineándose con las políticas europeas de acceso a los recursos y sostenibilidad.

Gracias a la Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las materias primas minerales, España mejorará su autonomía estratégica con una actividad extractiva más sostenible, circular, segura y eficiente, mejorando la competitividad de sus empresas y colaborando activamente para alcanzar los objetivos de la transición energética, la neutralidad climática y el reto demográfico.

3. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA

3.1. INTRODUCCIÓN

Este capítulo del Libro se centra en los aspectos más relevantes de la energía y los mercados energéticos a nivel global, así como en las perspectivas futuras de acuerdo con los análisis efectuados por distintos Organismos Internacionales, tales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) o la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). Asimismo, se incluye un resumen de las actividades desarrolladas durante 2021 y 2022 por otros organismos como el G20, la Carta de la Energía, la Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de las Naciones sobre el Cambio Climático (CMNUCC por sus siglas e inglés) o la Unión por el Mediterráneo (UpM), en un último año condicionado por las enormes implicaciones energéticas y geopolíticas acaecidas desde la invasión rusa de Ucrania, iniciada el 24 de febrero de 2022.

3.2. CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP)

La COP es el órgano de la 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 celebración de la **COP26, bajo el lema “Juntos por el planeta”**, que incluye también la 16ª reunión de las partes del Protocolo de Kyoto (CMP16) y la tercera reunión de las partes del Acuerdo de París (CMA3), estaba prevista en un principio en Glasgow, Escocia, para noviembre de 2020. Sin embargo, finalmente se tuvo que aplazar debido a la pandemia de COVID-19 y tuvo lugar noviembre de 2021. **Los acuerdos de la COP26, conocidos como el Pacto de Glasgow para el Clima, son el resultado de intensas negociaciones entre cerca de 200 países** que se llevaron a cabo durante dos semanas, así como de un trabajo arduo y constante durante varios meses e incluso años, tanto de manera presencial como virtual. **¿Qué se ha acordado?**

1. Reconocimiento de la Emergencia: Los países reafirmaron el objetivo del Acuerdo de París de limitar el aumento de la temperatura global a 2°C, con esfuerzos por mantenerlo por debajo de 1.5°C. Sin embargo, se expresó preocupación por el aumento de 1.1°C ya registrado debido a las actividades humanas.
2. Intensificación de la Acción Climática: Se hizo hincapié en la urgencia de reducir las emisiones de CO₂ en un 45% durante esta década para lograr emisiones netas cero para mediados de siglo. Las Contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés) se consideran insuficientes, por lo que se insta a los países a presentar planes más ambiciosos antes de lo previsto.
3. Eliminación Gradual de los subsidios a los Combustibles Fósiles: Se acordó reducir el uso del carbón como fuente de energía y eliminar gradualmente los subsidios ineficientes a los combustibles fósiles, a pesar de cierta controversia sobre la ambición de estos compromisos.

3. Situación y perspectivas internacionales Energía-Clima

4. Financiación para la Acción Climática: Los países desarrollados se comprometieron a proporcionar 100.000 millones de dólares estadounidenses anuales a los países en desarrollo, pero este objetivo aún no se ha cumplido, aunque se espera que se alcance esta financiación para 2023.
5. Incremento del apoyo a la Adaptación: Se busca duplicar la financiación respecto a los niveles de 2019 para ayudar a los países en desarrollo a adaptarse al cambio climático y fortalecer su resiliencia, aunque aún queda un déficit importante en los fondos necesarios.
6. Normas de Aplicación Complementarias del Acuerdo de París: Se llegó a un acuerdo sobre las normas operativas del Acuerdo de París, incluyendo regulaciones sobre los mercados de carbono y transparencia.
7. Pérdidas y Daños: Se fortaleció una red para ayudar a los países vulnerables a abordar las pérdidas y daños causados por el cambio climático.

Además del Pacto de Glasgow, se lograron otros **acuerdos y anuncios**:

- Compromiso histórico para detener la deforestación y la degradación de tierras, con un respaldo financiero significativo.
- Compromiso para reducir las emisiones de metano en un 30% para 2030.
- Meta de que todas las ventas de vehículos nuevos sean de emisiones cero para 2040 a nivel internacional.
- Apoyo a Sudáfrica para una transición justa lejos del carbón.
- Compromiso de instituciones financieras privadas y bancos centrales para impulsar la neutralidad de carbono global.

A pesar de estos avances, se reconoce que aún se necesita un esfuerzo considerable para abordar la crisis climática de manera efectiva y cumplir con los objetivos del Acuerdo de París.

Por su parte, la **COP27 llevaba por título “Trabajar por las personas y el planeta”**. Los jefes de Estado, ministros y negociadores, junto con activistas climáticos, alcaldes, representantes de la sociedad civil y directores ejecutivos, se reunieron del 6 al 20 de noviembre de 2022 **en la ciudad costera egipcia de Sharm el-Sheikh** para el encuentro anual más importante sobre cambio climático.

La COP27 se basó en los resultados de la COP26 para adoptar medidas en ciertas cuestiones esenciales para hacer frente a la emergencia climática, que incluyen desde la reducción urgente de las emisiones de gases de efecto invernadero, el fortalecimiento de la resiliencia y la adaptación a las consecuencias inevitables del cambio climático, hasta el cumplimiento de los compromisos de financiación de la acción climática en los países en vías de desarrollo. Ante la creciente crisis energética, las concentraciones récord de gases de efecto invernadero y el aumento de los fenómenos meteorológicos extremos, **la COP27 buscó conseguir que se renueve la solidaridad entre los países para cumplir el histórico Acuerdo de París**, que se adoptó en beneficio de las personas y del planeta.

Hay que destacar que **España, junto con Senegal, lanzó la Alianza Internacional para la Resiliencia ante la Sequía** (IDRA por sus siglas en inglés) durante la COP27 y reiteró su compromiso absoluto con la agenda contra la emergencia climática, y con el apoyo de la Convención de Naciones Unidas para Combatir la Desertificación. Asimismo, el presidente del Gobierno también participó en el acto del «**Green Shipping Challenge**», convocado por el enviado especial para el clima de Estados Unidos, John Kerry, y el primer ministro de Noruega, Jonas Gahr Store. La iniciativa tiene como objetivo movilizar al sector del transporte marítimo -puertos, transportistas, propietarios de carga y otros en la cadena de valor del transporte marítimo- en la senda de la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero para alinearse con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura global a 1,5°C.

3.3. TRATADO SOBRE LA CARTA DE LA ENERGÍA (TCE)

El **TCE** se firmó en 1994 en Lisboa 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. Se organiza en varios grupos de trabajo (Grupo de Estrategia, Grupo de Implementación, Grupo de Gobernanza, Comité de Presupuestos y Grupo de Modernización), coordinados por un Secretariado con sede en Bruselas. A finales de 2017 se empezó a discutir una **potencial modernización del TCE**, y en 2018 se escogieron un conjunto de 25 temas objeto de modernización del TCE, sobre aspectos relacionados con el sector energético, con la protección de inversiones y con la solución de controversias.

El mandato de negociación para la UE y sus EEMM lo tiene la Unión Europea, que negoció en representación de todos los EEMM de la UE (excepto Italia, que salió de forma unilateral del TCE el 1 de enero de 2016) con la participación de personal de las Direcciones Generales de Comercio y de Energía de la Comisión Europea, al ser un acuerdo mixto, así como representantes de los EEMM.

El objetivo de España y de la UE era el de modernizar el TCE y alinearlo con los objetivos de Acuerdo de París, del Pacto Verde Europeo, preservando la capacidad de desarrollar medidas políticas consistentes con el compromiso de que la UE sea climáticamente neutra como tarde en 2050. Asimismo, también es de gran importancia la defensa de la primacía e integridad del ordenamiento jurídico de la UE y su aplicación en los EEMM, tal y como han constatado diversas instituciones europeas, como el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE), con la inadmisibilidad de los arbitrajes intra-UE.

En este sentido, en febrero de 2021 España envió una carta a los Comisarios competentes en la materia de la Comisión Europea indicándoles que la retirada sería la única solución efectiva a largo plazo a menos que se consiguiera alcanzar un TCE verdaderamente modernizado, que se ajuste plenamente a los objetivos del Acuerdo de París, el Pacto Verde Europeo, la neutralidad climática como tarde en 2050 y la defensa de la integridad y primacía del ordenamiento jurídico de la UE y su aplicación en los EEMM.

3. Situación y perspectivas internacionales Energía-Clima

Tras 15 rondas de modernización del TCE, desde mediados de 2020 a mediados de 2022, la negociación finalizó en la Conferencia ad hoc de la Carta de la Energía celebrada el 24 de junio de 2022 en Bruselas. En ella se aprobó un documento titulado *“Finalisation on the negotiations on the Modernisation of the Energy Charter Treaty”*, en el que se indicaba que las Partes Contratantes del TCE habían alcanzado un *“Agreement in principle”*.

La Comisión Europea debía votar en nombre de todos los EE. MM. que son Parte Contratante del TCE (todos menos Italia, que se retiró en 2016) en la reunión de la Conferencia de la Carta de la Energía, el 22 de noviembre de 2022. Para ello, la Comisión presentó una propuesta de Decisión del Consejo sobre la posición a adoptar por la UE, y otra por EURATOM. Las Decisiones del Consejo de la UE y de EURATOM no fueron aprobadas en COREPER por la minoría de bloqueo debido a la abstención de España, Francia, Alemania y Países Bajos. Por lo tanto, finalmente se eliminaron los puntos del orden del día relativos a la Modernización del TCE de la Conferencia de la Carta de la Energía del 22 de noviembre de 2022.

En 2022, España ha optado por iniciar el proceso interno de retirada del TCE al igual que, Francia, Alemania y Polonia enviaron cada uno una carta en diciembre de 2022 al Depositario del TCE, Portugal, informando de su retirada del TCE. Su retirada se formalizará un año más tarde, en diciembre de 2023. Países Bajos, Eslovenia y otros EEMM también manifestaron en 2022 su intención de retirarse del TCE.

3.4. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)

La acción principal de la AIE se desarrolló en 2021 en dos ejes: la potenciación de relaciones con terceros Estados y la extensión de sus trabajos a todas las formas de energía, no solamente las fósiles. La fórmula *“all fuels, all technologies”* captura plenamente esta ambición expansiva de la AIE. La sesión ordinaria (bienal) de la Junta de Gobierno de la AIE a nivel ministerial, que cumplía en el último trimestre de 2021, se retrasó al primer trimestre de 2022. Esta decisión buscaba facilitar los desplazamientos a París de los invitados. Por primera vez en la historia de la organización, la reunión ministerial de 2022 se celebró en dos fases: una sesión telemática el 3 de febrero para la aprobación del comunicado de consenso y dos jornadas de trabajo en París los días 23 y 24 de marzo.

En la **reunión ministerial de 2022**, los estados miembros establecen un **nuevo rumbo estratégico para la AIE**: abanderar la transformación del sector energético mundial hacia tecnologías sin emisiones de gases de efecto invernadero. El nuevo rumbo no compromete la vocación fundacional de la organización: la seguridad energética. Se reconoce la importancia de no sustituir unas dependencias (suministros energéticos fósiles) por otras (minerales y materias primas críticas para la transición). Por último, el *“Clean Energy Transitions Programme”* se configura como el vehículo privilegiado para estabilizar en el tiempo y estructurar las contribuciones voluntarias a la organización. La delegación de España estuvo encabezada por la vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto demográfico, la Secretaria de Estado de Energía y el Embajador representante permanente de España ante la OCDE.

Hay que destacar que la AIE centró su informe anual **“World Energy Outlook 2021 (WEO2021)”**, justo en vísperas de la COP26 en Glasgow, en mostrar un panorama detallado de lo lejos que han llegado los países en sus transiciones hacia energías limpias, y de lo mucho que les queda por recorrer. Una nueva economía energética mundial se está creando, teniendo que tomar forma mucho más rápidamente para evitar los graves impactos de un clima cambiante. En concreto, mostraba cuatro escenarios:

- Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (*Net Zero Emissions by 2050 Scenario, NZE*), que establece un camino estrecho pero alcanzable para que el sector energético mundial logre emisiones netas cero de CO₂ para 2050.
- Escenario de Compromisos Anunciados (*Announced Pledged Scenarios, APS*), que asume que todos los compromisos climáticos asumidos por los gobiernos de todo el mundo, incluidas las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) y los objetivos de emisiones netas cero a largo plazo, se cumplirán íntegramente y a tiempo.
- Escenario de políticas declaradas (*Stated Policies Scenario, STEPS*), que refleja la configuración actual de las políticas basándose en una evaluación sectorial de las políticas específicas vigentes, así como de las anunciadas por los gobiernos de todo el mundo.
- Escenario de Desarrollo Sostenible (*Sustainable Development Scenario, SDS*), que, de forma similar al NZE, alcanza los Objetivos de Desarrollo Sostenibles de la ONU relacionados con la energía, la calidad del aire y alcanzar las cero emisiones mundiales en 2070.

Por su parte, la AIE centró su informe anual **“World Energy Outlook 2022 (WEO2022)”**¹ en las enormes implicaciones que han supuesto las consecuencias de la **crisis global energética generada por la invasión rusa de Ucrania**, que comenzó el 24 de febrero de 2022. Esta situación ha provocado un periodo de extraordinarias turbulencias en los mercados energéticos, especialmente en el del **gas natural**, con repercusiones de gran alcance para los hogares, las empresas y economías enteras, lo que ha suscitado respuestas a corto plazo por parte de los gobiernos, así como un debate más profundo sobre las formas de reducir el riesgo de futuras interrupciones y promover la seguridad energética. Se trata de una crisis mundial, pero Europa es el principal escenario en el que se desarrolla, y el gas natural ocupaba un lugar central, especialmente durante el siguiente invierno del hemisferio norte.

En los escenarios presentados, las presiones sobre los precios y unas perspectivas poco halagüeñas a corto plazo para la economía mundial se traducen en una menor demanda de energía que en las Perspectivas de 2021. La crisis impulsó a corto plazo la demanda de petróleo y carbón, ya que los consumidores buscaban alternativas al gas de alto precio. Sin embargo, las renovables obtuvieron beneficios a largo plazo, junto con la nuclear en algunos casos, además de un progreso más rápido de la eficiencia energética y la electrificación, por ejemplo, de los vehículos eléctricos. Un punto común a todos los escenarios es el aumento de la cuota de la electricidad en el consumo mundial de energía final. Los escenarios son los siguientes:

¹ <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>

- Escenario de políticas declaradas (*Stated Policies Scenario, STEPS*), el crecimiento de la demanda energética mundial de alrededor del 1% anual hasta 2030 se satisface en conjunto casi en su totalidad con energías renovables. Se percibe un pico definitivo en la demanda mundial de combustibles fósiles. La demanda de carbón alcanza su punto máximo en los próximos años, la de gas natural llega a una meseta a finales de la década y la de petróleo alcanza un punto álgido a mediados de la década de 2030 antes de descender ligeramente.
- Escenario de Compromisos Anunciados (*Announced Pledged Scenarios, APS*), el impulso para cumplir íntegramente los compromisos climáticos hace que la demanda de todos los combustibles fósiles disminuya de aquí a 2030.
- Escenario de Emisiones Netas Cero para 2050 (*Net Zero Emissions by 2050 Scenario, NZE*), las emisiones de CO₂ se reducen a 23 Gt en 2030 y a cero en 2050, una trayectoria coherente con la limitación del aumento de la temperatura a menos de 1,5 °C en 2100.

Igualmente, hay que resaltar que, **en 2022**, debido a la invasión rusa de Ucrania, se produjeron dos acciones colectivas por los estados miembros de la AIE², para contener el precio internacional del crudo. Las acciones colectivas se pusieron en marcha en marzo y abril de 2022, cuando los Países Miembros de la AIE acordaron por unanimidad liberar reservas de petróleo de emergencia para aliviar la creciente tensión del mercado del petróleo. **Las acciones colectivas ascendieron a 182,7 millones de barriles de petróleo, el mayor volumen de reservas de emergencia jamás liberado por los países miembros de la AIE.** Además, es tan solo la cuarta y quinta vez que se adoptan medidas colectivas de este tipo desde la creación de la AIE en 1974. España contribuyó solidariamente en la liberación de reservas de este modo: en marzo, con más de 1,5 millones de barriles de los más de 60 millones de barriles totales, y en abril contribuyó con 4 millones de barriles de los 180 millones de barriles totales.

3.4.1. Electricidad y energías renovables

De acuerdo con el WEO2022, a medida que los mercados se reequilibran, **la ventaja para el carbón es temporal, ya que la generación renovable aumenta un 90% hasta 2030**; el pico de emisiones del sector energético debe ir seguido de un descenso mucho más pronunciado para ser coherente con los objetivos climáticos mundiales.

Para **compensar la escasez de gas ruso**, Europa importó 50.000 millones de metros cúbicos (bcm) más de gas natural licuado (GNL) en 2022 que el año anterior. Esto se ha visto aliviado por la menor demanda de China, donde el consumo de gas se vio frenado por los confinamientos y el escaso crecimiento económico, pero la mayor demanda europea de GNL desvió el gas de otros importadores asiáticos.

² <https://www.iea.org/news/iea-governing-board-concludes-2022-collective-actions>

Un despliegue más rápido de las **energías renovables** y la mejora de la eficiencia en la UE reducirán la demanda de gas natural y petróleo en un 20% esta década, y la demanda de carbón en un 50%, un impulso que adquiere mayor urgencia por la necesidad de encontrar nuevas fuentes de ventajas económicas e industriales más allá del gas ruso. Por su parte, el programa japonés Green (GX) da un gran impulso a la financiación de tecnologías como la nuclear, el hidrógeno de bajas emisiones, el amoníaco y las energías renovables en su mix energético. Asimismo, India sigue avanzando hacia su objetivo de 500 gigavatios (GW) de capacidad renovable en 2030, y las renovables cubren casi dos tercios de la creciente demanda de electricidad del país.

3.4.2. Descarbonización, eficiencia energética, biofueles e hidrógeno

Los elevados precios actuales de la energía han puesto de manifiesto las ventajas de una mayor **eficiencia energética** y están impulsando cambios de comportamiento y tecnológicos en algunos países para reducir el consumo de energía. Las medidas de eficiencia pueden tener efectos espectaculares —las bombillas actuales son al menos cuatro veces más eficientes que las que se vendían hace dos décadas— pero aún queda mucho por hacer en este ámbito. La demanda asociada a los sistemas de **refrigeración** debe ser objeto de especial atención por parte de los responsables de las políticas públicas, ya que constituye la segunda mayor contribución al aumento global de la demanda mundial de electricidad en las próximas décadas (después de los vehículos eléctricos). Muchos de los equipos de aire acondicionado que se utilizan hoy en día están sujetos a normas de eficiencia poco estrictas y una quinta parte de la demanda de electricidad para refrigeración en las economías emergentes y en desarrollo no está sujeta a ningún tipo de norma. En el escenario STEPS la demanda para refrigeración en las economías emergentes y en desarrollo aumenta en 2.800 teravatios-hora (TWh) hasta 2050, lo que equivale a añadir la actual demanda de la UE a la demanda mundial de electricidad actual. Este crecimiento se reduce a la mitad en el escenario APS gracias a unas normas de eficiencia más estrictas y a un mejor diseño y aislamiento de los edificios; y de nuevo a la mitad en el escenario NZE.

La inversión en gases combustibles de bajas emisiones aumentará considerablemente en los próximos años. En el escenario APS, la producción mundial de **hidrógeno** de bajas emisiones aumenta desde los muy bajos niveles actuales hasta superar los 30 millones de toneladas (Mt) anuales en 2030, lo que equivale a más de 100 bcm de gas natural (aunque no todo el hidrógeno de bajas emisiones sustituiría al gas natural). Gran parte se produce cerca del lugar de consumo, pero el comercio internacional de hidrógeno y de combustibles a base de hidrógeno experimenta un impulso creciente. Por otro lado, proyectos que representan un potencial de 12 Mt de capacidad de exportación se encuentran en diversas fases de planificación, aunque son más numerosos y están más avanzados que los correspondientes proyectos dedicados a respaldar la infraestructura de importación y la demanda. Los proyectos de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS por sus siglas en inglés) también están avanzando más rápidamente que antes, estimulados por un mayor respaldo político para contribuir a la descarbonización de la industria, producir combustibles de bajas o menores emisiones y posibilitar proyectos de captura directa del aire que retiren el carbono de la atmósfera.

3.4.3. Nuclear

Las **centrales nucleares**, de acuerdo con lo expuesto en el WEO 2022, contribuyen a la seguridad eléctrica de múltiples maneras, manteniendo estables las redes eléctricas y complementando las estrategias de descarbonización.

Ante esta situación de escasez de energía y elevados precios, los gobiernos han destinado hasta ahora más de 500.000 millones de dólares estadounidenses —principalmente en las economías avanzadas— para proteger a los consumidores. Se han movilizado para tratar de asegurar el suministro de combustibles alternativos y garantizar un almacenamiento de gas suficiente. También se han adoptado otras medidas a corto plazo como fomentar la generación de electricidad a partir del petróleo y el carbón, **prolongar la vida útil de algunas centrales nucleares y acelerar el desarrollo de nuevos proyectos de energías renovables**. Las medidas relacionadas con la demanda han recibido en general menos atención, pero una mayor eficiencia es parte esencial de la respuesta a corto y más largo plazo.

3.4.4. Gas natural

El mundo está inmerso en una crisis energética global, una conmoción de una amplitud y complejidad sin precedentes. Ya antes de la invasión rusa de Ucrania existían presiones en los mercados, pero las acciones de Rusia han convertido la rápida recuperación económica de la pandemia —que puso a prueba todo tipo de cadenas de suministro mundiales, incluida la de la energía— en una auténtica convulsión energética. Rusia ha sido, con diferencia, el mayor exportador mundial de combustibles fósiles, pero sus recortes en el suministro de gas natural a Europa y las sanciones europeas a las importaciones de petróleo y carbón procedentes de Rusia han cercenado una de las principales arterias del comercio energético mundial. Todos los combustibles se ven afectados, pero los mercados del gas son el epicentro, ya que Rusia busca influir en el mercado exponiendo a los consumidores a facturas energéticas más altas y a la escasez de suministro.

El precio de compra de gas natural al contado alcanzó niveles nunca vistos, superando con frecuencia el equivalente a 250 dólares estadounidenses por barril de petróleo. El precio del carbón también ha alcanzado niveles de récord, mientras que el petróleo superó ampliamente los 100 dólares por barril a mediados de 2022, para luego descender. Los elevados precios del gas y del carbón representan el 90% de la presión al alza de los costes de la electricidad en todo el mundo. Para contrarrestar el déficit de suministro de gas ruso, **Europa ha previsto importar 50.000 bcm más de GNL en 2022 en comparación con el año anterior.** Esta situación se ha visto compensada por la menor demanda de China, donde el consumo de gas se redujo como consecuencia de los confinamientos y la contención del crecimiento económico, pero la creciente demanda europea de GNL ha desviado el gas de otros importadores de Asia.

3.4.5. Petróleo y petroquímica

El comercio energético internacional sufre una profunda reorientación en la década de 2020, a medida que los países se adaptan a la ruptura de los flujos Rusia-Europa, que se supone permanente. No todos los flujos

rusos desviados de Europa encuentran un nuevo hogar en otros mercados, lo que reduce la producción rusa y la oferta mundial. Los mercados de **crudo y derivados del petróleo**, especialmente el gasóleo, se enfrentan a un **periodo turbulento al entrar en vigor las prohibiciones de la UE, del G7 y de Australia a las importaciones rusas**. Los principales incrementos de nueva capacidad de suministro de GNL —principalmente de Norteamérica, Catar y África— no serán efectivos hasta mediados de la década de 2020. Mientras tanto, la competencia por los cargamentos disponibles es feroz, ya que la demanda de importación china vuelve a aumentar.

Si la inversión en energías limpias no se acelera como en el escenario NZE, sería necesario aumentar la inversión en petróleo y gas para evitar una mayor volatilidad de los precios de los combustibles, lo que, por otra parte, implicaría poner en peligro el objetivo de 1,5 °C. En el escenario STEPS se prevé un gasto medio de casi 650.000 millones de dólares estadounidenses al año en inversiones en el sector del petróleo y el gas natural hasta 2030, lo que supone un aumento de más del 50% en comparación con los últimos años. Esta inversión conlleva riesgos, tanto comerciales como medioambientales, y no puede darse por sentada. A pesar de los enormes beneficios de este año, **algunos productores de Oriente Medio son los únicos que están invirtiendo en el sector más hoy en día que antes de la pandemia de Covid-19**. En medio de la preocupación por la inflación de los costes, la disciplina de capital se ha convertido —por encima del crecimiento de la producción— en la posición por defecto de la industria del esquisto de Estados Unidos, lo que significa que parte del viento de cola ha desaparecido para la que hasta ahora ha sido la principal fuente de crecimiento mundial del petróleo y el gas.

3.4.6. Carbón

Por primera vez, en un escenario del WEO basado en la configuración de las políticas imperantes, la demanda mundial de cada uno de los combustibles fósiles alcanza un pico o una meseta. En el escenario STEPS, el uso del carbón disminuye en los próximos años, la demanda de gas natural alcanza una meseta a finales de la década, y el aumento de las ventas de vehículos eléctricos hace que la demanda de petróleo se estabilice a mediados de la década de 2030 antes de disminuir ligeramente hasta mediados de siglo. La demanda total de combustibles fósiles disminuye de forma constante desde mediados de la década de 2020 en unos 2 exajulios al año de media hasta 2050, una reducción anual que equivale aproximadamente a la producción de un gran yacimiento de petróleo durante toda su vida útil.

3.5. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (IRENA)

En 2020 La Asamblea ministerial de IRENA decidió por unanimidad elegir a España para presidir su Asamblea en el año 2021 en reconocimiento al liderazgo y compromiso del Gobierno de España con las energías limpias, lo que conllevó a la creación de una vicepresidencia específica para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

La perspectiva mundial de las transiciones energéticas de IRENA traza una senda evolutiva para lograr un futuro seguro para el clima en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París. Su senda de 1,5 °C ofrece una hoja de ruta para acelerar la transición energética mundial situando **la electrificación y la eficiencia energética como motores clave del cambio**, respaldados por las energías renovables, el hidrógeno y la biomasa sostenible. Una estrategia agresiva de eficiencia energética, combinada con el aumento de las energías renovables para sustituir a los combustibles fósiles, es la vía más realista para reducir a la mitad las emisiones de aquí a 2030. Sin embargo, **la eliminación progresiva de los combustibles fósiles es una tarea compleja para los países que dependen en gran medida del carbón**, especialmente si se tienen en cuenta los imperativos de una transición justa y equitativa para los trabajadores y las comunidades. Por tanto, la acción concertada y la cooperación internacional son esenciales para avanzar a tiempo.

El escenario de 1,5 °C requerirá inversiones por valor de 5,7 billones de dólares estadounidenses al año hasta 2030. Las decisiones de inversión son duraderas y los riesgos de activos bloqueados o varados son elevados, por lo que las decisiones deben guiarse por una lógica a largo plazo. La Perspectiva mundial de las transiciones energéticas estima que 0,7 billones de dólares estadounidenses de inversiones anuales en combustibles fósiles deberían reorientarse hacia tecnologías de transición energética. Aunque se espera que la mayor parte del capital adicional proceda del sector privado, **será necesario duplicar la financiación pública para catalizar la financiación privada** y crear un entorno propicio para una transición que aporte beneficios socioeconómicos óptimos, incluidos empleos y PIB relacionados con la transición.

Además, se necesita un conjunto completo de políticas que abarquen todas las vías tecnológicas para alcanzar los niveles necesarios de despliegue de aquí a 2030. Sólo un marco político global integral puede unir a los países para orquestar una transición justa que refuerce los flujos financieros internacionales, las capacidades y las tecnologías, y que no deje a nadie atrás. A su vez, las medidas políticas y reguladoras progresistas generarán mayores beneficios de la transición energética para todos los pueblos, naciones y regiones del mundo.

Asimismo, IRENA continuó su trabajo de prospección y análisis durante 2022, que se resume en su ***“Renewable Power Generation Costs in 2022”***³. En 2022, el coste medio ponderado mundial de la electricidad generada a partir de nuevas centrales solar fotovoltaica (PV), eólica terrestre, termosolar, bioenergía y geotérmica cayó. Todo ello a pesar del aumento de los costes de materiales y equipos. **China fue el principal impulsor del descenso mundial de los costes de la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre.**

En el caso de los proyectos eólicos terrestres de nueva puesta en marcha, el coste medio ponderado de la electricidad (**LCOE**, por sus siglas en inglés) se redujo en un 1,5%, y la electricidad (LCOE) cayó un 5% entre 2021 y 2022, de 0,035 USD/kWh a 0,033 USD/kWh. En proyectos fotovoltaicos solares a escala de servicios públicos, el LCOE medio ponderado mundial disminuyó un 3% interanual en 2022, hasta 0,049 USD/kWh. Para la eólica marina, el coste de la electricidad de los nuevos proyectos aumentó ligeramente en comparación con 2021, pasando de 0,079 USD/kWh a 0,081 USD/kWh en 2022.

³ <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

La crisis de precios de los combustibles fósiles de 2022 fue un recordatorio elocuente de los poderosos beneficios económicos que la energía renovable puede proporcionar en términos de seguridad energética. En 2022, la energía renovable desplegada en todo el mundo desde el año 2000 ahorró unos 521.000 millones de dólares estadounidenses en costes de combustible en el sector eléctrico. Debido a la escalada de los precios de los combustibles fósiles, en el periodo 2021-2022 se produjo una de las mayores mejoras en la competitividad de la energía renovable de las dos últimas décadas. Observando la tendencia desde 2010:

- En 2010, el LCOE medio ponderado mundial de la energía eólica terrestre era un 95% superior al coste más bajo de los combustibles fósiles. En 2022, el LCOE medio ponderado mundial de los nuevos proyectos eólicos terrestres era un 52% más bajo que el LCOE fósil más barato. inferior a las soluciones más baratas basadas en combustibles fósiles.
- Sin embargo, incluso esta mejora fue superada por la de la energía solar fotovoltaica. Esta fuente de energía renovable era un 710% más cara que la solución más barata basada en combustibles fósiles en 2010. un espectacular descenso de los costes, en 2022 costará un 29% menos que la solución más barata basada en combustibles fósiles.

3.6. G20

La presidencia del Grupo de los Veinte (G20) en 2021 recayó en Italia. España no es integrante del G20, aunque participa en las Cumbres extraordinarias del Grupo y en algunas reuniones de carácter ordinario, por lo que **se le considera un invitado permanente**. El Presidente del Gobierno participó en la Cumbre que tuvo lugar los días 30 y 31 de octubre en Roma, en la que se trataron temas como la salud y la economía mundiales y el desarrollo sostenible. Por su parte, la vicepresidenta tercera del Gobierno de España y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, viajó a Nápoles en julio para participar en las reuniones de los ministros de Energía y Clima y de ministros de Medioambiente.

La Presidencia italiana propuso para 2021 una reunión ministerial conjunta de Energía y Clima, mientras que por otro lado se celebraría una reunión ministerial de Medioambiente. En lo referente a la primera versión del **Comunicado conjunto de Energía y Clima** para la reunión correspondiente, la valoración inicial de la Presidencia por parte del MITERD fue muy positiva. Sobre la lucha contra el cambio climático:

- **España manifestó su deseo de que el texto final fuera ambicioso** y no se limitara a repetir el lenguaje ya acordado en anteriores Presidencias del G20 o a ceñirse al texto del Acuerdo de París.
- Asimismo, se consideró de suma importancia que la Ministerial de Energía y Clima concluyera con un fuerte **compromiso de todos los miembros del G20** en alcanzar la neutralidad climática (*net zero*) en 2050, la presentación de las Contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés) mejoradas antes de la COP26 y de eliminar gradualmente tanto los subsidios como las inversiones en combustibles fósiles, entre otros asuntos.

3. Situación y perspectivas internacionales Energía-Clima

La visión propuesta por la Presidencia italiana se estructuraba en tres pilares:

- **Las personas:** Todas las actuaciones políticas se centrarán en las personas, para que nadie se quede atrás. Esto significa abordar las desigualdades y promover la igualdad de oportunidades en salud, educación, empleo y desarrollo humano, empezando por los grupos más vulnerables.
- **El planeta:** Para construir sociedades más resilientes, no podemos subestimar los riesgos a los que se enfrenta nuestro planeta. Desarrollar un mundo más seguro y sostenible requiere restablecer el equilibrio entre las personas y la naturaleza. Nuestros compromisos con el Acuerdo de París y los Objetivos de Desarrollo Sostenible no pueden posponerse por más tiempo.
- **La prosperidad:** El crecimiento mundial debe considerarse una herramienta para garantizar la prosperidad para todos. Las nuevas tecnologías y la transformación digital son formidables motores de prosperidad y mejor calidad de vida. La comunidad internacional debe esforzarse por hacer de la digitalización una oportunidad para todos.

La Presidencia italiana del G20 de 2021 situó en el centro de las transiciones energéticas limpias un **concepto complementario de seguridad y cooperación energéticas**, que incluía por primera vez una dimensión centrada en las personas. Esta iniciativa dio lugar a un comunicado conjunto del G20, que amplió la definición de seguridad energética en el contexto de las transiciones hacia energías limpias, para considerar “las necesidades de transiciones justas e inclusivas que sitúen a las personas y a la sociedad en el centro”.

El 23 de julio de 2021 se celebró en **Nápoles** la reunión **Ministerial conjunta de Energía y Clima del G20**. Fue especialmente importante que -por primera vez- el G20 reconociera el hecho de que los impactos del cambio climático serán mucho menores en el contexto de un aumento de la temperatura global no superior a 1,5° C que en el de un aumento de 2° C, tal y como se afirma en el Informe Especial del IPCC “Calentamiento Global de 1,5° C”. Durante las negociaciones previas a la Ministerial de Energía y Clima se confirmó la **oposición firme de un importante bloque de países** (China, India, Arabia Saudí, Indonesia, Turquía, Brasil, Rusia, Sudáfrica) a asumir compromisos de descarbonización más ambiciosos que lo acordado en anteriores Presidencias del G20 y rechazando fechas concretas de implementación de las distintas medidas que se proponían a lo largo del texto.

La **Declaración de Nápoles** destacó la importancia de las transiciones hacia energías limpias para hacer frente al cambio climático. A este respecto, los miembros del G20 subrayaron:

- la necesidad crucial de aprovechar plenamente el potencial de las **soluciones energéticas limpias existentes**.
- acelerar el desarrollo y el despliegue de **tecnologías de emisiones cero y bajas**, incluido el uso del hidrógeno.

- la **reducción de las emisiones de metano** puede ser una de las formas más rápidas y rentables de limitar el cambio climático, el G20 acogió con satisfacción el trabajo de diversas instituciones e iniciativas, incluida la creación del Observatorio Internacional de Emisiones de Metano (IMEO).

Por otro lado, los comentarios preliminares de España sobre el primer borrador de **Comunicado para la reunión Ministerial de Medioambiente** fueron los siguientes:

- Es de vital importancia considerar simultáneamente los criterios de **sostenibilidad y circularidad**.
- Debe incluirse el compromiso de avanzar hacia la **protección efectiva del 30% de la superficie marina y terrestre**.
- España considera que las estrategias de **respuesta y recuperación de COVID-19** deben incluir acciones de recuperación verde basadas en la transición ecológica.
- También considera necesario que el Comunicado aborde explícitamente cuestiones relativas al **comercio ilegal de la vida salvaje**.
- Las **soluciones basadas en la Naturaleza** deben incluir estrategias de reducción del riesgo de desastres y prevención de sus impactos en las personas, infraestructura crítica y servicios básicos.
- En el apartado relativo a la **gestión sostenible del agua** se requiere una referencia expresa a las medidas de reducción del uso del agua por parte de la demanda.
- En el apartado sobre **plásticos marinos** deben incluirse la gestión adecuada de las distintas opciones, incluyendo la recogida selectiva o el reciclaje y la recuperación.
- En lo que se refiere a **ciudades circulares**, se considera que debe reflejarse la importancia de potenciar la biodiversidad y la infraestructura verde en las ciudades, ya que la importancia de las áreas naturales y la biodiversidad en las ciudades para el bienestar y la salud de los ciudadanos ha quedado patente durante la pandemia de COVID.

En el **Comunicado final de la reunión de líderes de Roma**, que tuvo lugar el 30 y 31 de octubre de 2021, se incluyeron las siguientes conclusiones:

- Seguir reforzando nuestra respuesta común a la pandemia y allanar el camino para una recuperación mundial, teniendo especialmente en cuenta las necesidades de los más vulnerables y desarrollar planes de recuperación y resiliencia tras la pandemia;
- Abordar retos críticos como garantizar la seguridad alimentaria y la sostenibilidad medioambiental e Incrementar la eficiencia de los recursos y la economía circular;
- Visión compartida para combatir el cambio climático y la consecución de la igualdad de género;
- Proporcionar cadenas de valor sostenibles de minerales críticos para conseguir la transición energética y mejorar la seguridad energética debido al incremento creciente de energías renovables intermitentes;

En 2022, la presidencia del G20 recayó en Indonesia, que separó los asuntos de clima y energía unidos por la presidencia italiana en 2021 y volvió a unir los temas de clima con los de medioambiente. No obstante, la negociación del comunicado conjunto se desarrolló en dos subgrupos de trabajo por separado (Medioambiente-EDM y Clima-CSWG).

Durante su presidencia, Indonesia se ha centrado en la pandemia mundial de COVID-19 y en cómo superar conjuntamente los retos relacionados con ella. Las tres prioridades de la presidencia indonesia del G20 son:

- la arquitectura sanitaria mundial,
- las transformaciones digitales,
- y las **transiciones energéticas sostenibles**.

El grupo de trabajo de energía (ETWG – **Energy Transitions Working Group**) se reunió para discutir el Comunicado, que se trató finalmente el 31 de agosto de 2022, cuando se celebró en **Bali** la reunión **Ministerial de Transiciones Energéticas del G20**. Se destacó acelerar transiciones energéticas limpias, sostenibles, justas, asequibles e inclusivas, ya que nos estamos recuperando juntos y más fuertes, la creación de partenariados para Transiciones Energéticas Limpias, Sostenibles, Justas, Asequibles e Inclusivas, y se destacaron tres áreas de prioridad: garantizar la accesibilidad a la energía, mejora de tecnologías limpias e inteligentes, y avanzar en la financiación de la energía. Se especificó cómo mejorar en cada área prioritaria, por ejemplo mediante la atención a la emergente pobreza energética, descarbonizando no solo el sector eléctrico, sino también la industria y el transporte, y desarrollando soluciones financieras para una transición energética inclusiva.

El **texto de medio ambiente** se dividió en tres áreas prioritarias y seis bloques con la siguiente distribución:

- **Área prioritaria 1: “Apoyar una recuperación más sostenible”**, incluyendo los siguientes bloques: (i) Degradación de la tierra, (ii) Detener y revertir la pérdida de biodiversidad, (iii) Gestión Integral y Sostenible del Agua, (iv) Eficiencia de recursos y economía circular;
- **Área prioritaria 2: “Mejorar las acciones en tierra y mar para apoyar la protección del medio ambiente y los objetivos climáticos”**, incluyendo los siguientes bloques: (v) Basura marina, (vi) Conservación de los océanos centrada en la restauración del ecosistema marino y la economía azul;
- **Área prioritaria 3: “Mejorar la movilización de recursos para apoyar la protección del medio ambiente y los objetivos climáticos”** incluyendo los siguientes bloques: (vii) Finanzas sostenibles con el objetivo de mejorar la hoja de ruta del grupo de trabajo de finanzas sostenibles para la financiación de la naturaleza.

Además, la Presidencia indonesia propuso una iniciativa, finalmente denominada **Ocean 20 (O20)**. El objetivo general de esta Alianza Global del G20, según informaban, era involucrar y ayudar a los países del G20 a desarrollar capacidades y promover la cooperación internacional sobre el océano y el clima. Entre los asuntos en los que España ha intervenido de manera más activa se podrían señalar, entre otros, los siguientes:

- España reclamaba partir **de los compromisos alcanzados el pasado año** en las cumbres de **Nápoles** (ministros de Energía y Clima), **Roma** (de líderes) o **en Glasgow** (COP26).
- **España aducía que era fundamental que el G20 mostrar ambición y ofreciera compromisos decididos al mundo** en todos estos temas, especialmente en relación con la actualización de las NDCs y la necesaria alineación entre los compromisos a corto y las estrategias a largo plazo.
- **España se ha manifestado en varias ocasiones en la estrecha relación que existe entre clima, océanos y biodiversidad.** En este sentido, España se ha mostrado a favor de la mención del **triple crisis planetaria** y la urgente necesidad de actuar, especialmente de la mano de la Ciencia.

El **Comunicado final de la reunión de líderes de Bali**, que tuvo lugar el 15 y 16 de noviembre de 2022 bajo el lema «**Recuperarnos juntos, recuperarnos más fuertes**», se incluyeron las siguientes conclusiones:

- Se reiteraron las posiciones nacionales ya expresadas en otros foros, en particular el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas y la resolución de la Asamblea General de las Naciones Unidas en la que se **lamenta en los términos más enérgicos la agresión de Rusia contra Ucrania** y se **exige la retirada total e incondicional** de Rusia del territorio de Ucrania.
- Transformar y diversificar rápidamente los sistemas energéticos y fomentar la seguridad y la resiliencia energéticas, así como la estabilidad de los mercados.
- Garantizar un **suministro de energía asequible** que sea suficiente para satisfacer la demanda mundial de energía.
- Respaldar la mitigación del cambio climático y la adaptación al cambio climático;
- Detener y revertir la pérdida de la biodiversidad y mejorar la protección y conservación, el uso sostenible y la restauración del medio ambiente.

El presidente del Gobierno participó en la cumbre en la que se trataron temas como la devastación causada por la pandemia de COVID-19 y otros retos, como el cambio climático. Por su parte, la vicepresidenta tercera del Gobierno de España y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico participó telemáticamente en las reuniones de los ministros de energía y clima y de los ministros de medio ambiente.

Asimismo, Los dirigentes de Canadá, el Consejo Europeo, la Comisión Europea, Francia, Alemania, Italia, Japón, los Países Bajos, España, el Reino Unido y los Estados Unidos se han reunido en paralelo a la cumbre del G20 en Bali. El primer día de la cumbre, el 15 de noviembre de 2022, **condenaron los brutales ataques con misiles** perpetrados por Rusia contra ciudades e infraestructuras civiles ucranianas. También debatieron la explosión que tuvo lugar en la parte oriental de Polonia, cerca de la frontera con Ucrania y ofrecieron su **pleno apoyo y asistencia** a la investigación en curso por parte de **Polonia**.

3.7. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)

La **Unión por el Mediterráneo** (UpM) es la organización intergubernamental euromediterránea que agrupa a los 27 Estados miembros de la Unión Europea y los 15 países socios mediterráneos del norte de África, Oriente Medio, y sudeste de Europa. El 16 era Siria, pero lleva suspendido de participación desde 2011. Su Secretariado tiene como sede la ciudad de Barcelona.

La región mediterránea se enfrenta hoy a desafíos energéticos y climáticos comunes que requieren una cooperación reforzada en los campos de la acción energética y climática. Por ello, la UpM actúa como plataforma única para facilitar y promover el diálogo y la cooperación regionales, así como proyectos e iniciativas concretos en los campos de la Energía y la Acción por el Clima para hacer frente a los desafíos de la energía y el cambio climático en la región y avanzar hacia más modelos energéticos seguros y sostenibles. En 2022, está copresidida por la UE y Jordania. En la Conferencia de Alto Nivel celebrada en Roma en noviembre de 2014, la UpM acordó la creación de **tres Plataformas Energéticas**: Plataforma de Gas; Plataforma del Mercado Eléctrico Regional (REM por sus siglas en inglés); y Plataforma de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE por sus siglas en inglés). El objetivo de estas plataformas es organizar y respaldar el diálogo entre miembros de la UpM, instituciones financieras, expertos, organizaciones regionales, la industria y otras partes interesadas en estos ámbitos, así como “garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” que es el objeto del Objetivo de Desarrollo Sostenible nº 7 (ODS 7).

Asimismo, se celebró reunión **Ministerial de Energía de la UpM en 2021**, el 14 de julio de 2021 en Lisboa, a la que asistió la vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y durante la que se aprobó una Declaración Ministerial acompañada de una Hoja de Ruta para la Acción, como herramienta de trabajo.

La Declaración de 2021 se centraba en unir esfuerzos para una **transición justa y equitativa** hacia economías y sociedades circulares, bajas en emisiones, inclusivas, resilientes, sostenibles y eficientes en el uso de los recursos y la energía, teniendo en cuenta las circunstancias nacionales; contribuyendo así a los compromisos en materia de cambio climático en el marco del Acuerdo de París, y a la consecución del **ODS 7**. También se destacó **la alta vulnerabilidad de la cuenca euromediterránea al cambio climático y a la degradación medioambiental, así como el estrés hídrico y sus implicaciones en la agricultura**. Por último, se mencionó que la región está capacitada para aumentar su producción de energías **renovables**, destacando la energía solar fotovoltaica, la energía eólica terrestre, y la creciente aportación de energías marinas, así como el hidrógeno renovable y el gran potencial de la eficiencia energética como clave para la transición energética.

Entre las actividades en las que ha participado el MITERD en la UpM durante 2022, se encuentra la reunión anual de las Plataformas Energéticas, que tuvo lugar de forma virtual el 2 de febrero de 2022. La UE, como co-presidenta de la Unión para el Mediterráneo, a través de DG ENER, destacó lo que se incluyó en la Declaración de la 3ª Conferencia Ministerial de Energía de la UpM del 14 de junio de 2021, en la que se dio el mandato a las Plataformas Energéticas de la UpM para poner en marcha el Proyecto de Hoja de Ruta para la Acción Energética (*Draft Roadmap on Energy Action*). **La Declaración Ministerial destacaba que la transición energética debía ser verde y justa, en línea con los objetivos climáticos**. Por otra parte, también se puede mencionar que entre el 21 y el 26 de marzo de 2022 tuvo lugar en Dakar, Senegal, el 9º Foro Mundial del Agua, en el que participó la UpM.

4. SECTOR ELÉCTRICO

4.1. INTRODUCCIÓN

La norma básica nacional del sector eléctrico es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, que establece la regulación del sector eléctrico con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica, de adecuarlo con 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 las actividades de producción y comercialización de energía eléctrica.

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

- previa que otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.
- de construcción, que permitirá al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.
- 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.

La AGE (Administración General del Estado) es la competente para conceder dichas autorizaciones para instalaciones de potencia superior a 50 MW, previéndose cerca de 59 GW de nueva generación renovable hasta 2030, más las líneas y subestaciones necesarias para integrar este contingente.

Trámites gestionados por la DGPEyM	2021	2022
Resoluciones de nuevas autorizaciones de instalación de generación renovable	4	30 (2,8GW)
Resoluciones relativas a inscripción PV / eólica en el REIPRE	7 (1 GW)	30 (0,7GW)
Proyectos en trámites de autorización (PV y eólica, o PV y eólica con hibridación y almacenamiento por baterías)	450 (40 GW + 38 GW)	950 (84 GW)

Por su relevancia dentro de la estructura energética de España, las principales magnitudes referentes al sector eléctrico español para los años 2021 y 2022, así como su evolución en los últimos años, se hallan en el capítulo primero de este Libro, dedicado a la Estructura Energética en España.

Dada la intensidad de la actividad normativa, se dedica el apartado 2.1.2.2 de este Libro al desarrollo normativo más relevante que tuvo lugar en los años 2021 y 2022.

4.2. 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. Con el fin de avanzar en el diseño del mercado interior de la electricidad, sus normas y principios se aprobaron el Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad; y 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.

La Resolución de 6 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica para su adaptación de los límites de oferta a los límites de casación europeos, garantiza que los proveedores de electricidad puedan fijar sus propios precios; aprueba las reglas de funcionamiento de los mercados diario e intradiario de energía eléctrica que adaptan los límites de oferta a los límites de casación europeos; asegura que los clientes vulnerables sigan estando protegidos mediante precios regulados a los clientes domésticos en situación de vulnerabilidad; establece medios para una competencia efectiva entre proveedores y para una tarificación minorista de la electricidad plenamente eficaz.

Por su parte, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, ha transpuesto parcialmente la Directiva 2019/944, creando las figuras del agregador independiente y los titulares de las instalaciones de almacenamiento, si bien estas figuras deberán ser reforzadas por medio del desarrollo reglamentario posterior que, completando el proceso de transposición de la normativa comunitaria, permita la plena participación de estos sujetos en los mercados de electricidad, 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.

4.3. MERCADO MAYORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

4.3.1. Organización del mercado eléctrico de producción

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

Mercados diario e intradiario

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.

Servicios de ajuste y balance

Entre los mercados gestionados por el Operador del Sistema se encuentran los relativos a los servicios de ajuste del sistema que, según la normativa actual, son:

- **Solución de restricciones técnicas.** Servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema
- **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. La energía de regulación secundaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés). El aFRR será gestionada por nuevas plataformas europeas de balance (PICASSO).
 - Regulación terciaria: Servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La energía de regulación terciaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés). El mFRR será gestionada por nuevas plataformas europeas de balance (MARI).
 - Energía de balance de tipo Replacement Reserve (RR) (gestión de desvíos): Servicio de carácter potestativo que tiene por objeto hacer frente a los desequilibrios del sistema entre la generación y el consumo, y restablecer o mantener el nivel de energías de recuperación de la frecuencia (energías de regulación secundaria y terciaria). Se gestiona desde marzo de 2020 mediante plataformas europeas de balance (TERRE), igual que el proceso de compensación de desequilibrios automáticos entre sistemas desde octubre de 2020 (IGCC)

Mercados a plazo

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.

Mecanismo ibérico

En materia regulatoria de ámbito mayorista fue especialmente relevante durante la crisis energética experimentada en 2021 y 2022 el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista, comúnmente denominado mecanismo ibérico.

La medida se configura como un mecanismo de ajuste del coste de producción de las tecnologías fósiles marginales, que tiene como efecto una reducción equivalente a dicho ajuste en las ofertas que estas tecnologías realizan en el mercado, con la consiguiente reducción de precio de casación del mercado. Las cantidades correspondientes a este ajuste son financiadas por aquellos consumidores que se benefician de la referida reducción, resultando en cualquier caso un precio final inferior al que se daría en ausencia de la medida.

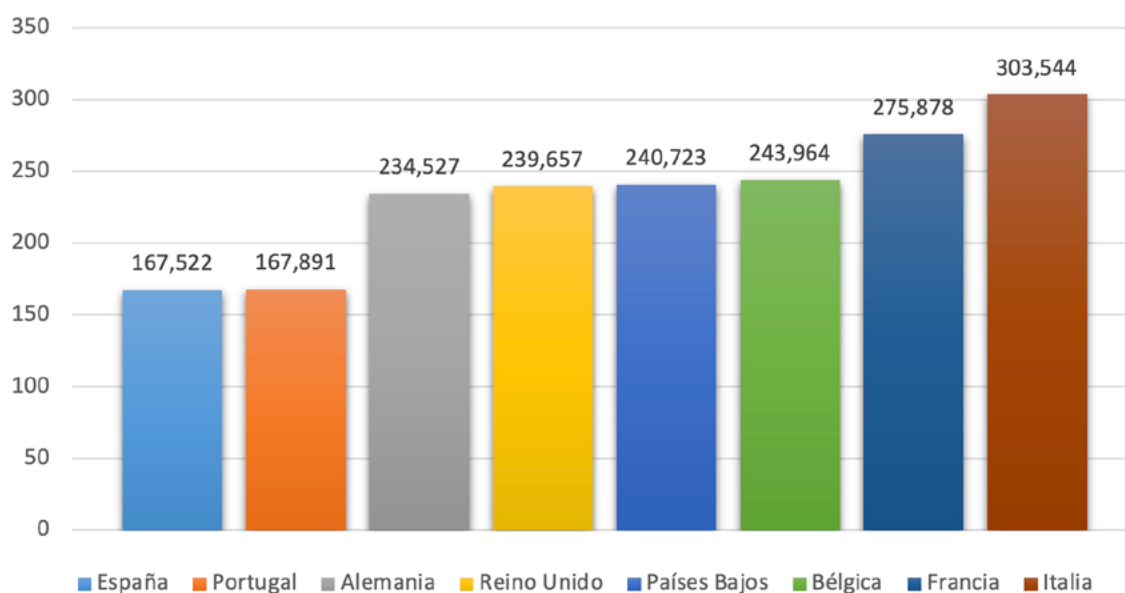
Debido a la integración de los mercados eléctricos de España y Portugal en el Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL), el mecanismo de ajuste se adopta de manera simultánea y coordinada en la Península Ibérica, garantizando así la integración y eficiencia de este mercado regional.

4.3.2. Evolución del precio en el mercado mayorista

Como consecuencia de la crisis energética, los años 2021 y 2022 estuvieron marcados por una escalada sin precedentes de los precios de la electricidad en los mercados mayoristas. Así, el precio medio final de la energía en el mercado eléctrico se situó en 2022 en 204,79 €/MWh, registrándose por segundo año consecutivo el valor más alto de la historia. Es casi el doble que el precio de 2021 y más del triple que el de los años 2018 y 2019.

En el año 2022, el peso de la componente del mercado diario e intradiario se redujo, hasta llegar al 83,2%, que es el porcentaje más bajo desde el año 2012. El peso de los servicios de ajuste representó un 3,8%, muy similar al del año anterior y a los registrados los años 2017 y 2018. El peso de los pagos por capacidad representó solo el 0,2 %, el valor más bajo de la historia, mientras que la componente del mecanismo de Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, a pesar de estar solo en vigor algo más de medio año (en particular, la primera sesión de negociación en que surtió efectos el mecanismo ibérico fue el 15 de junio de 2022), supuso un 12,9 %.

En la Figura. 4.1 se puede comparar el precio del mercado diario (excluido el componente del pago del coste del ajuste previsto en el Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo) con el precio del mercado diario en otros países europeos. Se puede observar cómo todos los países del entorno han sido afectados por el incremento del precio de cotización del gas natural en los mercados internacionales, con el consiguiente impacto en los mercados de electricidad.

FIGURA 4.1 COMPARACIÓN DEL PRECIO (€/MWH) DEL MERCADO DIARIO CON OTROS PAÍSES EUROPEOS

FUENTE: MITERD, a partir de la información publicada por Red Eléctrica de España

En cuanto al número de agentes que participaron en el mercado eléctrico en 2021, hubo un total de 115 generadores y 408 comercializadores (Ver tabla 4.1)

TABLA 4.1 NÚMERO DE AGENTES DE GENERACIÓN Y DE COMERCIALIZACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO

Año	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
2020	108	390
2021	115	408

FUENTE: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2021.

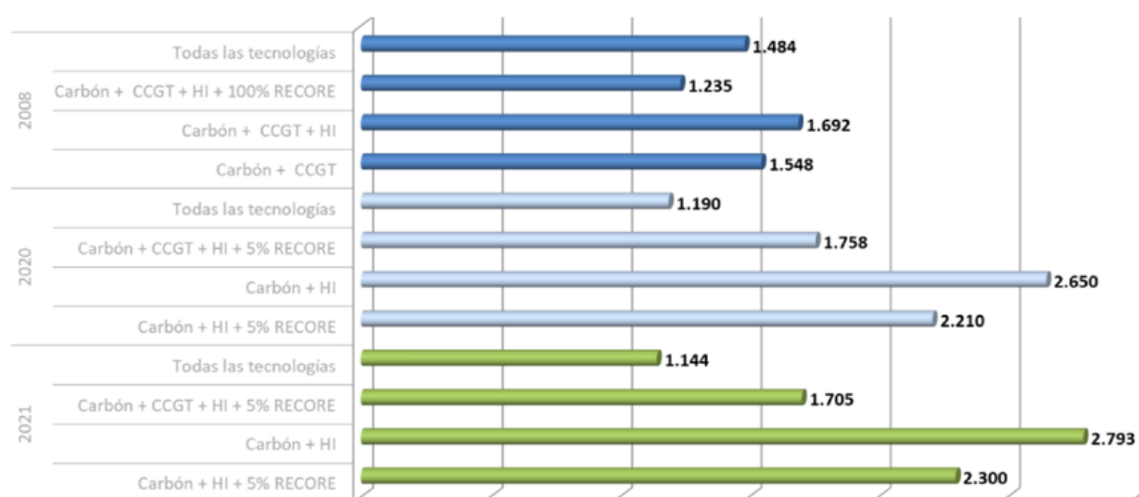
Asimismo, cabe destacar la información correspondiente al Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), con desglose por períodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a

4. Sector eléctrico

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-Herfindahl¹, según el cual el desglose por tecnologías sería el mostrado en la figura 4.2.²

FIGURA 4.2 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 2021

¹ 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 monopolístico). 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.

² El análisis de los niveles de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento 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 ha considerado 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 únicamente despachada a partir de unos ciertos umbrales de precio.

4.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

4.4.1. Mercado minorista: Consideraciones generales 3

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. El consumidor puede elegir entre las siguientes opciones de suministro:

- “Mercado libre”: Las condiciones de suministro de energía eléctrica se determinan a través del contrato de suministro que pacten las partes, cumpliéndose las obligaciones que establece la ley en materia de contratación de suministro de energía eléctrica
- “Mercado regulado”: Los consumidores de menor tamaño -consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW-, pueden ser suministrados por alguna de las ocho comercializadores de referencia (COR) existentes, acogiéndose al precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), que se encuentra regulado en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
- “Consumidores directos en mercado”. En crecimiento desde 2017, los consumidores tienen la posibilidad de adquirir energía directamente en el mercado de producción.

A 30 de septiembre de 2022, el número de consumidores en el mercado minorista español ascendió a 30.026.950 frente a los 29.644.504 en 2020.

En términos de distribución entre el mercado libre y el mercado regulado, a fecha 30 de septiembre de 2022, 8.763.755 consumidores estaban acogidos al PVPC suministrados por un comercializador de referencia, representando un 29,2% del total de consumidores. Estas cifras representan una reducción de 5,9 puntos respecto a la cuota registrada en la misma fecha en 2021 y de 7,7 puntos respecto a la 2020.

El 98,6% de los puntos de suministro de la industria, el 98,4% de los puntos de suministro del segmento PYME, el 69,9% del sector doméstico y el 100% del sector vehículo eléctrico se suministra en el mercado libre (frente al 1,4%, 1,6%, 30,1% y 0%, respectivamente, que lo hace en mercado regulado).

4.4.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países

4.4.2.1. Componentes del precio final del mercado minorista

Hasta el 1 de junio de 2021, los componentes del precio final aplicado al consumidor final de energía eléctrica eran los mismos que a finales de 2020:

³ Todos los datos mostrados en este epígrafe proceden del informe de cambio de suministrador del tercer trimestre de 2022 elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

4. Sector eléctrico

- El coste de la energía (mercado diario e intradiario, servicios de ajuste, pagos por capacidad, retribución del Operador del Sistema (REE) y del Operador del Mercado (OMIE) y margen de comercialización).
- Los peajes de acceso fijados en 2021 por el Gobierno, destinados a cubrir los costes regulados del sistema eléctrico (redes de transporte y distribución, renovables, anualidades del déficit de tarifa, sobre coste de generación en los territorios no peninsulares, principalmente). Los peajes constan de término de potencia (en €/kW y año) y término de energía (en €/kWh).

A partir del 1 de junio de 2021, se hizo efectiva la diferenciación de la tarifa de acceso entre peajes y cargos, de forma que los componentes del precio aplicado al consumidor final de energía eléctrica a partir de esta fecha son los siguientes:

- El coste de la energía.
- Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, fijados por la CNMC y destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución.
- Los cargos, fijados por el Gobierno y destinados al pago de las otras partidas de costes que no sean cubiertas por otros ingresos, como: el régimen retributivo específico de la actividad de generación a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, la retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional, y la retribución asociada a la aplicación de mecanismos de capacidad y las anualidades correspondientes a los déficit del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- Estos cargos incluyen un término de potencia (en €/kW y año) y un término de energía (en €/kWh).

4.4.2.2. Marco jurídico de contratación

Existen dos posibilidades de contratación por parte del consumidor:

- Formalizar el contrato de suministro con un comercializador y el contrato de acceso de terceros a la red (contrato ATR) con el distribuidor.
- Realizar la contratación tanto del suministro como de los peajes de acceso a la red a través del comercializador.

En cuanto a las modalidades de contratación, tal como se describe en el apartado 4.4.1 puede recurrir al mercado libre⁴ o al mercado regulado por medio del PVPC.

4.4.2.3. Actualización de los peajes de acceso y cargos en 2021 y 2022.

La CNMC es el organismo responsable de aprobar 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

⁴ El listado de comercializadoras es accesible en <https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>)

que el Gobierno, debe de aprobar la metodología y valores de los cargos necesarios para cubrir el resto de costes regulados, tales como la financiación de las renovables, el sobrecoste de producción de energía en los territorios no peninsulares o las anualidades del déficit.

Los primeros meses de 2021 se prorrogó la aplicación de los peajes de acceso de electricidad establecidos en el artículo 2 de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, de acuerdo con la Orden TED/1271/2020, de 22 de diciembre.

A partir del 1 de junio de 2021 se empezó a aplicar la nueva metodología a través de la publicación de la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad y de la Orden TED/371/2021, de 19 de abril, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y de los pagos por capacidad.

Posteriormente, el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, incorporó como medida extraordinaria la reducción de los cargos del sistema eléctrico desde el 16 de septiembre hasta el 31 de diciembre de 2021.

A partir del 1 de enero de 2022, los valores aplicables de peajes y cargos se establecieron en la Resolución de 16 de diciembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad y en la Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022 respectivamente.

El Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, actualizó los precios aplicables a los distintos segmentos tarifarios de los cargos del sistema eléctrico para el periodo comprendido entre el 31 de marzo de 2022 y el 31 de diciembre de 2022.

4.4.2.3 Determinación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) a partir de junio de 2021 y medidas aprobadas como consecuencia de la crisis energética.

La metodología de cálculo del PVPC comprende un término de potencia y un término de energía, que incluye de forma aditiva el coste de producción, de comercialización y los peajes de acceso y cargos.

Desde el 1 de junio de 2021, los consumidores han pasado a tener los peajes y cargos con discriminación horaria en los términos de potencia y energía. En virtud de lo anterior, la potencia se diferencia en dos periodos:

- La potencia punta de 8 de la mañana a 24 de la noche.
- La potencia valle de 24 de la noche a 8 de la mañana, y todas las horas del sábado, domingo y festivos nacionales.

4. Sector eléctrico

Por su parte, la energía se diferencia en tres periodos:

- El periodo de punta: con el precio más elevado, de 10 de la mañana a 2 de la tarde y de 6 de la tarde a 10 de la noche de lunes a viernes no festivos.
- El periodo de llano: un precio menos caro de 8 a 10 horas, de 2 a 6 de la tarde y de 10 a 12 de la noche. Los periodos horarios de punta y llano se desplazan una hora hacia adelante en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla
- El periodo de valle: con un precio reducido comprende las horas nocturnas (de 0 horas a 8 de la mañana) y todas las horas del sábado y el domingo y festivos de ámbito nacional.

En lo que se refiere al margen comercial durante 2021 y 2022 siguieron aplicándose los valores de los costes de comercialización de aplicación en los años 2016, 2017 y 2018, de acuerdo con lo señalado en la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre y en la Orden TED/1484/2021, de 28 de diciembre:

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, 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 0,000235 €/kWh para el año 2021 y de 0,000259789 €/kWh para el año 2022 (en virtud de la Orden TED/275/2021, de 18 de marzo y la Orden TED/220/2022, de 16 de marzo, por las que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2021 y 2022, respectivamente).

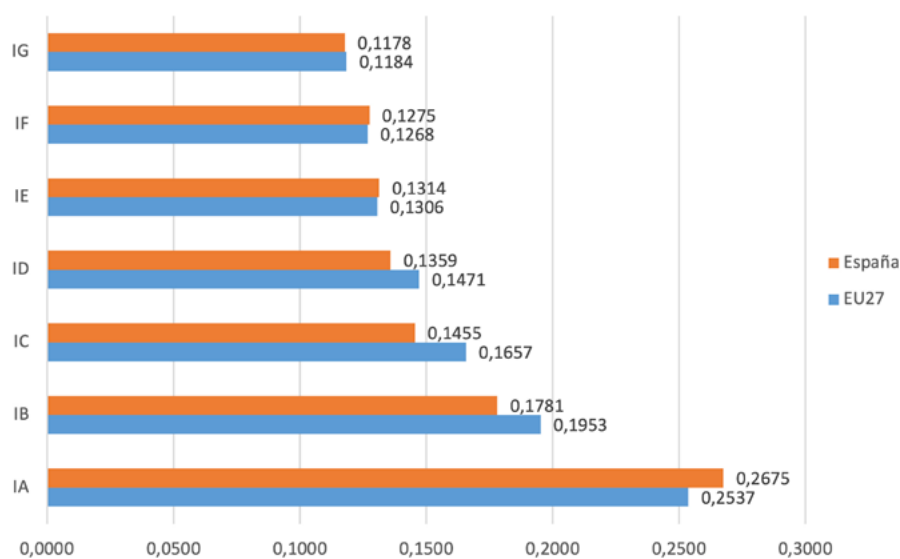
Por otro lado, cabe mencionar en relación con el PVPC que, entre el 1 de octubre de 2021 y el 22 de octubre de 2021 estuvo disponible en el apartado de participación pública de la web del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el trámite de consulta pública previa relativa a la modificación del precio voluntario al pequeño consumidor, con la finalidad de recabar la opinión de los diferentes sujetos involucrados sobre un nuevo desarrollo reglamentario que modifique la estructura y metodología del PVPC, puesto que en el contexto existente de evolución al alza de los precios de la electricidad, la propia naturaleza del PVPC traslada inmediatamente a los consumidores todas las variaciones del precio mayorista. Teniendo en consideración las alegaciones recibidas, durante el año 2022 se llevó a cabo una parte de la tramitación de la modificación del PVPC.

Finalmente, cabe indicar que, en este contexto de crisis energética, durante 2021 y 2022, se han articulado un conjunto de medidas de carácter transitorio sobre fiscalidad energética para contribuir a la reducción de los costes de la factura final eléctrica de los consumidores. En particular, cabe destacar, por un lado, la reducción del tipo impositivo del Impuesto Especial sobre la Electricidad, del 5,11269632 % al 0,5 % desde septiembre de 2021 y, por otro lado, la rebaja del tipo impositivo del IVA del 21% al 10% a partir de junio de 2021 y del 10 % al 5% a partir de julio de 2022, aplicable a titulares de contratos de suministro de electricidad, cuya potencia contratada sea inferior o igual a 10 kW, cuando el precio medio aritmético del mercado diario correspondiente al último mes natural anterior al del último día del periodo de facturación haya superado los 45 €/MWh y a titulares de contratos de suministro de electricidad que sean perceptores del bono social de electricidad y tengan reconocida la condición de vulnerable severo o vulnerable severo en riesgo de exclusión social.

4.4.2.5. Comparación con otros países

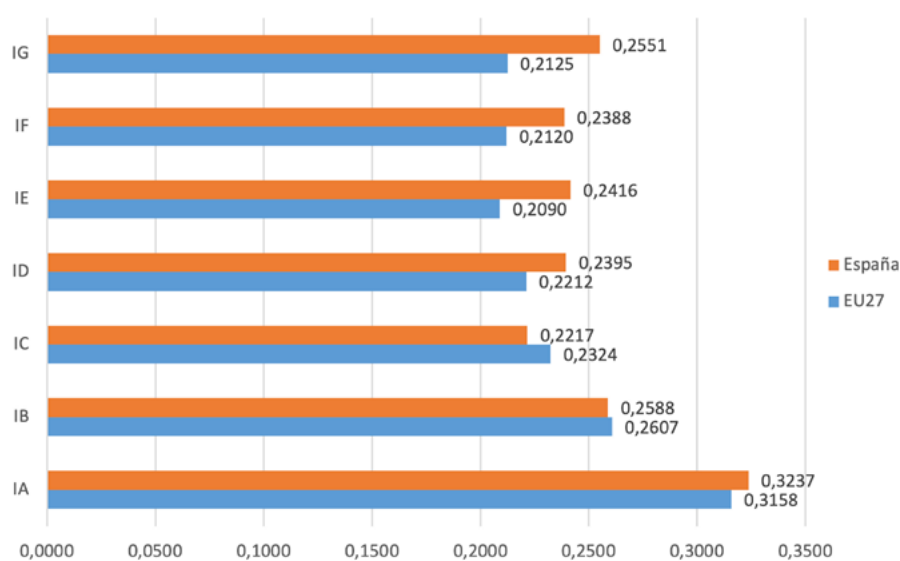
A continuación, se detallan los precios medios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea facilitados por EUROSTAT y correspondientes a consumidores tipo industrial y doméstico.

FIGURA 4.3: PRECIOS ANUALES DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2021



FUENTE: MITERD

FIGURA 4.4: PRECIOS ANUALES DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2022



FUENTE: MITERD

4. Sector eléctrico

TABLA 4.2: PRECIOS ANUALES DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2021

	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
EU27	0,2537	0,1953	0,1657	0,1471	0,1306	0,1268	0,1184
Zona Euro	0,2688	0,2044	0,1741	0,1524	0,1334	0,1287	0,1186
Bélgica	0,2855	0,2023	0,1597	0,1306	0,1201	0,1039	0,1042
Bulgaria	0,1601	0,1539	0,1516	0,1426	0,1347	0,1267	0,1273
República Checa	0,2394	0,1676	0,1059	0,1106	0,0961	0,0857	:
Dinamarca	0,2450	0,1821	0,1542	0,1525	0,1505	0,1529	0,1573
Alemania	0,2995	0,2469	0,2268	0,1990	0,1709	0,1653	0,1485
Estonia	0,1885	0,1598	0,1489	0,1269	0,1268	0,1253	0,089
Irlanda	0,2931	0,2209	0,1898	0,1564	0,1398	0,1568	0,1611
Grecia	0,2314	0,2152	0,1828	0,1587	0,1193	:	:
España	0,2675	0,1781	0,1455	0,1359	0,1314	0,1275	0,1178
Francia	0,2086	0,1636	0,1229	0,1039	0,0955	0,0925	0,078
Croacia	0,1698	0,1457	0,1232	0,1104	0,098	0,0909	:
Italia	0,3267	0,2309	0,1997	0,1659	0,1404	0,1354	0,1272
Chipre	0,2218	0,2142	0,2086	0,2025	0,1947	0,1829	0,0000
Letonia	0,2583	0,1703	0,1434	0,1273	0,1099	0,0906	:
Lituania	0,2143	0,1664	0,1474	0,1337	0,1071	0,1266	0,0933
Luxemburgo	0,1815	0,1307	0,1048	0,0857	0,0632	:	:
Hungría	0,1689	0,1428	0,1222	0,1167	0,1042	0,1161	0,1259
Malta	0,2263	0,162	0,1444	0,1269	0,1139	0,1031	:
Países Bajos	:	0,1734	0,1433	0,1413	0,1019	0,0873	0,1055
Austria	0,2199	0,1739	0,1503	0,1365	0,1295	0,1271	0,1211
Polonia	0,2166	0,1666	0,1346	0,1197	0,1103	0,1059	0,1092
Portugal	0,2428	0,1779	0,137	0,1323	0,1308	0,1261	0,1357
Rumanía	0,1577	0,1503	0,1357	0,1311	0,1283	0,1236	0,1058
Eslovenia	0,1871	0,1373	0,1154	0,1038	0,1003	0,0946	:
Eslovaquia	0,2648	0,1857	0,1571	0,1483	0,1492	0,1405	0,1472
Finlandia	0,1233	0,1105	0,0916	0,088	0,0782	0,0783	0,0842
Suecia	0,1907	0,1287	0,1061	0,0934	0,084	0,0851	0,0746

FUENTE: EUROSTAT⁵

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

⁵ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_C/default/table?lang=en

- ID : 2 000 MWh < Consumo < 20 000 MWh
- IE : 20 000 MWh < Consumo < 70 000 MWh
- IF : 70 000 MWh < Consumo < 150 000 MWh
- IG : Consumo > 150 000 MWh

TABLA 4.3: PRECIOS ANUALES DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2022

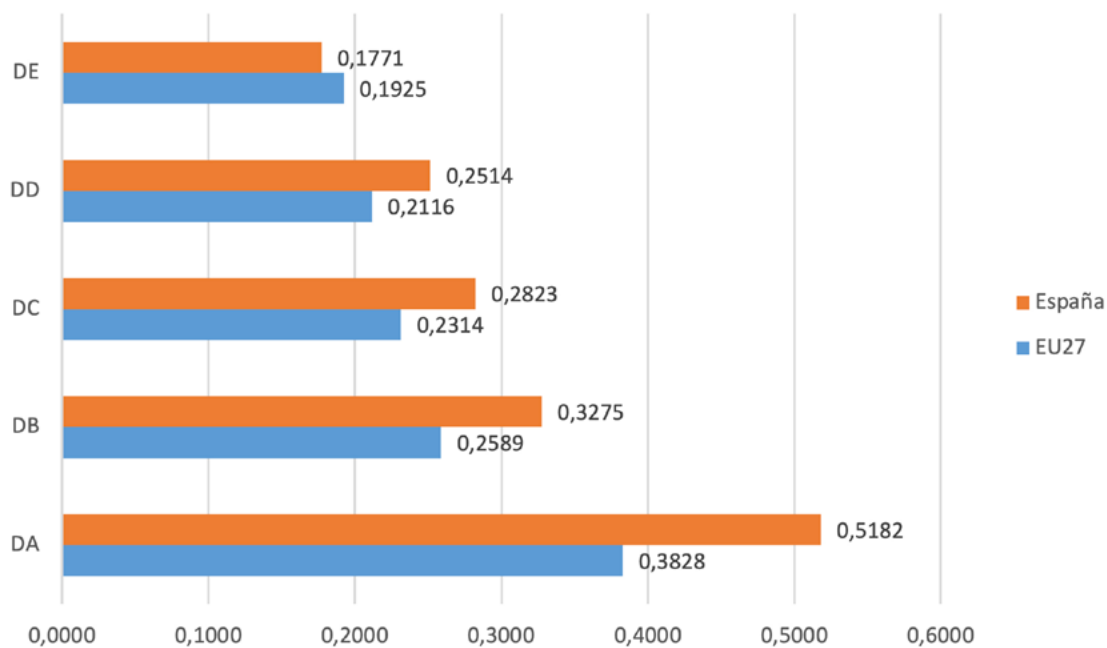
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
EU27	0,3158	0,2607	0,2324	0,2212	0,209	0,212	0,2125
Zona Euro	0,3228	0,2671	0,2409	0,2296	0,2175	0,2215	0,222
Bélgica	0,4463	0,3193	0,2606	0,216	0,1989	0,1658	0,2393
Bulgaria	0,2378	0,2298	0,2117	0,1962	0,1954	0,1562	0,1795
República Checa	0,3382	0,271	0,2071	0,2043	0,2158	0,2299	:
Dinamarca	0,4123	0,3193	0,2713	0,2616	0,2564	0,2926	0,3083
Alemania	0,3175	0,2731	0,2573	0,2426	0,2351	0,2250	0,2450
Estonia	0,3167	0,2376	0,2527	0,2287	0,2349	0,2089	0,0000
Irlanda	0,3721	0,3112	0,2858	0,2410	0,2319	0,2335	0,2884
Grecia	0,3411	0,3181	0,2516	0,2367	0,1988	:	0,0925
España	0,3237	0,2588	0,2217	0,2395	0,2416	0,2388	0,2551
Francia	0,2288	0,1792	0,1498	0,1426	0,132	0,1506	0,1050
Croacia	0,3300	0,2876	0,2235	0,1848	0,1688	0,1825	:
Italia	0,4346	0,3667	0,3451	0,3104	0,2876	0,3166	0,3208
Chipre	0,3355	0,3407	0,3377	0,3254	0,3081	0,000,	0,3090
Letonia	0,3244	0,2261	0,2023	0,2006	0,2073	0,2150	:
Lituania	0,3710	0,2986	0,3014	0,2437	0,2673	0,2635	0,1691
Luxemburgo	0,1913	0,1692	0,152	0,1397	0,0971	:	:
Hungría	0,2476	0,2443	0,2387	0,2545	0,2587	0,2987	0,3341
Malta	0,1997	0,1614	0,1442	0,1266	0,0963	0,1029	:
Países Bajos	:	0,2367	0,2017	0,2184	0,1848	0,1706	0,1937
Austria	0,2509	0,2121	0,2042	0,2213	0,2225	0,2269	0,2278
Polonia	0,2646	0,2123	0,1724	0,1655	0,1496	0,1429	0,1746
Portugal	0,2311	0,1840	0,1565	0,1635	0,1767	0,1713	0,2020
Rumanía	0,4009	0,3849	0,3507	0,3346	0,2654	0,2722	0,2271
Eslovenia	0,2184	0,1931	0,2085	0,1993	0,1999	0,1988	:
Eslovaquia	0,3428	0,2942	0,2755	0,2795	0,2768	0,2533	0,2594
Finlandia	0,1703	0,1408	0,1201	0,1314	0,1296	0,1434	0,1397
Suecia	0,2756	0,1837	0,1539	0,1325	0,1243	0,12	0,1052

FUENTE: EUROSTAT⁶

⁶ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205_C/default/table?lang=en

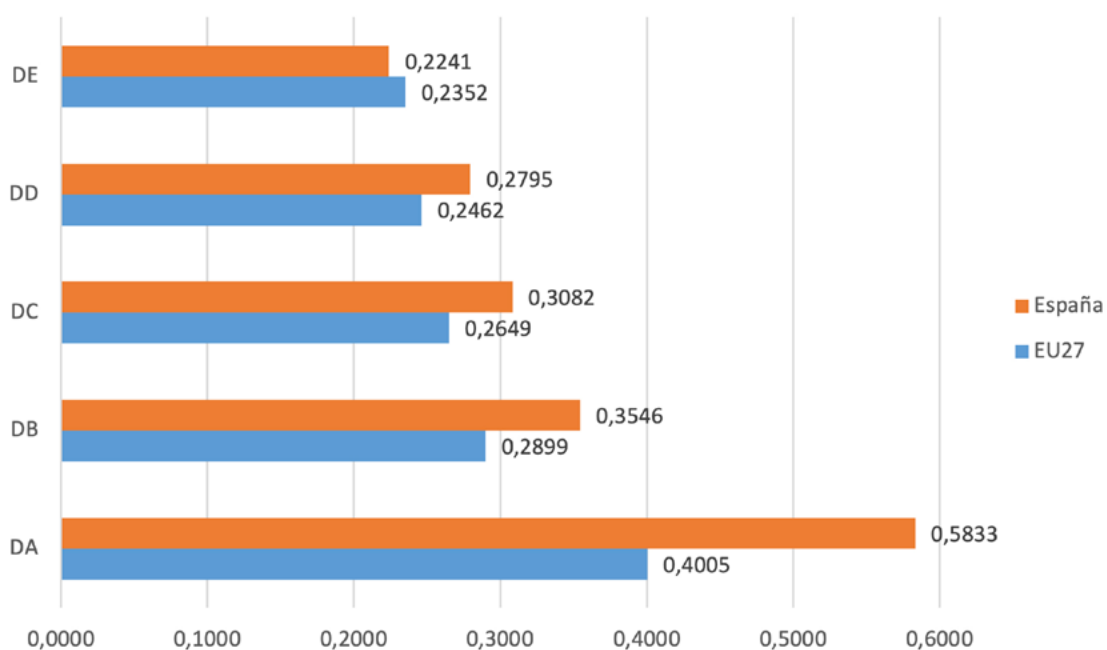
4. Sector eléctrico

FIGURA 4.5: PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2021



FUENTE: MITERD a partir de datos de EUROSTAT

FIGURA 4.6: PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2022



FUENTE: MITERD a partir de datos de EUROSTAT

TABLA 4.4: PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH) DE 2021

	DA	DB	DC	DD	DE
EU27	0,3828	0,2589	0,2314	0,2116	0,1925
Zona Euro	0,4079	0,2722	0,2432	0,2256	0,205
Bélgica	0,4212	0,3036	0,2847	0,2689	0,2495
Bulgaria	0,1091	0,1074	0,1057	0,1038	0,1013
República Checa	0,3305	0,2445	0,1828	0,1476	0,1248
Dinamarca	0,3883	0,341	0,3173	0,2132	0,1785
Alemania	0,4675	0,3556	0,3214	0,2932	0,2529
Estonia	0,1908	0,171	0,1631	0,166	0,1566
Irlanda	0,4543	0,372	0,2871	0,2403	0,197
Grecia	0,2390	0,1879	0,183	0,1958	0,224
España	0,5182	0,3275	0,2823	0,2514	0,1771
Francia	0,4074	0,2335	0,198	0,1817	0,1755
Croacia	0,2007	0,1391	0,1306	0,1257	0,1226
Italia	0,4931	0,2615	0,2307	0,2162	0,2053
Chipre	0,3717	0,2301	0,2143	0,2078	0,1856
Letonia	0,2376	0,1824	0,1628	0,1627	0,1644
Lituania	0,1589	0,1434	0,1405	0,1343	0,1313
Luxemburgo	0,3373	0,2333	0,1988	0,1741	0,1634
Hungría	0,1034	0,1014	0,1001	0,0992	0,1017
Malta	0,3749	0,1498	0,1301	0,1504	0,3127
Países Bajos	-0,2776	0,0462	0,1364	0,1823	:
Austria	0,4467	0,2719	0,2250	0,1972	0,1765
Polonia	0,2242	0,1708	0,1552	0,1427	0,1368
Portugal	0,4101	0,2335	0,2129	0,2031	0,1956
Rumanía	0,1592	0,1584	0,1562	0,1535	0,1492
Eslovenia	0,3243	0,2093	0,1686	0,1445	0,1289
Eslovaquia	0,2573	0,1866	0,1647	0,145	0,1295
Finlandia	0,3710	0,2449	0,1804	0,1566	0,1307
Suecia	0,4375	0,2633	0,2361	0,1948	0,1730

FUENTE:EUROSTAT ⁷

⁷ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204_C/default/table?lang=en

4. Sector eléctrico

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

**TABLA 4.5: PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO
(EN €/KWH) DE 2022**

	DA	DB	DC	DD	DE
EU27	0,4005	0,2899	0,2649	0,2462	0,2352
Zona Euro	0,4234	0,3016	0,2753	0,2587	0,2489
Bélgica	0,5185	0,411	0,3963	0,3889	0,3785
Bulgaria	0,1144	0,1128	0,112	0,1117	0,1109
República Checa	0,3544	0,3975	0,3463	0,3407	0,3246
Dinamarca	0,5909	0,5447	0,5215	0,4176	0,3922
Alemania	0,499	0,369	0,3317	0,3017	0,281
Estonia	0,2695	0,2366	0,2353	0,2136	0,1968
Irlanda	0,2889	0,3071	0,2956	0,2796	0,2666
Grecia	0,3081	0,2481	0,2427	0,2838	0,3346
España	0,5833	0,3546	0,3082	0,2795	0,2241
Francia	0,4297	0,2524	0,213	0,1939	0,1854
Croacia	0,2323	0,1526	0,1416	0,1351	0,1332
Italia	0,5696	0,3702	0,3371	0,3171	0,3213
Chipre	0,4208	0,3042	0,2919	0,2892	0,2618
Letonia	0,3261	0,27	0,2632	0,2516	0,2391
Lituania	0,2424	0,2164	0,1957	0,1697	0,1731
Luxemburgo	0,3428	0,2378	0,2029	0,1778	0,1674
Hungría	0,0865	0,0921	0,0975	0,105	0,1094
Malta	0,3646	0,1477	0,1287	0,1457	0,3141
Países Bajos	-0,865	-0,1416	0,0875	0,1917	:
Austria	0,3694	0,2615	0,2309	0,2103	0,2022
Polonia	0,2205	0,1711	0,1559	0,1422	0,1383
Portugal	0,4213	0,2445	0,221	0,2115	0,2033
Rumanía	0,2403	0,2382	0,2372	0,2299	0,2006
Eslovenia	0,2805	0,2021	0,1677	0,1466	0,1388
Eslovaquia	0,28	0,2052	0,1839	0,1638	0,1482
Finlandia	0,4229	0,294	0,2103	0,179	0,1469
Suecia	0,452	0,2674	0,2347	0,1856	0,1572

FUENTE: EUROSTAT⁸

⁸ https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204_C/default/table?lang=en

4.5. POBREZA ENERGÉTICA

Tras la aprobación, en 2017, del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, 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.

De esta manera, se crearon las siguientes figuras:

- “Consumidor vulnerable” - con un descuento admisible de su factura eléctrica (bono social) de un 25%.
- “Consumidor vulnerable severo” - con un descuento de hasta el 40% en la factura de electricidad.
- “Consumidor en riesgo de exclusión social” en el caso de imposibilidad temporal para hacer frente al pago de la factura eléctrica, no se le podrá interrumpir el suministro eléctrico.

El año 2021 ha estado principalmente marcado, desde un punto de vista energético, por el inicio de la escalada de los precios de la energía, manifestándose esta realidad especialmente en el segundo semestre del año. Esta situación ha derivado en una crisis energética que se ha visto agravada durante 2022 como consecuencia de la invasión de Ucrania. En este contexto, se han articulado una serie de medidas orientadas a mitigar el impacto de la crisis energética sobre los colectivos vulnerables y a proteger a los hogares que se encuentran en situación de pobreza energética.

Así, se han ampliado los potenciales perceptores del bono social eléctrico, sustituyendo la referencia al concepto de “unidad familiar” por la de “unidad de convivencia”, y se han incorporado como una nueva categoría de potenciales beneficiarios del bono social eléctrico a los perceptores del “ingreso mínimo vital”. También se ha agilizado el proceso de renovación del bono social para el conjunto de consumidores vulnerables, se ha establecido un “suministro mínimo vital” para los consumidores vulnerables perceptores del bono social y, se han incrementado en un 15% los límites de energía anual susceptibles al descuento en la factura del bono social eléctrico.

Por otro lado, mediante el Real Decreto-ley 6/2022, de 22 de julio, se ha articulado un nuevo mecanismo de financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad del consumidor en riesgo de exclusión social, siendo asumida por los sujetos del sector eléctrico que participan en las actividades de la cadena de suministro de energía eléctrica, incluyendo la producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como por los consumidores directos en mercado.

4.5.1. Medidas transitorias de protección a colectivos vulnerables derivadas de la crisis energética

Además de las precitadas medidas que han sido implementadas con vocación de permanencia, la incidencia de la escalada de los precios energéticos sobre los consumidores vulnerables ha puesto de manifiesto la necesidad de adoptar medidas complementarias de carácter transitorio para ampliar la protección a estos colectivos.

Así, durante 2021 y 2022, se ha extendido la medida de protección social introducida durante la pandemia de la COVID-19 consistente en la imposibilidad de la suspensión del suministro de energía eléctrica, gas natural y agua a aquellos consumidores en los que concurra la condición de consumidor vulnerable, vulnerable severo o en riesgo de exclusión social.

Por otro lado, por medio del Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, se ha rebajado al 10 por ciento el tipo impositivo del IVA aplicable a la factura eléctrica de los titulares de contratos de suministro de electricidad que sean perceptores del bono social y, además, tengan reconocida la condición de vulnerable severo o vulnerable severo en riesgo de exclusión social, con independencia del precio de la electricidad del mercado mayorista. Adicionalmente, con efectos desde el 1 de julio de 2022, se ha rebajado nuevamente el precitado tipo impositivo del IVA al 5 por ciento.

Asimismo, se han incrementado los porcentajes de descuento del bono social eléctrico en la factura de los consumidores vulnerables y vulnerables severos en dos fases: en primer lugar, mediante el Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, se procedió a incrementar, hasta el 31 de marzo de 2022, los descuentos del bono social eléctrico desde el 25 al 60 % para los consumidores vulnerables y desde el 40 hasta el 70% para los consumidores vulnerables severos y, posteriormente, con efectos desde la entrada en vigor del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, se procedió a incrementar estos descuentos al 65% y al 80%, respectivamente.

Finalmente, cabe señalar que desde octubre de 2022, se ha ampliado el colectivo de potenciales perceptores del bono social de electricidad al que podrán acogerse, de manera excepcional y temporal, hasta el 31 de diciembre de 2023, ampliado con posterioridad hasta el 2024, las personas físicas, en su vivienda habitual, con derecho a contratar el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, que tengan una renta igual o inferior a 2 veces el Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM) de 14 pagas y superior a 1,5 veces el IPREM de 14 pagas, sin perjuicio de la posibilidad de acogerse a dicha condición en cualquier momento anterior o posterior a esa fecha al amparo del resto de supuestos previstos en el Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre. Para estos hogares de trabajadores con bajos ingresos particularmente afectados por la crisis energética, la tarifa de último recurso de aplicación será el precio resultante de aplicar un descuento del 40 por ciento en todos los términos que componen el PVPC.

4.5.2. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética

El objetivo marcado en la Estrategia **Nacional contra la Pobreza Energética 2019 – 2024** aprobada en abril 2019, es conseguir reducir como mínimo el 25% de la pobreza energética en 2025, buscando alcanzar una disminución del 50% sobre dichos valores.

Entre las medidas previstas en la Estrategia destaca la necesidad de proteger a los hogares de las consecuencias de la pobreza energética, garantizando el derecho al suministro eléctrico a todos los consumidores vulnerables a través de un Suministro Mínimo Vital (SMV) que evite la desconexión total de su suministro.

En respuesta a la medida anterior, por medio del Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, se estableció el SMV como un instrumento de protección social frente a la situación de pobreza energética en la que se encuentran los consumidores en situación de vulnerabilidad, que se articula como una potencia límite que no podrá ser superada, y que garantiza unas condiciones mínimas de confort a los consumidores acogidos

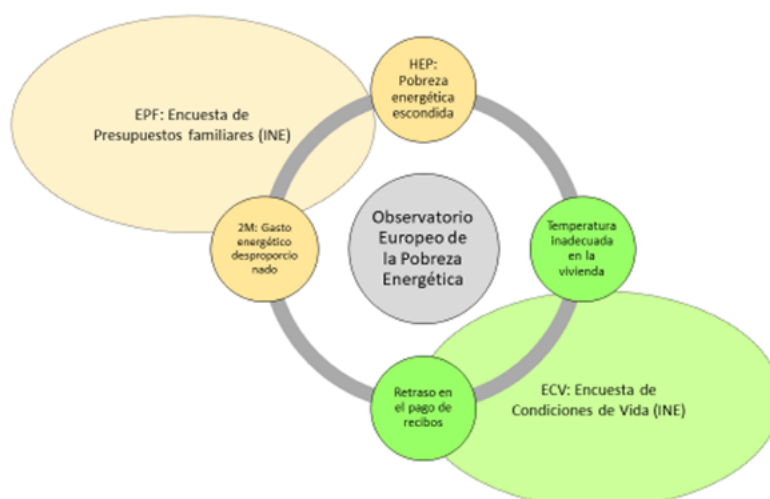
al bono social. Esta potencia se establece en 3,5 kW y resultará de aplicación solo en aquellos casos en los que la potencia contratada sea superior a dicha potencia límite. Por lo tanto, transcurridos 4 meses desde la notificación del primer requerimiento de pago, la comercializadora solicitará la aplicación del SMV, que tendrá una vigencia durante un periodo de seis meses, durante los cuales el suministro no podrá ser interrumpido. Transcurridos estos 6 meses, la comercializadora podrá solicitar la suspensión del suministro.

Con el fin de caracterizar la pobreza energética, y también poder hacer comparaciones con los distintos estados miembros, se diseñaron indicadores oficiales de medición y coincidentes con los utilizados por el Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV). Éstos, son actualizados con periodicidad anual, y se elaboran a partir de las encuestas consolidadas del Instituto Nacional de Estadística: Encuesta de Presupuestos Familiares y Encuesta de Condiciones de Vida.

Los indicadores clave son:⁹

- Gasto desproporcionado (2M): porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional.
- 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.
- Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada en invierno: porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada.
- 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 4.7: INDICADORES OFICIALES DE POBREZA ENERGÉTICA



FUENTE: EPOV

⁹ Ver figura 4.7 INDICADOES OFICIALES DE POBREZA ENERGÉTICA

4. Sector eléctrico

Respecto a la evolución de estos indicadores, la publicación del informe de indicadores de pobreza energética muestra cómo tres de los cuatro indicadores analizados para el año 2021 han experimentado una mejoría con respecto al año anterior, observándose un retroceso únicamente en el caso del indicador de temperatura inadecuada en la vivienda en invierno. En este sentido, los resultados de los cuatro indicadores primarios definidos para monitorizar el seguimiento de la pobreza energética para el año 2021 reflejan una senda de recuperación frente al gran impacto negativo que la pandemia de la COVID-19 presentó sobre los indicadores del año 2020, si bien esta recuperación se está viendo ralentizada por la crisis energética de precios iniciada en 2021.

TABLA 4.6: EVOLUCIÓN DE LOS CUATRO INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA DESDE EL AÑO 2018 HASTA EL 2021.¹⁰

Indicador primario	2018	2019	2020	2021
Gasto desproporcionado 2M (% hogares)	16,9	16,7	16,8	16,4
Pobreza energética escondida HEP (% hogares)	11	10,6	10,3	9,3
Temperatura inadecuada en la vivienda en invierno (% población)	9,1	7,6	10,9	14,3
Retraso en pago de facturas de suministros de la vivienda (% población)	7,2	6,6	9,6	9,5

FUENTE: MITERD a partir de datos del INE

4.5.3. Evolución del número de consumidores vulnerables

Según se muestra en la tabla 4.7, a 31 de diciembre de 2021 un total de 1.213.593 de consumidores eran beneficiarios del bono social.

TABLA 4.7: NÚMERO DE BENEFICIARIOS DEL BONO SOCIAL 2021

Consumidores vulnerables	611.391
Pensionistas	74.684
Familia numerosa	248.235
Unidad familiar sin menores	253.540
Unidad familiar con un menor	19.386
Unidad familiar con dos menores	15.546
Consumidores vulnerables severos	602.202
Pensionistas	53.131
Familia numerosa	85.711
Unidad familiar sin menores	352.335
Unidad familiar con un menor	69.169
Unidad familiar con dos menores	41.856
TOTAL ACOGIDOS BONO SOCIAL	1.213.593

FUENTE: CNMC

A 30 de noviembre de 2022 un total de 1.283.760 de consumidores eran beneficiarios del bono social (Tabla 4.8).

¹⁰ En la fecha de elaboración de esta publicación no están disponibles los indicadores para 2022

TABLA 4.8: NÚMERO DE BENEFICIARIOS DEL BONO SOCIAL 2022¹¹

Consumidores vulnerables	605.449
Pensionistas	58.816
Familias numerosas	238.509
Unidad familiar / Unidad de convivencia	305.420
COVID-19 (Art. 28 del RD-ley 11/2020, de 31 de marzo y DA 6ª del RD-ley 30/2020, de 29 de septiembre)	1.989
Ingreso mínimo vital	715
Consumidores vulnerables severos	678.311
Pensionistas	39.296
Familias numerosas	105.773
Unidad familiar / Unidad de Convivencia	530.130
Ingreso mínimo vital	3.112
TOTAL ACOGIDOS BONO SOCIAL	1.283.760

FUENTE: CNMC

4.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La CNMC es el organismo competente para establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, en conformidad con las orientaciones de política energética que, en su caso, fije el Gobierno.

4.6.1. 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:

- Red Eléctrica de España, S.A (REE); en condición de “transportista único”.
- Unión Fenosa Distribución, S.A y Vall de Sóller Energía, S.L.U; Debido a sus características y funciones particulares mantienen la titularidad de algunas instalaciones de la red de transporte.

Por el ejercicio de su actividad, las empresas de transporte de energía eléctrica perciben una retribución anual.

La retribución de las empresas transportistas para los ejercicios 2021 y 2022 ha sido aprobada con carácter provisional por la CNMC mediante la Resolución de 28 de enero de 2021, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2021, y la Resolución de 27 de enero de 2022, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2022.

¹¹ Los últimos datos disponibles a fecha de elaboración de publicación son de noviembre de 2022.

De acuerdo con lo establecido por ambas resoluciones, hasta que sea aprobada y surta efectos la retribución definitiva, por aplicación de lo dispuesto en la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, las empresas titulares de instalaciones de transporte percibirán una retribución igual a la aprobada en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio¹², por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, la cual ascendió a **1.709.997.833 euros**.

¹³En ejecución de esta sentencia, en 2022 fue aprobada la Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre, por la que se aprueba la retribución de Red Eléctrica de España, SA, correspondiente al año 2016. La orden ha aprobado un nuevo valor de retribución para Red Eléctrica de España, S.A.

En 2022 fue aprobada la Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019, aprobando las retribuciones definitivas de las empresas titulares de instalaciones de transporte correspondientes a los años 2017, 2018 y 2019.

La Orden TED/1343/2022, de 23 de diciembre, tiene en cuenta el contenido de la Orden TED/1311/2022, de 23 de diciembre, y dado que algunos de los parámetros y variables retributivas correspondientes al año 2016, tienen efectos sobre la retribución de años posteriores.

4.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica

La actividad de distribución es ejercida por las empresas distribuidoras de energía eléctrica. Éstas, son las responsables de construir, operar y mantener las redes de energía eléctrica de las que son titulares.

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 de ellas acaparan por sí solas el 95% de los clientes.

Por el ejercicio de su actividad, las empresas de distribución de energía eléctrica perciben una retribución anual.

La retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para los ejercicios 2021 y 2022 ha sido aprobada con carácter provisional por la CNMC mediante la Resolución de 28 de enero de 2021, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2021, y la Resolución de 27 de enero de 2022, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2022.

¹² Respecto del contenido de la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, con fecha 6 de abril de 2018 el Consejo de Ministros acordó la declaración de lesividad para el interés público respecto de la retribución fijada en la misma para Red Eléctrica de España, S.A.

¹³ En relación con las cuestiones que motivaron este acuerdo¹², el 29 de junio de 2020 el Tribunal Supremo dictó sentencia núm. 892/2020, la cual anula los valores de retribución en relación con Red Eléctrica de España, S.A.

De acuerdo con lo establecido por ambas resoluciones, hasta que sea aprobada y surta efectos la retribución definitiva, las empresas titulares de instalaciones de distribución percibirán una retribución igual a la aprobada 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. En esta Orden se aprobó una retribución para el conjunto de empresas que ascendió a **5.162.634.482 de euros**, si bien en el caso de algunas, la retribución ha sido modificada posteriormente en ejecución de distintas sentencias^{14 15}.

En 2022 fueron aprobadas las retribuciones definitivas de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica correspondientes a los años 2017, 2018 y 2019.¹⁶

4.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Red de transporte de energía eléctrica

El desarrollo de la red de transporte se encuentra sujeto a planificación vinculante aprobada por la Administración General de Estado.

Red de transporte primario: 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.

Red de transporte secundario: 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.

¹⁴ En particular en el año 2021 fue aprobada la Orden TED/203/2021, de 26 de febrero, por la que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, la cual modifica la retribución aprobada por la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, de varias empresas distribuidoras.

¹⁵ La Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de 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, ha modificado la retribución de 6 de las empresas que ejercen la actividad de distribución, en ejecución de la sentencia del Tribunal Supremo nº 481/2020 dictada en relación con el recurso contencioso-administrativo número 265/2018 interpuesto por la Abogacía del Estado contra la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, previa declaración de lesividad para el interés público de la misma por acuerdo del Consejo de Ministros de fecha 6 de abril de 2018.

¹⁶ Finalmente, una vez ejecutada esta sentencia por la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, y tomando en consideración su contenido, ha sido aprobada la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Dada la imposibilidad de contar en enero de 2021 con la **Planificación de la red de transporte 2021-2026**, debido a la situación causada por la pandemia del COVID-19, en el BOE de 15 de diciembre de 2020 se publicó la Resolución de 22 de noviembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de noviembre de 2020, por el que se prorrogaba la vigencia del **“Documento de planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020”** aprobado en 2015.

Por otro lado, dado que la Ley del Sector Eléctrico contempla la posibilidad de aprobar aquellas adaptaciones de carácter técnico necesarias para la realización de los planes de desarrollo de la red de transporte de la planificación vigente, en el BOE de 2 de abril de 2021, se publicó la Orden TED/314/2021, de 26 de marzo, por la que se aprueban adaptaciones de carácter técnico del documento aprobado en 2015.

Planificación de la red de transporte 2021-2026

El 13 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial del Estado el Anuncio de la Dirección General de Política Energética y Minas por el que se sometía a trámite de audiencia, consulta a las Administraciones Públicas afectadas y a las personas interesadas e información pública, a los efectos tanto del trámite sustantivo como del trámite ambiental, la propuesta de planificación de la red de transporte de energía eléctrica para el periodo 2021-2026 y su estudio ambiental estratégico. El plazo para presentar alegaciones fue de 45 días hábiles.

Posteriormente, continuó el trámite de evaluación ambiental estratégica, el cual culminó con la publicación en el BOE del 22/12/2021 de la Resolución de 9 de diciembre de 2021, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, por la que se formulaba la declaración ambiental estratégica del «Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026».

La Secretaría de Estado de Energía elaboró la propuesta del Gobierno para su presentación en el Congreso de los Diputados, y el 22 de marzo de 2022 se aprobó por Acuerdo de Consejo de Ministros el documento “Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2021-2026”, considerando las alegaciones, el resultado del análisis ambiental (evaluación ambiental estratégica) y todo ello teniendo presente las restricciones presupuestarias de inversión de la regulación sectorial.

El conjunto de actuaciones incluidas en la planificación de la red de transporte permite el cumplimiento de los objetivos de política energética recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, PNIEC, en términos de emisiones de CO₂ y de integración de renovables para el sector eléctrico. Se recogen las infraestructuras de la red de transporte de energía eléctrica necesarias para garantizar la seguridad de suministro en el horizonte 2026, respondiendo principalmente a las siguientes necesidades:

a) Mejora de la integración de generación, en particular de las energías renovables y resolución de restricciones técnicas.

- b) Incremento de la seguridad del suministro mediante el refuerzo de la red de transporte.
- c) Desarrollo de conexiones con los territorios no peninsulares y entre islas.
- d) Desarrollo de interconexiones internacionales.
- e) Alimentación de nuevos ejes del Tren de Alta Velocidad.
- f) Apoyo a la red de distribución y a la nueva demanda de grandes consumidores.

En cuanto a las principales magnitudes e hitos a destacar, cabe destacar:

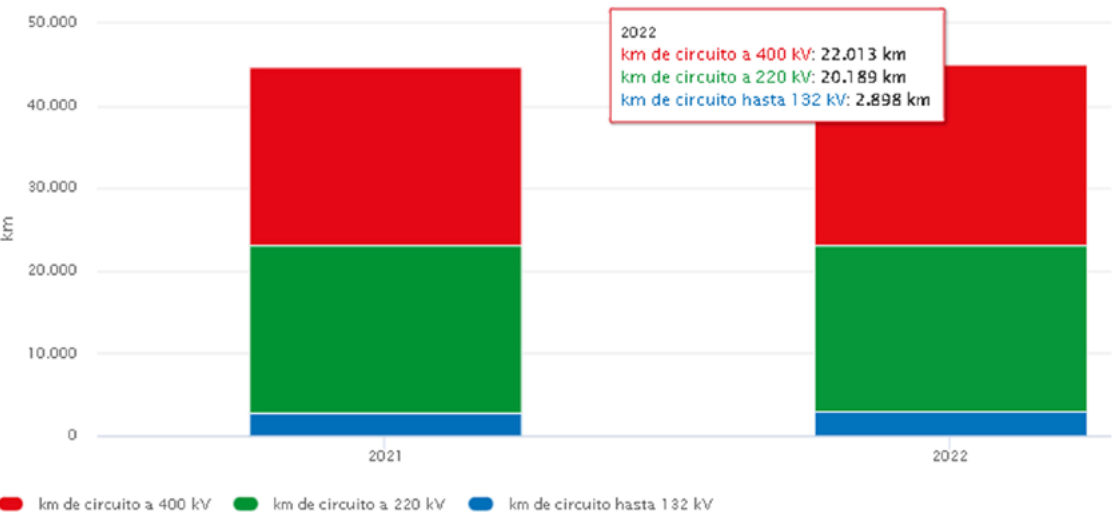
- La red de transporte planificada permite una integración de renovables del 68 % en el sistema eléctrico peninsular, en línea con los objetivos establecidos.
- Se considera la conexión e integración de 37.000 MW de nueva generación renovable y se incorpora una metodología con objeto de que el diseño del desarrollo de la red de transporte mejore su integración considerando las zonas de mayor recurso disponible y menor impacto ambiental.
- El 53 % de la conexión de esta nueva generación renovable se realiza en instalaciones de la red transporte existentes o ya planificadas previamente, el 21 % que se conectarían en la red de distribución, mientras que únicamente un 13 % requieren de desarrollo de nuevas subestaciones de la red de transporte.
- Por otro lado, el crecimiento de demanda a 2026 es muy contenido con una tasa de crecimiento anual inferior al 0,5 % en la península.
- El coste de inversión estimado del conjunto de actuaciones incluidas es de 6.964 M€, de los cuales 1.260 M€ corresponden a actuaciones para reforzar las interconexiones internacionales y 5.704 M€, a actuaciones de refuerzo de la red de transporte que componen el sistema eléctrico nacional, que son las que se encuentran sujetas al límite de inversión.
- Atendiendo al principio rector de maximizar el uso de la red existente, el plan incluye, sin contar las interconexiones internacionales, 7.057 km de repotenciaciones de la red existente, el cambio de conductor en 300 km de líneas existentes y la novedosa dotación de sistemas de monitorización dinámica de capacidad de transporte de líneas.
- La planificación de nuevas líneas se reduce a 2.681 km de nuevos ejes y 733 km de trazas para cables submarinos.
- En cuanto al sistema eléctrico balear, los enlaces propuestos derivan en que el 65 % del suministro balear se atiende desde la Península.
- En los sistemas eléctricos canarios, la red de transporte planificada permite mejorar sustancialmente la seguridad de suministro y, mediante la mayor integración de renovables, coopera en la reducción de los costes variables de generación.
- Por último, el sistema ceutí se integra con el sistema peninsular mediante una interconexión submarina.

Red de transporte activa en los años 2021 y 2022

Las ediciones de los años 2021 y 2022 del Informe del sistema eléctrico español que publica con carácter anual REE informan que el desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica registró durante 2021 un aumento de 206 km de circuito y 850 MVA nuevos de capacidad de transformación dando lugar a un total de 44.775 km de circuitos eléctricos y 93.371 MVA de capacidad de transformación a cierre del 2021.

La red de transporte de energía eléctrica se continuó potenciando en el 2022 con la puesta en servicio de 326 kilómetros de circuito y 109 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud total de circuitos de la red de transporte nacional en 45.101 kilómetros, experimentando un incremento del 0,7 % respecto a 2021. Por su parte, la capacidad de transformación aumentó en 725 MVA, elevando el total de la capacidad de transformación nacional a 94.221 MVA (0,8 % superior a 2021).

FIGURA 4.8 EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL DESDE ENERO DE 2021 A DICIEMBRE DE 2022 (KM DE CIRCUITO)



FUENTE: REE (<https://www.ree.es/es/datos/transporte/kilometros-lineas>)
Nota: Incluye los activos de la red de transporte del resto de empresas

TABLA 4.9: EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA DESDE ENERO DE 2018 (KM DE CIRCUITO)

Fecha	2018	2019	2020	2021	2022
km de circuito a 400 kV	21.737	21.748	21.764	21.768	22.013
km de circuito a 220 kV	19.788	19.906	19.939	20.149	20.189
km de circuito hasta 132 kV	2.739	2.792	2.860	2.879	2.898
TOTAL	44.264	44.446	44.563	44.796	45.101

FUENTE: REE (<https://www.ree.es/es/datos/transporte/kilometros-lineas>)
Nota: Incluye los activos de la red de transporte del resto de empresas

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
- Vic-Baixas 400 kV.

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

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
 - Puebla de Guzmán-Tavira 400 kV
- Por último, la **interconexión con Marruecos**, se lleva a cabo mediante 2 cables eléctricos submarinos que en total proporcionan una capacidad de intercambio de unos 800 MW.

A continuación (tabla 4.10), se muestra la ratio de interconexión de España con Portugal y Francia y el de la Península Ibérica con Francia en los 3 últimos años. 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 ENT-SO-E¹⁷) y otro con el valor máximo (permite ver más claramente el incremento de capacidad de interconexión en el mismo año en que se mejora ésta). No ha habido cambios respecto al año anterior.

¹⁷ Siglas en inglés para "Red de Operadores del Sistema de Transmisión de Electricidad Europeos" (European Network of Transmission System Operators for Electricity)

TABLA 4.10: RATIO DE INTERCONEXIÓN

	Ratio interconexión	Percentil 70	Máximo
2020	España	5,60%	7,60%
	Península	2,20%	2,90%
2021	España	5,90%	7,40%
	Península	2,50%	2,90%
2022	España	5,40%	7,20%
	Península	2,30%	2,80%

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 muy por debajo de los objetivos marcados por la Unión Europea del 10 % y del 15 %, para 2020 y 2030 respectivamente.

En la Planificación 2021-2026 se incluyen las siguientes interconexiones:

- Nueva línea de 400 kV en Galicia, para el refuerzo de la interconexión España-Portugal.
- Nueva interconexión submarina entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya, en corriente continua.
- Nueva interconexión con Marruecos constituido por un nuevo enlace subterráneo-submarino a 400 kV.
- Nueva interconexión con Andorra.

Esta planificación también incluye un anexo que, con carácter no vinculante, recoge las infraestructuras de la red de transporte de electricidad que se estima necesario poner en servicio durante los años posteriores al 2026. Se contemplan las siguientes:

- Navarra-Landes: nueva interconexión por la zona oeste de los pirineos.
- Aragón-Pirineos Atlánticos: nueva interconexión con Francia por la zona central de los pirineos.

Red de distribución de energía eléctrica

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

NO forman 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 (tabla 4.11), se muestra el volumen de activos existentes a finales de 2021¹⁸ que resulta de tener en cuenta la información que están obligados a presentar anualmente las empresas distribuidoras de energía eléctrica:

TABLA 4.11 INSTALACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA (DATOS DE 2021)

Tensión	Longitud de líneas eléctricas (km)	
	Aéreas	Subterráneas
Menos de 1.000 V	261.538	199.408
Desde 1.000 a 4.500 V	10	2
Más de 4.500 a 8.000 V	410	116
Más de 8.000 a 12.500 V	2.369	3.477
Más de 12.500 a 17.500 V	65.468	28.742
Más de 17.500 a 25.000 V	85.993	41.098
Más de 25.000 a 37.500 V	34.120	17.544
Más de 37.500 a 55.000 V	12.649	1.363
Más de 55.000 a 99.000 V	13.823	839
Más de 99.000 a 176.000 V	20.499	642

Transformadores y Centros de transformación, CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV $\geq$ U $\geq$ 1 kV	16.629	7.406.224
17,5 kV $\geq$ U $>$ 12 kV	96.022	43.182.285
24 kV $\geq$ U $>$ 17,5 kV	124.181	55.770.797
36 kV $\geq$ U $>$ 24 kV	55.606	33.566.520
52 kV $\geq$ U $>$ 36 kV	1.173	16.815.420
72,5 kV $\geq$ U $>$ 52 kV	1.631	36.248.403
123 kV $\geq$ U $>$ 72,5 kV	322	10.330.890
220 kV $\geq$ U $>$ 123 kV	2.813	151.580.836

¹⁸ En la fecha de elaboración de esta publicación no se encuentra disponible la información del año 2022.

4. Sector eléctrico

Máquinas (Transformadores)		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV $\geq$ U $\geq$ 1 kV	108	81.654
17,5 kV $\geq$ U > 12 kV	767	479.260
24 kV $\geq$ U > 17,5 kV	801	918.587
36 kV $\geq$ U > 24 kV	689	7.106.020
52 kV $\geq$ U > 36 kV	1.173	16.815.420
72,5 kV $\geq$ U > 52 kV	1.631	36.248.403
123 kV $\geq$ U > 72,5 kV	322	10.330.890
220 kV $\geq$ U > 123 kV	2.813	151.580.836

CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV $\geq$ U $\geq$ 1 kV	16.521	7.324.570
17,5 kV $\geq$ U > 12 kV	95.255	42.703.025
24 kV $\geq$ U > 17,5 kV	123.380	54.852.210
36 kV $\geq$ U > 24 kV	54.917	26.460.500

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

4.6.4. Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

Según la legislación vigente (RDL 1/2019) Le corresponde al Gobierno aprobar, mediante real decreto:

- Los criterios y procedimientos que la concesión de acceso y conexión deberán satisfacer para el cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables
- Los criterios bajo los que un sujeto podrá solicitar a los titulares y gestores de las redes la modificación de las condiciones de los permisos de acceso y de conexión, incluidos sus puntos de conexión.
- Los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.

Por su parte, le corresponde a la CNMC la competencia para aprobar, mediante circular, los siguientes aspectos concretos que sirven para complementar el marco general que establezca el Gobierno:

- El contenido de las solicitudes y permisos.
- Los criterios económicos.
- Los criterios para la evaluación de la capacidad.
- Los motivos para la denegación.

- El contenido mínimo de los contratos.
- La obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

En 2021 fue aprobada la Circular 1/2021, de 20 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica. El contenido de esta circular fue complementado posteriormente mediante la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las especificaciones de detalle para la determinación de la capacidad de acceso de generación a la red de transporte y a las redes de distribución. Esta resolución contiene las especificaciones técnicas de detalle necesarias para el desarrollo de la metodología y las condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica contenidas en la Circular 1/2021, de 20 de enero.

Durante los años 2021 y 2022 la Secretaría de Estado de Energía ha dictado cuatro resoluciones acordando la futura celebración de concursos de capacidad de acceso¹⁹ en un total de 289 nudos de la red de transporte.

Por otra parte, durante el año 2022 se han aprobado medidas relacionadas con la capacidad de acceso de las redes eléctricas con el objeto de incrementar el volumen de energía de origen renovable que puede ser inyectado en las mismas y para facilitar el despliegue del autoconsumo:

- Mediante el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, se ha obligado a las empresas distribuidoras a destinar el 10% de el volumen de inversión anual previsto en sus planes de inversión del periodo 2023-2025 a actuaciones que permitan incrementar la capacidad para el acceso de instalaciones de generación renovable y de autoconsumo.

Asimismo, este real decreto-ley ha liberado un 10% de la capacidad de todos los nudos reservados para concursos de capacidad de acceso hasta ese momento, que solo podrá ser destinada a otorgar permisos de capacidad de acceso a proyectos con niveles significativos de autoconsumo.

- Mediante el Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, y con el fin de minimizar los vertidos de producible renovable se ha permitido que, de modo excepcional, las instalaciones de generación que tengan una potencia instalada por encima de la capacidad máxima que pueden inyectar en la red de acuerdo con sus permisos de acceso, puedan obtener unos permisos de inyección excepcional que les otorguen temporalmente la posibilidad de inyectar hasta la totalidad de su potencia instalada.

¹⁹ El Real Decreto 1183/2020, de 27 de diciembre, regula la posibilidad de realizar concursos de capacidad de acceso para instalaciones de generación de electricidad en nudos donde se liberen o afloren capacidades por encima de los 100 MW (50 MW en territorios no peninsulares) como consecuencia, entre otros, de caducidades o renunciaciones de permisos de acceso, con la condición de que esos nudos hayan sido objeto de un número elevado de solicitudes de acceso en el pasado. En aquellos nudos donde se den las condiciones para la celebración de concurso, la Secretaría de Estado de Energía podrá resolver la reserva de los mismos para un futuro concurso, cuyas condiciones deberán ser concretadas mediante orden ministerial.

Conforme a lo establecido en el Real Decreto 1183/2020, toda la capacidad disponible en estos nudos en el momento de la reserva de los mismos, así como aquella adicional que pueda ir aflorando, quedará reservada para aquellas instalaciones que sean adjudicatarias de los respectivos concursos que se convoquen.

4.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

4.7.1. 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, 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. 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.

4.7.2. 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, en conformidad con la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Por lo que respecta a la previsión del extracoste para los años 2021 y 2022, se aprobaron las cantidades de cada año mediante las Órdenes:

- TED/1271/2020, de 22 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2021 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2021.
- TED/1484/2021, de 28 de diciembre, por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico de aplicación a partir del 1 de enero de 2022 y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2022.

Las cantidades previstas 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 desde el sistema eléctrico fue de 760 millones de euros en el año 2021, y de 488 millones en el año 2022.

4.7.3. Aspectos destacados en el año 2021 y 2022

La erupción del volcán de La Palma, que afectó a instalaciones eléctricas y, por tanto, al suministro eléctrico de la isla, hizo necesario aprobar medidas extraordinarias tras la erupción del volcán de La Palma, que afectó a instalaciones eléctricas y, por tanto, al suministro eléctrico de la isla.

Así, se aprobó la Orden TED/1181/2021, de 30 de octubre, por la que se acuerda el reconocimiento de las repercusiones económicas derivadas de la adopción de medidas temporales y extraordinarias para garantizar la seguridad del suministro en La Palma, que posteriormente se prorrogó mediante la Orden TED/1089/2022, de 11 de noviembre, ya que un año después de la erupción seguía siendo necesaria la generación de emergencia por encontrarse parte de la red indisponible.

Por otra parte, el 2 de diciembre de 2022 se aprobó la Orden TED/1243/2022, que establece el cálculo de la retribución del bombeo hidráulico que el operador del sistema está instalando en la isla de Gran Canaria, para garantizar la seguridad del sistema y aumentar la penetración de instalaciones renovables, y el 23 de diciembre de 2022 se aprobó la Orden TED/1315/2022, que regula las subastas para el suministro de combustible a los grupos térmicos en estos territorios, dando respuesta a una Sentencia del Tribunal Supremo.

5. SECTOR NUCLEAR

5.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se proporciona una visión general y resumida del sector nuclear en 2021 y 2022, reflejando sus datos principales y los hitos más reseñables que se han producido durante este periodo.

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 datos sobre la fabricación nacional de combustible nuclear.

Seguidamente se trata la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos de alta actividad, así como la gestión de los residuos radiactivos de baja y media actividad, para continuar describiendo el estado en el que se encuentran, a finales de 2022, los principales proyectos de desmantelamiento de instalaciones nucleares existentes actualmente en España: central nuclear José Cabrera, central nuclear Vandellós I y central nuclear Santa María de Garoña. Asimismo, se describe brevemente el estado del proyecto de desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio, instalación radiactiva de la primera parte del ciclo del combustible nuclear.

Para concluir, se presenta el estado de la tramitación del 7º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), que se inició en 2020.

5.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR

En España hay 7 reactores nucleares en operación, situados en 5 emplazamientos, que suponen una potencia bruta instalada de 7.398,7 MW, lo que representa el 6,0% del total de la potencia de generación de eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2021 fue de 56.564 GWh, lo que significa una contribución del 20,8% al total de la producción nacional. Por su parte, durante 2022, la producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear ascendió a 58.590 GWh, aportando el 20,1% al total de la producción nacional de ese año (291.374 GWh).

Mediante la Orden TED/308/2021, de 17 de marzo, se concedió la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear Cofrentes. La renovación se concedió hasta el 30 de noviembre de 2030, siendo esta fecha la de cese definitivo de explotación de la central.

Asimismo, mediante la Orden TED/1084/2021, de 27 de septiembre, se concedió la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear Ascó I. La renovación se concedió hasta el 1 de octubre de 2030, siendo dicha fecha la de cese definitivo de explotación de la central.

Por último, mediante la Orden TED/1085/2021, de 27 de septiembre, se concedió la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear Ascó II por un periodo de 10 años, hasta el 1 de octubre de 2031.

Estas tres renovaciones se concedieron teniendo en cuenta el calendario de cese de explotación de las centrales nucleares españolas actualmente en funcionamiento, establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y en el Protocolo de intenciones firmado entre la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (Enresa) y los propietarios de las centrales nucleares en marzo de 2019.

Por otra parte, durante el año 2021, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), emitió 32 resoluciones relativas a los documentos oficiales de explotación de las centrales nucleares, en base a los cuales funcionan dichas centrales, o a modificaciones de diseño de estas. Durante el año 2022, la DGPEM emitió 26 resoluciones de este tipo.¹

5.3. 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 nucleares españolas, así como a centrales de otros países de la Unión Europea.

En el periodo 2021-2022, la fábrica de Juzbado fabricó 1.645 elementos combustibles, de los que 795 fueron de tipo PWR (reactor de agua a presión) y 850 de tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos incorporaron 594,1 toneladas de uranio. Del total de elementos, el 33,5% fueron fabricados para el mercado nacional y el 66,5% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica, Suecia y Finlandia. En promedio, el concentrado de uranio utilizado por los reactores españoles procedió de Kazajstán (38,25%), Rusia (20,4%), Uzbekistán (13,7%), Canadá (12,2%), Níger (11,15%) y Namibia (4,3%).

5.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS

5.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad

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

De acuerdo con lo previsto en el vigente 6º PGRR, los titulares de las centrales nucleares han llevado a cabo actuaciones encaminadas a proporcionar un aumento de la capacidad de almacenamiento del combustible nuclear gastado en la propia central, al objeto de posibilitar la continuidad de su operación o, en su caso, su desmantelamiento. Estas actuaciones han consistido, por un lado, en intervenciones en las piscinas de

¹ Detalladas en los informes anuales 2021 y 2022 del CSN:
<https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe%20anual%202021>
<https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe%20anual%202022>

combustible gastado para aumentar su capacidad útil (modificación de los bastidores donde se colocan los elementos combustibles), y, por otro lado, en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) en el propio emplazamiento.

En el borrador del 7º PGRR que se está tramitando se ha optado por la gestión y almacenamiento en Almacenes Temporales Descentralizados (ATD) ubicados en los emplazamientos de las centrales nucleares. El ATD de cada central estará formado por su ATI, más una instalación complementaria o medidas adicionales que permitan realizar las operaciones de mantenimiento y, en su caso, reparación, de sus respectivos contenedores.

Por lo que respecta a los años 2021 y 2022, en relación con estas instalaciones cabe reseñar lo siguiente:

CN Cofrentes: Tras haber recibido, en junio de 2019, la declaración de impacto ambiental (DIA) favorable y la autorización de ejecución y montaje, la puesta en servicio del ATI de esta central nuclear fue autorizada por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 5 de mayo de 2021.

CN Santa María de Garoña: La central dispone de un ATI, cuya autorización de puesta en servicio fue concedida en agosto del año 2018. Puesto que dicho ATI fue inicialmente concebido para permitir la continuidad de operación de la central, y finalmente ésta no continuó su operación, es necesario modificar el licenciamiento del ATI para que pueda albergar, en 49 contenedores, todo el combustible nuclear gastado generado y, en 5 contenedores adicionales, los residuos especiales que resulten del desmantelamiento de la central.

CN Ascó I y CN Ascó II: En diciembre de 2020, el titular presentó una solicitud para la ampliación de la capacidad del ATI de estas centrales, para poder almacenar 2 contenedores adicionales por losa. Posteriormente, en febrero de 2021, el titular solicitó, en caso de que procediera, la sustanciación del trámite de evaluación de impacto ambiental simplificada de dicha ampliación. Una vez efectuados los trámites legales establecidos, el 2 de junio de 2021 la DG de Calidad y Evaluación Ambiental formuló su Informe de impacto ambiental, concluyendo que no era necesario someter esta solicitud de ampliación de la capacidad del ATI a evaluación ambiental ordinaria, ya que no se prevén efectos adversos significativos sobre el medio ambiente. Finalmente, con fecha 15 de marzo de 2022, la ampliación de la capacidad del ATI fue autorizada por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

5.4.1.2. 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 les vaya a dar, 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 2022, se han licenciado en España 6 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 de este.

El último diseño aprobado fue, en el año 2021, el del contenedor para el almacenamiento de combustible nuclear gastado en el ATI de la central nuclear Cofrentes.

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

Este proyecto estaba promovido por Enresa, que en agosto de 2013 presentó la solicitud de evaluación de impacto ambiental ante el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Asimismo, de acuerdo con lo previsto por la normativa nuclear, en enero de 2014 Enresa solicitó simultáneamente ante el MINETUR la autorización previa o de emplazamiento, que el CSN informó favorablemente en julio de 2015, y la autorización de construcción, cuyo correspondiente informe se encuentra suspendido por dicho organismo desde 2018, a petición del entonces Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), para poder tener en cuenta la necesidad de revisión del PGRR y el conjunto de nuevos factores que podrían haberse modificado desde que Enresa solicitó dicha autorización.

Como se ha indicado anteriormente, a 31 de diciembre de 2022, en el borrador del 7º PGRR que se está tramitando no se prevé la gestión y almacenamiento del combustible gastado y de los residuos radiactivos generados por las centrales nucleares en un ATC, habiéndose optado por la gestión y almacenamiento en Almacenes Temporales Descentralizados (ATD), cada uno de los cuales estará ubicado en el emplazamiento de una central nuclear.

5.4.2. 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 2021, esta instalación recibió 275 expediciones de residuos radiactivos con un volumen total de 2.388,99 m³, de los que el 77% son residuos de muy baja actividad.

Asimismo, durante el año 2022 esta instalación recibió 213 expediciones de residuos radiactivos con un volumen total de 2.129,3 m³, el 87% de los cuales son residuos de muy baja actividad.

Con la cantidad almacenada en 2021 y 2022, El Cabril almacena de forma definitiva un total de 59.207 m³ de residuos radiactivos. De ellos, 35.832 m³ corresponden a residuos de baja y media actividad, siendo el grado de ocupación del 82% respecto del total autorizado. Los restantes 23.375 m³ corresponden a residuos de muy baja actividad, siendo la capacidad ocupada del 30,31% en la Celda 29 y del 37,19% en la Celda 30.

5.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

5.5.1. Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera

La central nuclear José Cabrera, situada en Almonacid de Zorita (Guadalajara), tenía una potencia de 150 MWe y fue la primera central nuclear construida en España. Se conectó a la red en julio de 1968, y el 30 de abril de 2006 cesó su explotación. Por Orden ITC/204/2010, de 1 de febrero, se autorizó la transferencia de la titularidad de esta central nuclear de Gas Natural S.A. a Enresa, y se otorgó a esta última autorización para la ejecución de su desmantelamiento. La 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 de una central nuclear en España ("Nivel 3" de desmantelamiento, conforme a la denominación del Organismo Internacional de Energía Atómica, OIEA).

A finales de 2022, las principales actividades de ejecución que restaban por hacer por parte de Enresa eran la caracterización, desclasificación y demolición de los últimos edificios y estructuras, el desmontaje de los últimos sistemas e instalaciones auxiliares requeridos y la demolición de los edificios que los albergan, así como la restauración del emplazamiento (estaban en curso las excavaciones y saneamiento de terrenos) y su caracterización final. El avance de las obras era del 98,8%. El ATI estará operativo hasta que los contenedores que albergan residuos radiactivos sean trasladados a la instalación que se determine en el futuro 7º PGRR que apruebe el Gobierno. Está previsto que en 2023 continúen las expediciones de residuos radiactivos de muy baja actividad a la instalación de El Cabril, y que, una vez se finalicen, se proceda al desmontaje y repliegue de las instalaciones de gestión de residuos. Asimismo, se continuará con la caracterización radiológica final del emplazamiento.

5.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I

Esta central nuclear cesó su explotación en 1989. Desde el año 2005 continúa en estado de latencia, en lo que el OIEA denomina "Nivel 2" de desmantelamiento, situación en la que permanecerá hasta que se acometa el desmantelamiento total de la misma, cuyo comienzo está previsto para 2030. En el año 2022, previo informe favorable del CSN, se emitió por la DGPEM una resolución relativa a la modificación del plan de emergencia interior de la instalación.

5.5.3. Desmantelamiento de la central nuclear Santa María de Garoña

El desmantelamiento de la central nuclear Santa María de Garoña, que se encuentra en cese definitivo de explotación, deberá acometerse en los próximos años. Está previsto que su desmantelamiento se realice en dos fases:

- En la fase 1, con una duración prevista de 3 años, se realizarán actividades tales como la modificación de sistemas e instalaciones auxiliares, el desmantelamiento del interior del edificio de turbina, la adaptación del edificio de turbina como edificio auxiliar de desmantelamiento, la gestión de materiales y residuos, la puesta en marcha del ATI para albergar todo el combustible gastado, y la evacuación de dicho combustible desde la piscina al ATI.
- En la fase 2, para la que se estima una duración de 7 años, se llevarán a cabo actividades como los desmantelamientos radiológicos más importantes, la descontaminación, desclasificación y demolición de los edificios, y la restauración del emplazamiento.

Ambas fases requerirán de sendas autorizaciones de desmantelamiento, previo informe del CSN, en la primera de las cuales se concederá también la transferencia de titularidad a Enresa, como empresa pública encargada por ley del desmantelamiento de las instalaciones nucleares. Asimismo, ambas fases requerirán de sendas Declaraciones de Impacto Ambiental.

En mayo de 2020, Enresa solicitó la autorización de la fase 1 de desmantelamiento, así como la transferencia de titularidad de la central. La solicitud de evaluación de impacto ambiental de dicha fase se presentó en junio de 2020. Tanto el proyecto de la fase 1 como su estudio de impacto ambiental fueron sometidos en el año 2021 al preceptivo trámite de información pública y consultas, iniciado con la publicación de un anuncio en el BOE el 16 de marzo de 2021. Asimismo, dado que el desmantelamiento se iniciará con combustible gastado en la piscina, ha sido necesario disponer de un Plan de gestión del combustible gastado, que fue aprobado, previo informe del CSN, por resolución de la DGPEM de 11 de abril de 2022. A 31 de diciembre de 2022, la emisión de la DIA se encontraba suspendida a la espera del informe del CSN sobre la autorización de desmantelamiento, que incluirá la evaluación del impacto radiológico ambiental. Se prevé que la fase 1 de desmantelamiento pueda dar comienzo en el segundo semestre del año 2023.

5.5.4. 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, esta planta es una instalación radiactiva de primera categoría del ciclo del 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 el 14 de septiembre de 2015, la cual está siendo evaluada por el CSN. Por otra parte, la DIA favorable fue formulada el 9 de marzo de 2018 por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del MITERD.

5.6. PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS

Corresponde al Gobierno establecer la política sobre gestión de residuos radiactivos, incluido el combustible nuclear gastado, y el desmantelamiento de instalaciones nucleares, mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), que debe ser elevado por el MITERD, previo informe del CSN, y una vez oídas las comunidades autónomas en materia de ordenación del territorio y medio ambiente. España dispone de un PGRR desde el año 1987, y está actualmente en vigor el 6º PGRR, aprobado por Consejo de Ministros en junio de 2006. Dicho Plan se elabora a partir de una propuesta presentada por Enresa.

En marzo de 2020, Enresa presentó al MITERD una propuesta de 7º PGRR, lo que permitió iniciar su tramitación con vistas a su aprobación. De acuerdo con la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, se requiere que el plan sea sometido a evaluación ambiental estratégica, que se solicitó asimismo en marzo de 2020. La versión inicial de 7º PGRR y su Estudio Ambiental Estratégico fueron sometidos al trámite de información pública, entre el 12 de abril y el 16 de junio de 2022; y al trámite de consultas a las Administraciones pública afectadas y a las personas interesadas, consultándose a 181 entidades. Como resultado de dichos trámites, se elaboró una versión revisada de 7º PGRR, sobre la que se solicitó informe al CSN y a las comunidades autónomas, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 38 bis.2 de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre energía nuclear.

A 31 de diciembre de 2022, se está elaborando la versión final del 7º PGRR y de su Estudio Ambiental Estratégico, que se remitirán a la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD para la emisión de la declaración ambiental estratégica.

La propuesta del 7º PGRR presentada por Enresa en marzo de 2020 considera un escenario de referencia que tiene en cuenta el cese ordenado de explotación de las centrales nucleares definido en el PNIEC y en el Protocolo de intenciones firmado entre Enresa y los propietarios de las mismas, en marzo de 2019, y ha adaptado su contenido a lo requerido por la Directiva 2011/70/Euratom, del Consejo, de 19 de julio de 2011, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

6. TRANSICIÓN JUSTA

6.1. INTRODUCCIÓN

El sector del carbón ha sido objeto de diferentes programas de reconversión desde los años 70, tanto a nivel nacional como europeo, derivado principalmente de las dificultades para competir con el mercado internacional. Por ello, ha requerido de apoyo estatal por diferentes vías y su regulación ha venido determinada por el marco comunitario.

El análisis del sector del carbón comienza con una panorámica de la situación actual. Se repasan las estadísticas de los últimos años relativas al carbón: producción autóctona, saldo exterior, consumo interior bruto y en generación de energía eléctrica, precio medio del carbón importado y precios del carbón según tipología.

Posteriormente, se estudia el impacto del cese de la actividad extractiva sobre el empleo y su incidencia en lo que se conoce como “post-minería”, así como el comercio exterior durante 2021 y 2022, años marcados por la recuperación tras la pandemia (COVID-19), el conflicto de Ucrania y las políticas de descarbonización de la economía desde la Unión Europea.

Se analiza la Transición Justa en España y en relación con la Unión Europea, como elemento fundamental para que la transición energética sea económicamente sostenible y climáticamente neutra, y se haga como una estrategia de acompañamiento solidario y equitativo que asegure que las personas y los territorios aprovechen al máximo las oportunidades de esta transición. De la Estrategia de Transición Justa en España nacen el Plan de Acción Urgente y los Convenios de Transición Justa tratando de dar respuesta a aquellos territorios que se encuentran en una situación más vulnerable y en los que la transición ecológica pueda poner en dificultades a las empresas y a la actividad económica de la zona.

Todo ello conduce a la creación del Instituto para la Transición Justa (ITJ) como Organismo Autónomo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, a partir del anterior Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (IRMC), ampliando sus funciones y competencias.

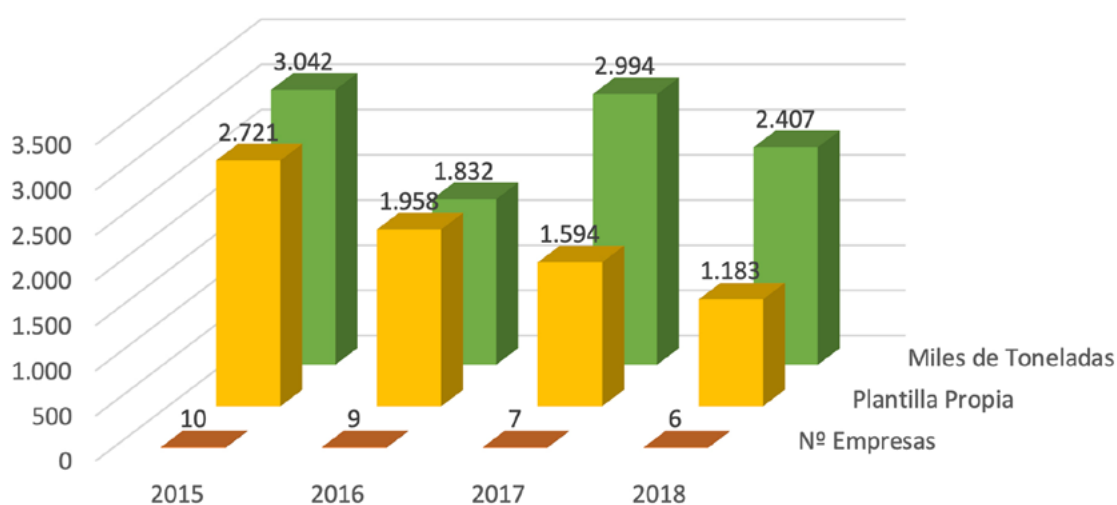
Finalmente, se hace un repaso a la evolución de los Planes de Transición en España, empezando con el Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva y siguiendo con el Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018, para finalizar con el Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el periodo 2019-2027.

6.2. SITUACIÓN ACTUAL

6.2.1. 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 (31 de diciembre de 2018). Especialmente, esta tendencia se acentuó con la firma del Plan de Cierre del Reino de España para la minería no competitiva bajo el Marco de Actuación para el periodo 2013-18, a través del cual las ayudas que se concedieron a las empresas se formalizaban mediante la justificación de la producción minera de carbón, pero con la condición de su inscripción en el citado Plan. Puede observarse en la siguiente figura.

FIGURA 6.1 EVOLUCIÓN N° EMPRESAS, PRODUCCIÓN Y PLANTILLAS



FUENTE: ITJ – MITERD (datos actualizados)

A fecha 31 de diciembre de 2018, todas las explotaciones de carbón cesaron su actividad extractiva en virtud de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas, según se analiza posteriormente, acometiendo las fases de restauración y clausura correspondientes.

Tras el proceso de reestructuración citado, se han apoyado financieramente las actuaciones de rehabilitación minera, mediante dos líneas de ayuda:

- Fondos nacionales, regulados por la Orden IET/594/2014, de 10 de abril, por la que se aprueban las bases reguladoras para los ejercicios 2013 a 2018 de las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes

excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva, con las correspondientes convocatorias anuales de ejecución plurianual, y llevado a cabo principalmente con los medios propios de las empresas mineras.

En base a la norma reguladora citada, durante la convocatoria del año 2020, última publicada en el B.O.E., se produjo la concesión de 6 M€ a dos empresas mineras inscritas en el Plan de Cierre. Paralelamente, durante el año 2021 continuaron las tareas de rehabilitación minera de seis empresas diferentes (cinco privadas y una de titularidad pública), de acuerdo con los principios de desarrollo sostenible y minimización de los efectos adversos sobre el medio ambiente.

- b) Fondos Europeos (PRTR) la rehabilitación minera de unidades de producción de empresas en concurso de acreedores o liquidación, considerando que las Comunidades Autónomas son las responsables subsidiarias. Las solicitudes son presentadas en base al Real Decreto 341/2021, de 18 de mayo, por el que se regula la concesión directa de ayudas para la restauración ambiental de zonas afectadas por la transición energética en el marco del PRTR correspondiente a proyectos de zonas degradadas a causa de la minería del carbón.

En el año 2021 se aprobaron las concesiones de las solicitudes antedichas en base a la firma de Convenios entre el ITJ y las CCAA, suscribiéndose tres Convenios que contienen 7 proyectos:

- Principado de Asturias en fecha 22 de octubre de 2021, por importe subvencionable total de 73.694.807,21 euros, distribuido en los proyectos de las cortas a cielo abierto de Buseiro, Ceredo y Tormaleo. Los objetivos previstos son una Superficie restaurada de 1167 ha y 150 empleos.
- Castilla y León en fecha 30 de noviembre de 2021, por importe subvencionable total de 67.934.420,01 euros, distribuido en los proyectos de las cortas a cielo abierto de La Gran Corta de Fabero, Torre-Villagatón y Casares-Ladil-Charcón. Los objetivos previstos son una Superficie restaurada de 1061 ha y 180-192 empleos.
- Aragón en fecha 23 de diciembre de 2021, por importe subvencionable total de 5.953.823,86 euros, para el proyecto de Mequinenza. Los objetivos previstos son una Superficie restaurada de 2265 ha y 342-354 empleos.

Durante el año 2022 todos ellos siguen en marcha, siendo ejecutadas las obras por la empresa pública TRAGSA.

En lo que se refiere al carbón, se muestra en la siguiente tabla su balance con la información básica relativa a producción, saldo exterior y consumo interior, con su evolución en los últimos años.

TABLA 6.1 BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION CARBÓN AUTÓCTONO					
Año	Antracita	Hulla	Lignito Negro	TOTAL	Tasa de variación interanual
Miles de toneladas					%
2017	370	791	1.833	2.994	63,4
2018	294	483	1.630	2.407	-19,6
2019	0	0	0	0	-100,0
2020	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0
Miles de tep					%
2017	183	359	590	1.132	47,9
2018	146	219	525	890	-21,4
2019	0	0	0	0	-100,0
2020	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0

SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES – EXPORTACIONES)				
Año	Hulla coquizable	Carbón energético	TOTAL	Tasa de variación interanual
Miles de toneladas				%
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
2020	361	1.621	1.982	-71,19
2021	1.421	3.267	4.688	136,53
2022	1.728	6.218	7.946	69,49

CONSUMO INTERIOR BRUTO		
Año	TOTAL Miles de toneladas	Tasa de variación interanual (%)
2017	23.151	20,63
2018	20.316	-12,25
2019	8.370	-58,80
2020	4.282	-48,84
2021	4.378	2,24
2022	5.972	36,41

FUENTE: ITJ-MITERD-REE

ITJ, Instituto para la Transición Justa (antes denominado como IRMC Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras)

MITERD, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

REE, Red Eléctrica de España

El consumo primario de carbones, medido en toneladas, aumentó en 2021 un 2,24% respecto a 2020, y en 2022 un 36,41 % respecto a 2021.

6.2.2. Demanda interior

El consumo en el sector eléctrico aumentó un 72,22% respecto a 2021.

TABLA 6.2 CONSUMO DE CARBÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (KTEP)

Año	TOTAL	Tasa de variación (%)
2017	10.829	24,13
2018	9.345	-13,70
2019	3.267	-65,04
2020	1.389	-57,48
2021	990	-28,72
2022	1.705	72,22

FUENTE: ITJ-MITERD-REE

6.2.3. Características de la oferta y del proceso productivo

6.2.3.1. Precio del carbón

Teniendo en cuenta los datos de Comercio Exterior, el precio medio del carbón importado durante el año 2022 fue de 276,74 €/t. Esto representa un aumento del 110,62% respecto a 2021 (131,39 €/t).

TABLA 6.3 EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DEL CARBÓN IMPORTADO

Año	Precio medio del carbón importado (€/t)	Tasa de Variación (%)
2018	87,48	-4,86
2019	83,23	
2020	74,84	-10,08
2021	131,39	75,56
2022	276,74	110,62

FUENTE: ITJ – MITERD

Por tipo de carbón los precios medios de 2022 fueron los siguientes:

TABLA 6.4 PRECIOS MEDIOS DEL CARBÓN 2022 (POR TIPO DE CARBÓN)

Tipo de carbón	Importación (€/t)	Exportación (€/t)
Antracita	90,38	140,41
Hulla coquizable	177,79	133,68
Hulla térmica	117,93	106,51

FUENTE: ITJ – MITERD

6.2.3.2. Empleo en el sector

A partir del año 2019, tanto las plantillas propias de las empresas del sector carbón como de las contratatas se vieron reducidas drásticamente debido al cierre de las explotaciones, si bien tratando de mantener una parte de la plantilla para acometer las labores de restauración preceptivas y los contratos dedicados a la recuperación de los espacios mineros.

En sentido estricto, en el año 2022 no hubo empleo dedicado a la explotación minera pues la producción de carbón nacional cesó su actividad directa el 31 de diciembre de 2018.

Sin embargo, las empresas mineras u otras terceras, en algunos casos han diversificado su actividad tratando de mantenerse en lo que se conoce como “post-minería”. Entre esas actividades se pueden mencionar las directas como, por ejemplo, las labores de mantenimiento en algunos pozos cerrados de explotaciones subterráneas, especialmente en Asturias. Una de las principales labores de mantenimiento consiste en vigilar los bombeos de agua, comprobar el funcionamiento de la maquinaria para su extracción y el nivel de agua se mantiene en los límites, siendo más exhaustivo en el caso de algún pozo que pueda recibir visitas turísticas donde el control debe ser máximo. Igualmente, una vez terminados los trabajos de rehabilitación y recuperación de los espacios mineros, se requiere realizar un control periódico de los siguientes puntos: análisis y control de la calidad de las aguas drenadas o vertidas, inspección y limpieza de canalizaciones y drenajes, análisis y control de la estabilidad del terreno, labores de mantenimiento sobre la masa arbórea y forestal.

También pueden citarse otras de tipo indirecto, como las de índole agropecuaria (mediante la regeneración de las zonas degradadas por la actividad minera a través de iniciativas de recuperación forestal, ganadera o apícolas), de índole industrial (como el desarrollo de proyectos para obtener biomasa a partir del aprovechamiento maderero, incluso con generación de electricidad), de geotermia utilizando el calor del agua de los pozos, de parques de generación eléctrica de origen eólico o estudios para la producción y uso de hidrógeno verde en cooperación con otras empresas no mineras, e incluso social (como rehabilitación de caminos para senderismo, emplazamiento de infraestructuras turísticas tales como centros de interpretación de memoria minera y de fósiles, campings, lagunas, áreas recreativas, etc.).

6.2.4. Comercio Exterior

En 2022, la importación neta (como saldo de importaciones – exportaciones) de carbón energético a partir de los datos de MITERD, aumentó notablemente, un 123,61 % (6,44 millones de toneladas en 2022 frente a 2,88 en 2021) en el contexto de la crisis energética provocada por la invasión rusa a Ucrania.

Los principales países de los que se ha importado carbón durante el año 2022 han sido Colombia, República Sudafricana y Rusia.

6.3. TRANSICIÓN JUSTA EN ESPAÑA

El Gobierno de España aprobó, en febrero de 2019, el Marco Estratégico de Energía y Clima en pos de un modelo económico sostenible y competitivo que contribuya a poner freno al cambio climático. Este Marco Estratégico descansa en tres pilares clave: la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE), el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, y la Estrategia de Transición Justa (ETJ).

Estos tres elementos permitirán que España cuente con un marco estratégico sólido y estable para la descarbonización de su economía: la LCCTE establece una hoja de ruta eficiente para las próximas décadas con el horizonte en 2050; el PNIEC sienta las bases para la descarbonización durante el periodo 2021-2030 y en coherencia con el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones en 2050; y la Estrategia de Transición Justa es una estrategia de acompañamiento solidario para asegurar que las personas y los territorios aprovechen al máximo las oportunidades de esta transición ecológica sin que nadie se quede atrás.

La Estrategia de Transición Justa busca **maximizar las ganancias sociales** de la transformación ecológica y **mitigar los impactos negativos** que pueda tener esta transición sobre determinados territorios y personas, sin que nadie se quede atrás. Para ello se centra principalmente en los elementos relacionados con el apoyo a la transformación de los sectores económicos hacia la economía verde, y con la generación y la protección del empleo de los sectores en declive en las zonas afectadas, incluido el impulso a la formación requerida por el mercado laboral para dicha transición.

La Estrategia de Transición Justa es un **elemento pionero** de la experiencia española a nivel internacional, ya que las necesidades de justicia social vinculadas a la transición energética se elevan al máximo nivel estratégico, en forma de estrategia nacional. Conforman uno de los tres pilares que guían la política energética y climática de España, junto con el PNIEC y la LCCTE. De este modo, las consideraciones de transición justa no son actuaciones aisladas, sino que son un principio rector de toda la transición ecológica española.

Además, España es pionera en la incorporación de las necesidades de transición justa a **nivel legislativo** en políticas energéticas y climáticas. En este sentido, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética obliga en su título VI a la aprobación de Estrategias de Transición Justa **cada 5 años**, con el objetivo de actualizar las

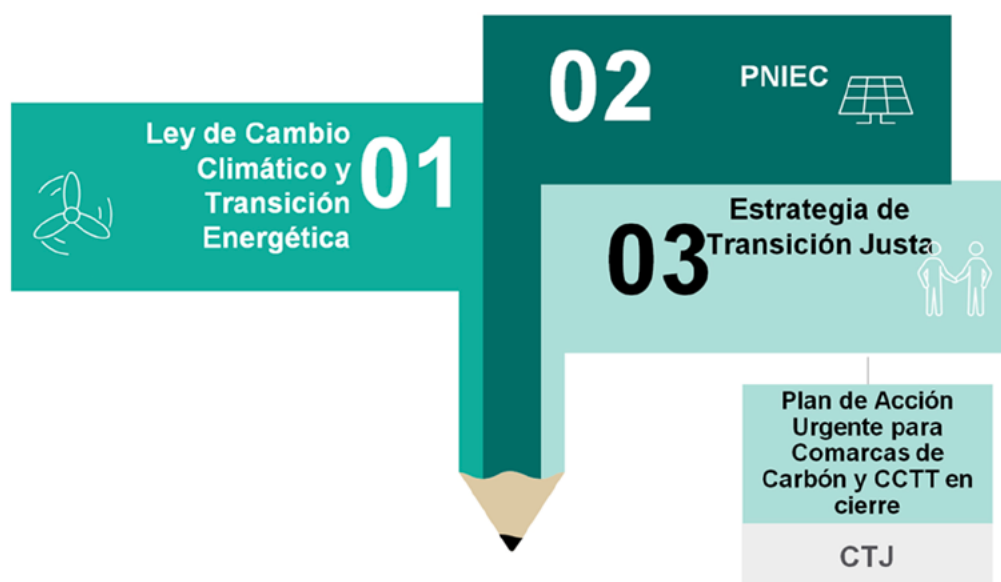
prioridades y medidas de transición justa conforme avanza la propia transición energética. De este modo, su pervivencia estratégica está asegurada por ley.

Otro aspecto innovador de la Estrategia de Transición Justa es la creación del **ITJ**, un organismo gubernamental autónomo con rango de Dirección General adscrito al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, dedicado exclusivamente a desplegar medidas para asegurar una transición justa en los territorios afectados y a coordinar la inclusión de las necesidades de transición justa de forma transversal en las políticas públicas de la Administración. La existencia de un organismo gubernamental con competencias exclusivas para implementar políticas de transición justa de forma centralizada y coordinada es un aspecto singular de España a nivel europeo e internacional.

Si bien la Estrategia de Transición Justa reconoce diversos ámbitos impactados por la transición ecológica, se establece un **Plan de Acción Urgente** para hacer frente a los impactos experimentados en las comarcas de carbón y centrales en cierre.

De este modo, España ya ha comenzado a desplegar medidas concretas para una transición justa de las personas dedicadas al carbón, estructuradas a través de los **Convenios de Transición Justa**.

FIGURA 6.2 MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA: TRES PILARES



6.3.1. Plan de Acción Urgente

El Plan de Acción Urgente de la Estrategia de Transición Justa pretendió dar una respuesta a esta situación de urgente vulnerabilidad, se aprobó con la duración de 2019-2021 pero sigue en ejecución debido entre otros elementos a las dificultades y nuevos problemas relacionados con la crisis del COVID 19.

Se marcó los siguientes objetivos:

1. Garantizar a los trabajadores que pierdan su empleo en empresas mineras que cierren compensaciones adecuadas.
2. Mantener el empleo para las comarcas mineras a través de diversos planes
3. Ofrecer, durante el marco temporal del Plan, la implementación en las zonas sujetas al cierre de minas a 31 de diciembre de 2018, al cierre de centrales de carbón o centrales nucleares, la aspiración de Convenios de Transición Justa con el objetivo de que los cierres no generen impactos sobre empleo y población al final del proceso.

6.3.2. Acuerdos con empresas y sindicatos: diálogo social para la transición justa

La primera materialización de la Estrategia de Transición Justa y de su Plan de Acción Urgente en acciones reales ha sido la firma de **acuerdos tripartitos** entre el **gobierno**, **sindicatos** y las **empresas** involucradas en los cierres de minas y centrales, con el objetivo de garantizar que los cierres tienen en cuenta a las personas trabajadoras y las dotan con formación profesional y nuevos empleos.

De este modo, la transición del carbón en España se caracteriza por la acción coordinada entre administraciones, empresas y representantes de los trabajadores y la adquisición de compromisos por todos ellos para mitigar los impactos de los cierres.

de este modo, se ha firmado un **acuerdo para el cierre de las 15 centrales térmicas de carbón**, que implica la re-colocación de trabajadores y la búsqueda de actividades alternativas para las zonas afectadas, tanto por parte de las empresas —mediante proyectos de energías renovables y otras actividades— como por parte del gobierno —mediante el despliegue de instrumentos de ayuda organizados entorno a los Convenios de Transición Justa— y contando con la participación de los sindicatos para facilitar y dar seguimiento al cumplimiento de los compromisos.

Similarmente, se ha firmado un **acuerdo para la minería de carbón** que garantiza medidas sociales para los excedentes mineros y políticas de desarrollo local.

En concreto, estos acuerdos son:

- *Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y el desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el Periodo 2019-2027*. Suscrito en octubre de 2018 por el Ministerio para la Transición Ecológica UGT-FICA, CCOO Industria, la Federación de Industria de USO y la agrupación de empresarios del sector, CARBUNIÓN.
- *Acuerdo por una Transición Energética Justa para las centrales térmicas en cierre*. Suscrito en abril de 2020 entre la Administración General del Estado (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto De-

6. Transición justa

mográfico y Ministerio de Trabajo), las compañías con centrales térmicas en cierre (Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP, esta última en marzo de 2021) y los sindicatos (CCOO Industria, UGT FICA).

Para coordinar y verificar el cumplimiento de los compromisos adquiridos, los propios acuerdos establecen **estructuras de gobernanza** que reúnen a todas las partes de forma periódica. El acuerdo de centrales prevé la celebración de comisiones de seguimiento cada 6 meses y el acuerdo de minería establece la periodicidad de una comisión anual. En la práctica, sin embargo, las partes involucradas se han reunido con una frecuencia mayor, con un total de 9 comisiones entre 2020 y 2022.

En 2018 España contaba con 15 centrales que agrupan 31 grupos térmicos y una potencia instalada total de más de 10 GW, aproximadamente un 10% de la potencia instalada a nivel nacional, y generaban un 14% de la electricidad.

La siguiente tabla muestra la lista de las centrales termoeléctricas (CCTT) de carbón en España y el empleo correspondiente a cada central según las empresas, tanto trabajadores directos como auxiliares a fecha de solicitud de cierre de las mismas.

TABLA 6.5 CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN Y EMPLEOS ASOCIADOS

Propietario	Central Térmica	Provincia	Personal Propio	Personal Contratas	Total	Fecha prevista de cierre
ENDESA	As Pontes	La Coruña	197	169	366	
	Carboneras	Almería	137	132	269	27/09/2021
	Compostilla	León	159	149	308	29/06/2020
	Andorra	Teruel	147	153	300	29/06/2020
	Alcudia	Mallorca	134	94	228	
NATURGY	Anllares	León	15	12	27	13/11/2018
	La Robla	León	78	42	120	15/10/2020
	Narcea	Asturias	81	48	129	17/12/2020
	Meirama	La Coruña	77	35	112	31/07/2020
IBERDROLA	Lada	Asturias	95	55	150	31/07/2020
	Velilla	Palencia	83	60	143	16/06/2020
EDP	Aboño	Asturias	117	82	199	
	Soto de Ribera	Asturias	79	28	107	
	Puente Nuevo	Córdoba	69	60	129	31/07/2020
	Los Barrios	Cádiz	89	64	153	16/03/2021
TOTAL			1.557	1.183	2.740	

FUENTE: ITJ

En 2022 España contaba con 4 centrales abiertas que agrupaban 8 grupos térmicos. La potencia instalada total activa en 2021 fue de 3,764 GW y en 2022 de 3,464 GW. Su generación supuso el 2,2% y el 3% de la electricidad, respectivamente, lejos de la cuota que representaba hasta 2019.

6.3.3. Convenios de Transición Justa y medidas desarrolladas

Más allá de los acuerdos sectoriales con trabajadores y empresas, con objeto de dar respuesta a los impactos socioeconómicos de las zonas afectadas, el ITJ ha puesto en marcha los Convenios de Transición Justa (CTJ): una herramienta para la co-gobernanza destinada a garantizar el compromiso y coordinación de las administraciones públicas y proponer instrumentos de apoyo en el proceso de transición justa. Mientras los acuerdos sectoriales son a nivel estatal y se centran en empresas y trabajadores, los convenios de transición justa se focalizan en el territorio y están recogidos en la Estrategia de Transición Justa y la LCCTE.

El objetivo de los CTJ es fomentar la actividad económica y su modernización del territorio afectado. Parten de la evaluación de las posibles pérdidas de empleo y desarrollan una serie de compromisos, con una lista final de medidas para mantener el empleo y la población. Se desarrollan para las zonas afectadas por el cierre de minas y centrales de carbón, así como para las zonas con centrales nucleares cerradas sin planes de reconversión previos (Zorita y Garoña).

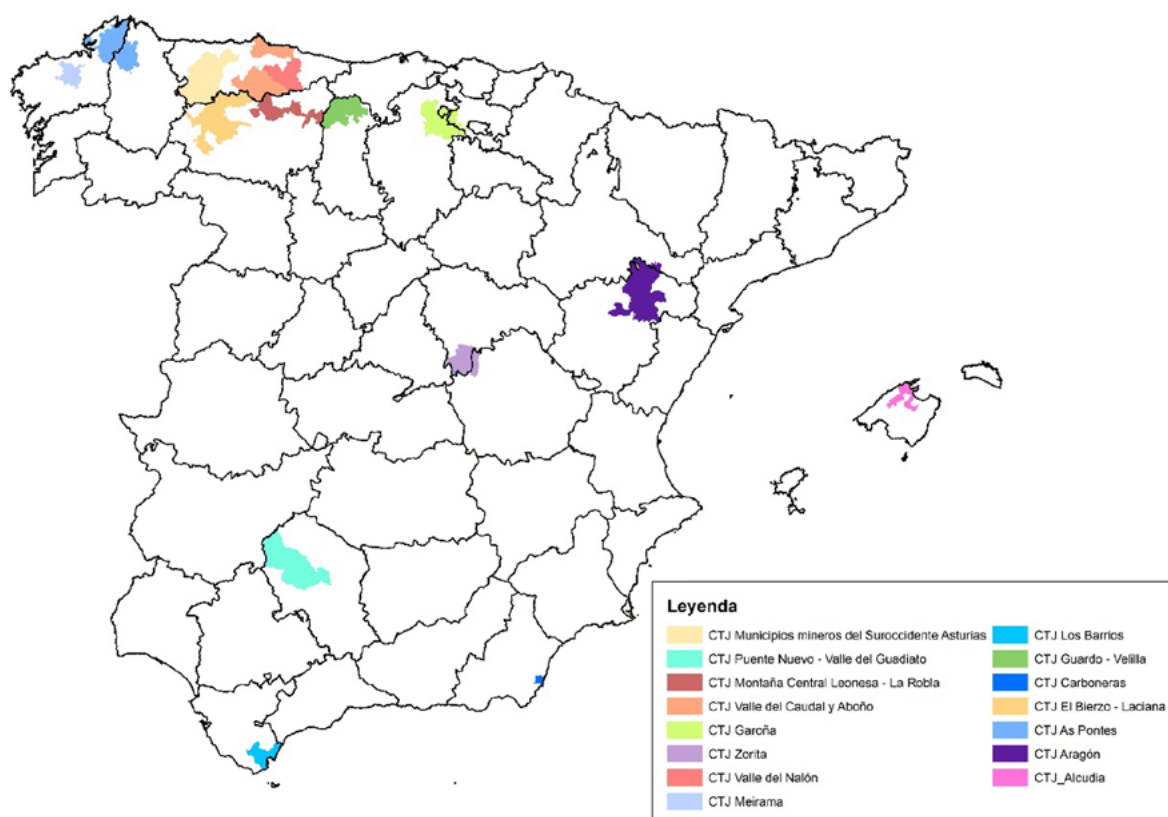
En concreto, los CTJ tienen como objetivo prioritario el mantenimiento y creación de actividad y empleo, así como la fijación de población en los territorios rurales o en zonas con instalaciones en cierre. Con este fin se promueve una diversificación y especialización coherente con el contexto socio-económico y se facilita a sectores y colectivos en riesgo herramientas de apoyo a inversiones, a la restauración de los territorios, a la mejora de las infraestructuras públicas, al apoyo a proyectos industriales, a la recualificación de trabajadores y al desarrollo de las PYMES.

Actualmente hay 15 Convenios de Transición Justa en marcha, en las siguientes regiones:

- Asturias: CTJ Suroccidente; CTJ Valle del Nalón; CTJ Valle del Caudal y Aboño.
- Andalucía: CTJ Valle del Guadiato; CTJ Los Barrios; CTJ Carboneras.
- Aragón: CTJ Aragón.
- Islas Baleares: CTJ Alcúdia.
- Castilla y León: CTJ El Bierzo-Laciana; CTJ Montaña central leonesa-La Robla; CTJ Guardo-Velilla; CTJ Garoña.
- Castilla-La Mancha: CTJ Zorita
- Galicia: CTJ As Pontes; CTJ Meirama.

Para cada uno de estos CTJ se ha firmado un Protocolo General de Actuación entre los representantes de la administración estatal, autonómica y local que sirve como marco base de colaboración.

FIGURA 6.3 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS ZONAS INCLUIDAS EN LOS CONVENIOS DE TRANSICIÓN JUSTA



FUENTE: ITJ

En cada CTJ se han puesto en marcha procesos de participación pública para que todos los actores locales, como ciudadanos, empresas, organizaciones sindicales, entidades autonómicas, entidades locales, asociaciones de mujeres universidades y otras organizaciones de la sociedad civil expresaran sus aportaciones, propuestas e ideas para el desarrollo de los Convenios de Transición Justa y sus instrumentos de apoyo. Actualmente, la participación sigue continuando y creciendo a través de los agentes del territorio que el ITJ ha desplegado en cada zona para mantener la interlocución con los actores locales.

El seguimiento del trabajo y la participación se mantienen: por un lado, se organizan **jornadas de seguimiento en los territorios** en los que ya han participado centenares de representantes de diversas organizaciones y, por otro lado, todos los actores que han colaborado reciben un **boletín** del ITJ que en clave periódica les comunica las novedades, con más de 2.700 receptores suscritos.

Al mismo tiempo, en el marco del Plan de Acción Urgente y los CTJ, se han puesto en marcha **numerosos instrumentos de apoyo** a ayuntamientos, empresas y personas para generar soluciones.

6.3.3.1. Apoyo a los trabajadores

Se han desplegado medidas para mejorar la **empleabilidad y protección de la población trabajadora** directamente afectada por los cierres, mediante prestación de ayudas sociales en forma de prejubilaciones o bajas indemnizadas; la puesta en marcha de bolsas de trabajo para su incorporación de forma prioritaria en las labores de desmantelamiento de las centrales, en las actividades de restauración ambiental de las explotaciones mineras y en el resto de actividades económicas apoyadas en el marco de los CTJ, a las que se han adherido cerca de 1.000 personas.

La Bolsa de minería dispone de un **servicio externo que trabaja en la empleabilidad** a medio plazo, la búsqueda de nuevos empleos y la formación. Desde la bolsa de trabajo de térmicas se hace seguimiento de los compromisos de las empresas firmantes del acuerdo y se ofrece actuaciones de formación en ocupaciones verdes a los inscritos.

En relación con la recualificación necesaria más allá de los trabajadores directamente afectados, para la población desempleada de las zonas, se formalizará la **contratación de servicios para impartir formación profesional en nuevas ocupaciones verdes**.

6.3.3.2. El componente 10 del PRTR

Se ha incorporado un componente específico de Transición Justa al **PRTR** del gobierno de España, dotado con 300 millones de euros procedentes de los fondos NextGeneration y cuatro objetivos específicos para las zonas afectadas por los cierres que se une al despliegue de fondos nacionales. **España es pionera** en vincular los fondos de recuperación europeos a las necesidades especiales de las zonas afectadas por el cierre con un componente específico, el componente 10.

6.3.3.3. La transición energética como motor de empleo

En las convocatorias centralizadas por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) del **PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento** (PERTE ERHA) se priorizan estas zonas de forma transversal en las convocatorias de apoyo al hidrógeno verde, almacenamiento energético, biogás, comunidades energéticas y otras renovables innovadoras. En total, unos 2.700 millones del PRTR impulsados por el IDAE y relacionados con la transición energética tendrán algún tipo de **priorización para zonas de transición justa**, a través de puntuación adicional o de mayor intensidad de ayuda en sus convocatorias.

Por otro lado, en base al *Acuerdo por una Transición Energética Justa para las centrales térmicas en cierre*, **se requirió que las empresas eléctricas impulsaran nuevos desarrollos industriales** allí donde se cerraban las centrales térmicas de carbón. En la actualidad, tras casi tres años de trabajo, los proyectos industriales impul-

sados en los territorios por las mismas empresas que cerraban las instalaciones suponen una **ganancia global de empleo sobre el cierre** de las centrales. Estos proyectos energéticos o industriales han sido ya presentados y se encuentran en diferente nivel de maduración y movilizarán **más de 7.000 M€ de inversión privada**.

Como elemento clave de la innovación en transición energética, a través de **concursos de acceso en nudos de transición justa**, se promueven proyectos de energías renovables que maximicen los beneficios locales allí donde se cerraron instalaciones de carbón. El primer concurso, en Teruel, supuso un éxito en la capacidad tractora de las renovables para generar nuevos proyectos industriales, sinergias con el sector primario y la defensa de la biodiversidad. Como resultado del concurso, se generará más empleo a largo plazo que el vinculado a la central de carbón, se formará a más de 1.300 desempleados y se facilitará autoconsumo energético para 3.800 ciudadanos y empresas.

6.3.3.4. Un futuro económico diversificado y sostenible: promoción del desarrollo empresarial

El éxito de la transición justa depende de diversificación económica y de la creación de actividades y empleos alternativos también más allá del ámbito de la energía. Por ello se han desplegado medidas para promover desarrollos empresariales y actividades que ayuden a crear un modelo económico diversificado y sostenible, mediante **convocatorias de ayudas para proyectos empresariales y pequeños proyectos de inversión**. Entre 2019 y 2022 se han concedido 39,8 M€ en ayudas con un compromiso por parte de los promotores para crear más de 1.200 empleos en las zonas más afectadas por los cierres, en actividades como la economía circular, la industria agroalimentaria y manufacturera o el turismo rural, entre otros. Alrededor del 40% de los puestos de trabajo comprometidos es **empleo para mujeres**, importante en comarcas tradicionalmente marcadas por la masculinización del empleo.

Además de canalizar ayudas, se han organizado decenas de **jornadas para explicar las ayudas** a empresas y emprendedores con el fin de dinamizar la creación de nuevos proyectos empresariales.

6.3.3.5. Proyectos municipales y de infraestructuras

Se ha trabajado en apoyar un número importante de **proyectos municipales y de infraestructuras** con el objetivo de dotar de servicios adecuados a ciudadanos y empresas de las zonas de transición justa. En 2020 y 2021 se firmaron convenios de colaboración con los gobiernos regionales para más de un **centenar de proyectos con un presupuesto total de 145 millones de euros**. Para que los proyectos lleguen a buen puerto, se han ampliado los plazos de los mismos por las dificultades surgidas por la pandemia y el aumento de los precios de las materias primas ligado a la guerra de Ucrania.

Posteriormente, en 2022 se abrió una nueva línea de ayudas para proyectos de infraestructuras ambientales, sociales y digitales en municipios de zonas afectadas por la transición energética, en el marco del PRTR, dotada con 91 millones de euros que se adjudicó a 107 proyectos. Estas ayudas son fruto directo de los procesos de

participación pública de los CTJ, donde innumerables entidades locales expresaron la existencia de edificios municipales degradados o infrautilizados, vinculados al declive del carbón, y su deseo de rehabilitarlos para darles nuevos usos.

Para llegar a todos y cada uno de los municipios se facilitó un **servicio de asesoramiento** para la presentación de solicitudes, junto con el apoyo de agentes del territorio de los CTJ. A través de estas dos vías se facilitó la información a los ayuntamientos y se resolvieron 1.600 consultas, lo que explica la buena participación de ayuntamientos pequeños y que, en total, cerca del 95% de los municipios elegibles presentara alguna solicitud de proyecto.

6.3.3.6. Restauración ambiental de zonas degradadas por la minería del carbón

Con el objetivo de centrarse particularmente en los cierres que en 2018 encontraron a empresas quebradas que no se ocuparon de la restauración, se ha puesto en marcha un Plan de Restauración Ambiental vinculado al PRTR, con 150 millones de euros para 7 grandes proyectos. Los trabajos durarán tres años y se crearán 350 empleos directos, con prioridad para los trabajadores excedentes de la minería del carbón.

Además de renaturalizar los paisajes afectados, remodelar los terrenos, retirar escombreras y gestionar los residuos y drenajes de unas 2.300 hectáreas degradadas por la minería, se incluirán actuaciones para mejorar la reactivación de las zonas, uniendo la restauración ambiental a la apertura de nuevas oportunidades. Las comunidades locales han participado activamente en la elaboración de los proyectos y sus propuestas han sido protagonistas de su diseño y en la propuesta de soluciones ambientales y sociales. Estas grandes obras de infraestructuras ambientales tendrán un impacto muy beneficioso sobre la calidad de los ríos de las zonas.

Así, se está restaurando la **Gran Corta de Fabero**, un vastísimo cielo abierto en León que fue la mayor mina de carbón de Europa, recuperando sus 700 hectáreas para revegetación autóctona y usos alternativos, como un recinto para la observación y el estudio de los fósiles hallados en las excavaciones; la habilitación de áreas recreativas y sendas entre vegetación autóctona repoblada; la recuperación de pastizales para usos agroganaderos y recuperación forestal para silvicultura.

También en El Bierzo (León), se están restaurando las minas a cielo abierto y minas subterráneas de **Casares-Ladil-Charcón y Torre-Villagatón**. En el primero se recuperará vegetación autóctona, pastizales y se plantarán castaños autóctonos para usos agroganaderos, se integrarán soluciones para polinizadores y en el segundo se realizarán sendas y zonas recreativas asociadas a la variante del Camino de Santiago por el Manzanal y se estudia desarrollar técnicas tradicionales que mejorarán los resultados ambientales y la integración de antiguos trabajadores mineros.

En el Suroccidente (Asturias) se están restaurando las minas a cielo abierto y unidades subterráneas de **Busteiro, Cerredo y Tormaleo**, en los que se recuperará vegetación autóctona, se plantarán frutales de diverso tipo, se recuperará un lago para usos turísticos, se incorporarán proyectos renovables y se construirán sendas turísticas y deportivas.

En **Mequinenza** (Aragón) se está restaurando su mina a cielo abierto, acompañando la renaturalización del paisaje con la realización de un centro de interpretación de la minería y senderos que comuniquen las bocaminas con los yacimientos arqueológicos de la zona.

A este programa se suman otros 22 millones de euros para la recuperación de espacios degradados por la minería del carbón en **Teruel y Laciana** (León) financiado con fondos nacionales. Mientras que las ayudas para restauración del PRTR se concentran en explotaciones cuyas empresas que se encontraban en situación concursal y que pasaban a ser responsabilidad subsidiaria de las Comunidades Autónomas, estos otros apoyos están destinados a restaurar explotaciones cuyas empresas continuaban su actividad en 2018. Así, en Teruel, se están restaurando las cortas de Carmen y Pura en Foz Calanda, la corta de Santa María en Ariño y la corta Mi Viña en Cañizar del Olivar y Estercuel. En Laciana, se está restaurando la mina La Escondida. En total, se están restaurando con este programa más de 1.000 hectáreas, creando más de 150 empleos.

IMAGEN 1. LA GRAN CORTA DE FABERO (LÉON) HA SIDO UNA DE LAS MAYORES EXPLOTACIONES DE CARBÓN A CIELO ABIERTO DE EUROPA



6.3.3.7. Cultura, identidad y patrimonio

Por último, se ha lanzado la primera edición de **Dinamiz-ARTj** a través de la Fundación CIUDEN, un programa para generar una **oferta cultural** amplia en las zonas afectadas por los cierres de minas de carbón y de centrales térmicas y nucleares.

Dinamiz-ARTj aúna la demanda cultural local con la oferta de actividades ofrecida por **jóvenes artistas** de cualquier ámbito creativo: música, teatro, danza, fotografía, pintura, escultura, performance, etc., a través de actuaciones, exposiciones y cualquier tipo de manifestación artística. Además de dinamizar la actividad cultural, los objetivos de Dinamiz-ARTj son favorecer las visitas a los municipios a través de la generación de actividad artística, complementando la oferta turística de zonas de alto valor paisajístico y medioambiental. El lanzamiento para la difusión del mismo se hizo con artistas consolidados y la recepción del programa tuvo un gran éxito, con **más de 1.400 solicitudes de actuaciones de jóvenes para 136 municipios**.

En definitiva, **el gobierno de España está desplegando un ambicioso marco de medidas** y estructuras de gobernanza con todos los actores involucrados para hacer frente a los desafíos de la transición, con un alto grado de cumplimiento y avance de **los compromisos del Acuerdo 2013-2018** de cierre de la minería, que no había sido puesto en marcha en ese marco temporal, y **de los compromisos del marco actual (2019-2027)**.

6.3.4. Programa de Transición Justa de España 2021-2027

El 20 de diciembre de 2022 fue aprobado por Decisión de ejecución C(2022) 9919 de la Comisión Europea el Programa de Transición Justa de España para la aplicación del Fondo de Transición Justa en nuestro país en el periodo de programación 2021-2027.

El Fondo de Transición Justa es un instrumento novedoso de la Política de Cohesión, dotado con 17.500 millones EUR para el conjunto de la UE. Por primera vez, esta política focaliza sus actuaciones hacia retos concretos (los derivados de la transición justa) y hacia territorios concretos (a nivel de provincia o inferior). Además, presenta ciertas ventajas con respecto a los fondos tradicionales de la Política de Cohesión, como una mayor tasa de cofinanciación, la posibilidad de llevar a cabo actuaciones tipo FEDER y tipo Fondo Social Europeo, o la elegibilidad de las grandes empresas y las instalaciones ETS bajo ciertas condiciones.

A nuestro país le han correspondido 868 millones EUR en términos de ayuda, que supondrán unos 1.250 millones EUR en términos de gasto. De estas cantidades se ha decidido asignar el 96% para gestión de las CCAA con territorios afectados (provincias de Asturias, A Coruña, León, Palencia, Teruel, Cádiz, Almería y Córdoba, más la zona de transición justa de Alcudia), con un criterio de reparto análogo al utilizado por la Comisión Europea para el reparto entre los EEEMM; y el 4% restante al Instituto para la Transición Justa, para actuaciones transversales en los territorios elegibles.

El Programa de Transición Justa se articulará en los siguientes ejes:

1. Transformación ecológica de la industria y fomento de la movilidad sostenible, la economía circular y la eficiencia energética.
2. Impulso a la cadena de valor de las energías renovables, el autoconsumo, el almacenamiento energético y el hidrógeno renovable.
3. Impulso a pymes y proyectos empresariales tractores para la diversificación económica de los territorios.

6. Transición justa

4. Fomento de la investigación, desarrollo e innovación (I+D+I), la integración de las TIC y la transformación digital.
5. Rehabilitación ambiental, conservación de la naturaleza, biodiversidad y ecosistemas, promoción del patrimonio histórico relacionado con la minería, y fomento del turismo sostenible.
6. Impulso a infraestructuras sociales, la economía social e iniciativas de formación y cualificación.

TABLA 6.6 DISTRIBUCIÓN DEL FONDO DE TRANSICIÓN JUSTA

TERRITORIO	Ayudas FTJ	%
Palencia	71.558.029	8,24%
León	125.517.602	14,45%
Castilla y León	197.075.631	22,69%
Cádiz	69.631.757	8,02%
Córdoba	32.160.979	3,70%
Almería	51.817.002	5,96%
Andalucía	153.609.739	17,68
Asturias	262.850.921	30,26%
Asturias	262.850.921	30,26%
Teruel	91.703.862	10,56%
Aragón	91.703.862	10,56%
A Coruña	111.380.018	12,82%
Galicia	111.380.018	12,82%
Zona TJ Alcudia	17.374.897	2,00%
ITJ	34.749.795	4,00%
TOTAL FTJ	868.744.863	100,00%

Por tanto, las medidas derivadas del Fondo Europeo de Transición Justa ayudarán a completar y ampliar el trabajo ya iniciado por el gobierno de España, contribuyendo a cumplir con el objetivo de la Estrategia de Transición Justa de que los cierres generen a medio plazo impacto cero en empleo y población.

6.3.5. Componente de Transición Justa dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

Resaltar que España es el único Estado miembro que ha incluido un componente específico dedicado a la Transición Justa, en su PRTR. Se trata del componente 10. Transición Justa, dotado con 300 millones EUR que se destinan a los siguientes programas:

- P01. Plan de restauración ambiental para explotaciones mineras en cierre o abandonadas. 150 millones EUR.
- P02. Plan de infraestructuras ambientales, digitales y sociales en municipios y territorios en transición. 111 millones EUR.
- P03. Proyectos de I+D+I en almacenamiento de energía e hidrógeno. 30 millones EUR.
- P04. Plan de apoyo para la recualificación profesional e inserción laboral de trabajadores y población afectados por la transición energética.

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 y la producción nacional, así como 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.

7.2. PRODUCCIÓN INTERIOR Y ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS

Durante los años 2021 y 2022, continuó la tendencia decreciente de los anteriores en los que, tras un periodo de interés sostenido (2011 a 2015), la actividad en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos se redujo notablemente, como consecuencia del compromiso con la descarbonización de la economía asumido por España en las políticas de transición energética. En este sentido, la LCCTE, supone un hito al prohibir nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos.

Estas políticas impulsan la búsqueda de otras alternativas energéticas que sustituyen a los combustibles fósiles, en particular a los hidrocarburos, especialmente teniendo en cuenta los altos precios derivados de un aumento del consumo en la segunda mitad de 2021, tras los efectos de la COVID-19, y la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022.

Por su carácter común a los sectores de gas natural y productos petrolíferos, la información referente a permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos se ha unificado en un apartado común en el capítulo 8.

En lo relativo a producción interior de gas natural, durante el año 2021 se extrajeron 440 GWh de gas natural en las concesiones de explotación existentes, equivalentes a 38 millones de m³, lo que supuso un 18 % menos que en el ejercicio anterior. Continúa la tendencia bajista durante el año 2022, con 381 GWh producidos, equivalentes a 33 millones de m³, con la disminución frente al 2021 de un 13%. Como en el caso del crudo, considerando la limitada producción y número de campos de gas, cualquier modificación en su operación da lugar a cambios sustanciales en el volumen de producción final. El descenso notable de la producción total se debe principalmente al descenso de la producción en «Viura», que aporta la mayor parte de la producción de gas natural procedente de yacimientos, y a la parada de la producción de Poseidón en septiembre de 2021. En la tabla 7.1 se puede encontrar el detalle de las producciones.

7. Sector del gas natural

TABLA 7.1. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL CORRESPONDIENTE A LOS AÑOS 2021 Y 2022.

CAMPO PRODUCTOR-Ubicación	2022			Var 22/21	2021			Var 21/20
	Total Producción GWh	Mm3(n)	% Total		Total Producción GWh	Mm3(n)	% Total	
El Romeral-Sevilla	57	5	15%	90%	30	3	7%	58%
Poseidón-Golfo de Cádiz	0	0	-	-100%	49	4	11%	-6%
Marismas-Huelva y Sevilla	-	-	-	-	-	-	-	-
Viura-La Rioja	324	28	85%	-10%	361	31	82%	-23%
TOTAL	381	33	100%	-13%	440	38	100%	-18%

FUENTE: MITERD

De acuerdo con la legislación vigente (Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de los 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 7.2 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo vigentes en la actualidad, todas ellas con la finalidad de almacenar gas natural para el sistema gasista, y cuyas instalaciones pertenecen a la red básica y funcionan bajo un régimen de acceso de terceros regulado.

TABLA 7.2 CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2021 Y 2022¹

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

FUENTE: MITERD

7.3. MERCADO MAYORISTA

El mercado mayorista español se caracteriza por la coexistencia de transacciones en el mercado OTC (Over The Counter), típicamente bilaterales, con transacciones en mercados organizados.

¹ No se incluyen las instalaciones del almacenamiento subterráneo "Castor" por estar en desmantelamiento y sellado, y abandono definitivo de los pozos (Boletín Oficial del Estado» núm. 269 de 8 de noviembre de 2019).

A continuación, se detallará el papel de las empresas comercializadoras de gas en el mercado mayorista, para posteriormente entrar en mayor detalle en el mercado organizado y sus plataformas, el mercado OTC y la evolución de los precios de los distintos productos del mercado en 2021 y 2022.

Comercializadores de gas

Los comercializadores de gas son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y 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 CNMC², distinguiendo aquellas que sólo operan en el mercado mayorista.

A 31 de diciembre de 2021 estaban registrados 265 comercializadoras, con un crecimiento de 17 agentes respecto del año anterior, como consecuencia de inscripción de 38 nuevas empresas, 19 bajas y dos inhabilitaciones. Por su parte, a 31 de diciembre de 2022, el número de comercializadores registrados ascendía a 266, resultado de 21 altas, de las cuales 10 operarán únicamente en el mercado mayorista, 17 bajas y tres inhabilitaciones por impago de peajes de desbalances de gas. El número de empresas comercializadoras “activas” —considerando como tales las que al menos disponen de un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista— a finales de 2022 ascendía a 216, frente a las 188 del año anterior.

Durante los años 2021 y 2022 se mantienen las mismas comercializadoras de último recurso que en 2020, siendo las siguientes:

- 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 compraventa 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 agentes³, o para adaptarse a las variaciones de demanda.

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

³ Agente: cualquier empresa que opera en el mercado

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

Mercados organizados

En el año 2015⁴ se establecieron las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural donde realizar transacciones de compra y venta de gas con entrega inicialmente en el Punto Virtual de Balance (PVB). Es un mercado con entrega física de gas y plazos de entrega inicialmente no superiores al último día del mes siguiente, que se constituyó como Plataforma de Comercio conforme al reglamento UE⁵.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, la sociedad Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS, S.A.) como operador del mercado tendrá 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 (MOG), 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) con distintos horizontes temporales hasta el mes siguiente. Todos los comercializadores y consumidores directos de gas pueden

⁴ La Ley 8/2015, de 21 de mayo, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableciendo las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural donde realizar transacciones de compra y venta de gas con entrega inicialmente en el Punto Virtual de Balance (PVB).

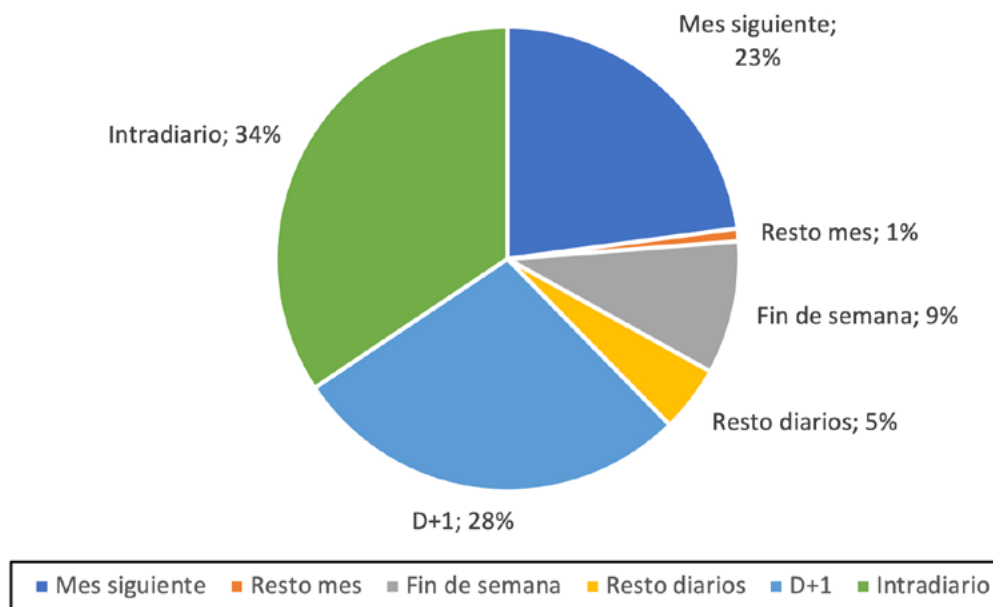
⁵ Artículo 10º del Reglamento (UE) de la Comisión N.º 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

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. Por otra parte, conforme al código de red de balance, el gestor de la red de transporte participa en el MOG para comprar o vender el gas necesario para realizar sus acciones de balance y para comprar el gas de operación o gas talón necesario para las instalaciones.

En el año 2022 el número de agentes registrados en MIBGAS alcanzó los 175 (6 agentes más que el año anterior), de los que se consideraban activos 105, frente a los 169 del año 2021. El volumen de transacciones con entrega en el punto virtual de balance PVB y plazos de entrega hasta el mes siguiente —productos prompt— alcanzó en 2022 los 121,42 TWh frente a los 68,79 TWh del año anterior, lo que supuso un incremento del 76,5% del volumen de negociación y alrededor del 34,3% de la demanda anual de gas.

Tal y como se muestra en la figura 7.1, en 2021, el producto más negociado en el mercado MIBGAS fue el producto intradiario (con entrega en el mismo día de la negociación) con un 34% del volumen total negociado (23,6 TWh), seguido del producto D+1 (con entrega el día siguiente de la negociación), con un 28% del volumen (19,2 TWh). Hay que destacar el volumen de negociación alcanzado por el producto mensual M+1 (con entrega el mes siguiente de la negociación) con un 23% (15,8 TWh).

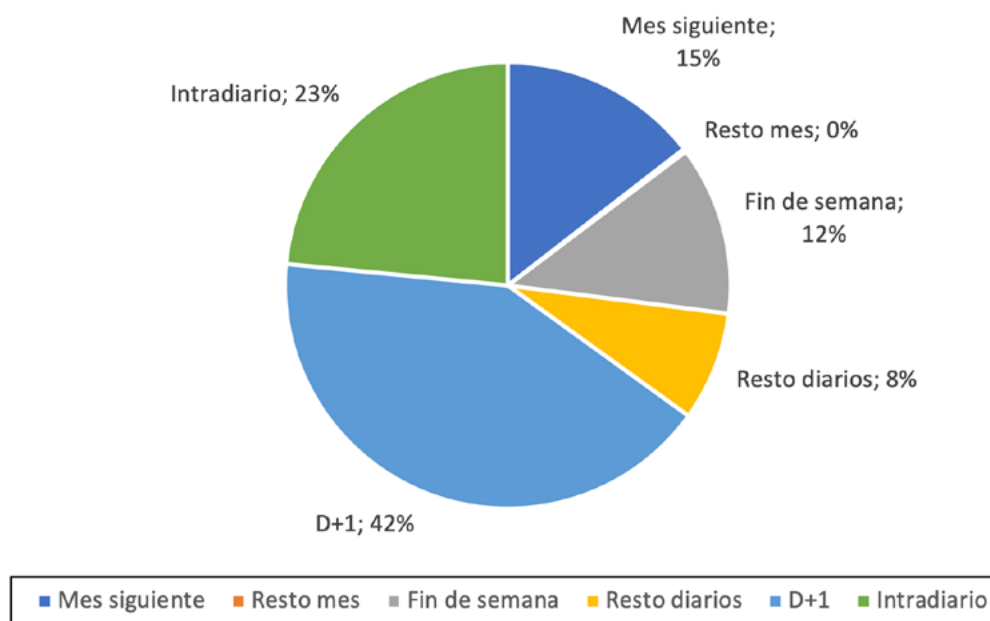
FIGURA 7.1 VOLUMEN TOTAL NEGOCIADO EN MIBGAS POR PRODUCTO EN EL AÑO 2021



FUENTE: MIBGAS. Informe anual del Mercado Organizado de gas en 2022

En 2022 (figura 7.2), el producto diario fue el que registró mayores volúmenes de negociación (50,5 TWh) con aproximadamente un 42% del volumen total negociado, seguido del producto intradiario (28,5 TWh, un 23%) y del producto mensual M+1, (17,6 TWh, un 15%).

FIGURA 7.2 VOLUMEN TOTAL NEGOCIADO EN MIBGAS POR PRODUCTO EN EL AÑO 2022



FUENTE: MIBGAS. Informe anual del Mercado Organizado de gas en 2022

Mibgas Derivatives

El 24 de abril de 2018 comenzó a operar la plataforma MIBGAS *Derivatives* para la negociación de productos de gas natural a plazo con entrega física en el PVB a plazos de entrega superiores al mes siguiente. Desde el año 2022 la plataforma ofrece servicios de subastas bajo petición.

En el año 2022 se encontraban registrados en MIBGAS Derivatives 69 agentes, un 40,8% más que los 49 registrados en el año 2021.

En el año 2021, el volumen negociado alcanzó los 5 TWh, de los cuales 4,6 TWh correspondieron a productos a plazo superior al mes con entrega en el PVB, 0,4 TWh productos spot con entrega en el TVB y 0,002 TWh de productos negociados con entrega en el AVB. El volumen negociado en el año 2022 descendió hasta los 2,4 TWh, de los cuales 1,9 correspondían a entregas en el PVB a plazos superior al mes, 0,4 TWh a GNL con entrega en el TVB y 0,1 TWh a productos con entrega en el AVB.

Además de lo anterior, en el año 2022 MIBGAS registró operaciones bilaterales (OTC⁶) por un volumen de 8 TWh, de los cuales 2,4 TWh corresponden a productos de MIBGAS y 5,6 TWh a productos de MIBGAS Derivatives. Por último, las subastas a petición celebradas en 2022 alcanzaron un volumen de 0,1 TWh.

⁶ Operaciones OTC o «Over The Counter» son operaciones realizadas entre grandes empresas fuera de los mercados organizados.

Otras plataformas

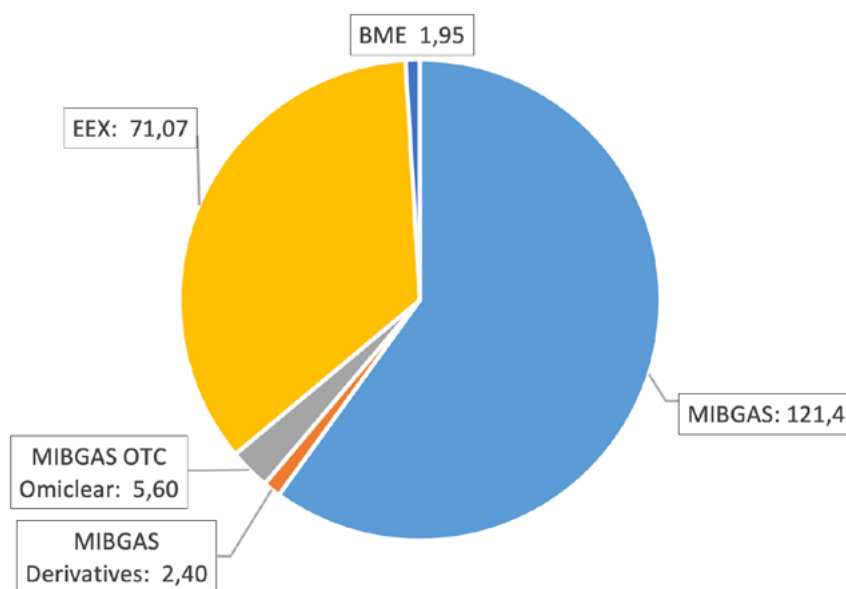
La plataforma PEGAS, del grupo **EEX-Powernext**, empezó a negociar en junio de 2019 productos con entrega en el PVB español, notificando en 2022 un volumen de transacciones, tanto *spot* como futuros, de **71,07 TWh**, lo que supone un crecimiento aproximado del 463% frente a los **12,6 TWh** negociados en el año 2021.

BME Clearing, la entidad de contrapartida de Bolsas y Mercados Españoles ofrece también servicios de registro y compensación de transacciones con entrega física y plazos de entrega máximos de un año, registrando un volumen de operaciones en el año 2022 de 1,95 TWh.

Por último, en el año 2021 MIBGAS empezó a operar como plataforma de negociación del mercado portugués, únicamente con productos *spot*, alcanzando en el año 2022 un volumen negociado todavía bastante reducido de únicamente 0,058 TWh, lo que supone un descenso del 86,5% frente a los 0,431 TWh negociados el año anterior.

En la figura 7.3 se visualiza todo el volumen negociado en las plataformas de negociación y registro durante 2022, incluyendo las plataformas de registro y compensación de **BME Clearing** y **MIBGAS-Omiclear**.

FIGURA 7.3 EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO DE LAS PLATAFORMAS DE NEGOCIACIÓN Y REGISTRO DURANTE 2022 (TWH)



FUENTE: CNMC. Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2022.

Mercado OTC

De acuerdo con los datos contenidos en el Boletín Informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas para los años 2021 y 2022 de la CNMC, además de las plataformas anteriores, los usuarios también

pueden registrar transacciones OTC (operaciones fuera de mercado tanto intermediadas como bilaterales) en la plataforma MS-ATR de Enagás GTS. Esta plataforma permite a los usuarios registrar operaciones tanto en el PVB, como en el Tanque Virtual de Balance (TVB) y en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB).

El volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS ascendió en 2022 a un total de **915,46 TWh**, disminuyendo un 3,5% respecto al valor de 2021 (943,6 TWh). Este valor incluye tanto entregas en el PVB como en el tanque virtual TVB.

Finalmente, el volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación) con entrega en el PVB fue de 199 TWh, lo que representó un aumento del 9,3 % con respecto al año anterior.

Precios de los productos de los mercados organizados

Los precios en MIBGAS durante el año 2021 experimentaron una tendencia creciente, que en el caso del producto con entrega diaria (D+1) se inició con un incremento de precios durante los primeros días de enero hasta el entorno de los 50 €/MWh durante la borrasca Filomena, bajando posteriormente hasta los 20 €/MWh en el mes de marzo, momento a partir del cual se inicia una tendencia creciente que duraría todo el año, alcanzando un máximo anual de 183 €/MWh el 21 de diciembre y finalizando el 31 de diciembre con un precio de 62,4 €/MWh.

Esta tendencia se tradujo en un precio medio anual de 47,31 €/MWh cuatro veces superior al precio medio de 2020 de 10,25 €/MWh. Durante el año 2021 el mercado español mantuvo una fuerte correlación con los mercados europeos, aunque con momentos de divergencia, especialmente durante los días de la borrasca Filomena.

En el año 2022 el mercado de gas natural ha sido el protagonista de los mercados energéticos por los altos niveles de precios alcanzados y la extrema volatilidad como consecuencia de un bajo nivel de llenado de los almacenamiento al comienzo del año y, sobre todo, por las consecuencias del inicio de la invasión de Ucrania por parte de Rusia en el mes de febrero, con la posterior pérdida de suministro de gas ruso por gasoducto a Europa, las sanciones económicas aplicadas por la Unión Europea y las imposiciones por parte de Rusia de la obligación de pago en rublos. Los mercados europeos mostraron a lo largo del año una clara diferenciación entre aquellos más dependientes del gas ruso, como el mercado holandés TTF, el alemán THE o el PSV italiano y el resto de los mercados con mayor suministro de GNL como son el mercado español MIBGAS, el británico NBP o el francés PEG.

Sin embargo, la mejor posición del mercado español frente a las consecuencias de la invasión de Ucrania no le eximió de momentos de extrema volatilidad que no se habían experimentado desde su creación en el año 2015. El año comenzó con un primer incremento de precio de cierre durante el mes de febrero, donde el producto diario alcanzó un máximo de 200,9 €/MWh el 9 de marzo, para descender a continuación al entorno de los 80 €/MWh, para posteriormente dar comienzo a una nueva tendencia alcista que llevó al mercado hasta los

240 €/MWh el 30 de agosto, máximo del año y de toda la historia de MIBGAS. Los precios volverían a descender durante los meses de septiembre y octubre hasta el entorno de 45 – 50 €/MWh, para terminar el año con un último repunte hasta 144,1 €/MWh el 5 de diciembre.

Esta alta volatilidad resultó en un precio medio del año 2022 de **98,1 €/MWh⁷**, un 107% superior al precio promedio del año 2021 de **47,31 €/MWh**. Sin embargo, a pesar de esta importante alza de precios el comportamiento del mercado español MIBGAS fue mejor que el del resto de mercados europeos, por ejemplo, fue un 20,4% inferior al precio medio del mercado holandés TTF (123,31 €/MWh), como consecuencia de la menor dependencia del gas ruso en el año 2022.

7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

7.4.1. Situación del mercado minorista

Según los datos disponibles, contenidos en el Boletín trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural de España del cuarto trimestre del 2022, a finales de 2022 el número de clientes con suministro de gas natural había superado los 7.986.000. Por grupos societarios, Naturgy tenía la mayor cuota en número de consumidores, con 3.674.390 consumidores (46%), seguido de Endesa con 1.641.857 (20,6%), Iberdrola con 1.217.992 (15,3%), TotalEnergies con 895.416 (11,2%) y Repsol con 241.345 (3%). El número de clientes suministrados a precio libre era de 5.882.694, lo que suponía el 73,6% del total de clientes de gas, mientras que los clientes suministrados a tarifa de último recurso eran 2.104.341, representando el 26,4% del total de clientes. El grupo empresarial con mayor porcentaje de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso era Naturgy, con un 34,6% de sus clientes; por el contrario, en el resto de los grupos empresariales el porcentaje de clientes acogidos a la tarifa de último recurso era inferior (19% en el caso de Endesa, el 20 % en el caso de TotalEnergies y el 25,1% en el caso de Iberdrola).

7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural

La tarifa de último recurso (TUR) es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, tienen derecho a acogerse a la misma (artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

La TUR es una tarifa a la que pueden acogerse los consumidores conectados a redes de gas natural con presiones inferiores a 4 bar y cuyos consumos sean inferiores o iguales a los 50.000 kWh anuales. Después de la aplicación de la Orden TED/902/2020, de 25 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009,

⁷ Media de los precios de cierre del producto «D+1», sin considerar sábados ni domingos.

7. Sector del gas natural

de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, con objeto de su adaptación a la nueva estructura de peajes del sistema gasista, durante el año 2022 eran de aplicación tres tarifas:

- a. TUR.1, aplicable a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 5.000 kWh anuales.
- b. TUR.2, aplicable a los consumidores con consumo superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 15.000 kWh anuales.
- c. TUR.3, aplicable a los consumidores con consumo superior a 15.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh anuales.

De acuerdo con esta metodología de cálculo de la tarifa de último recurso, los términos fijos y variables de las tarifas se actualizan en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor. Asimismo, el término variable se actualiza, con carácter trimestral, el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Las revisiones se realizan mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas.

El Real Decreto-ley 17/2021, de 14 de septiembre, estableció una limitación del coste de la materia prima a imputar en la tarifa de último recurso de gas natural de aplicación a partir del 1 de octubre de 2021 fijando una subida máxima del 15 por ciento del valor vigente en esta. Asimismo, establece un mecanismo para recuperar el déficit generado por la medida mediante incrementos sucesivos del coste de la materia prima, con el límite establecido del 15%.

En el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, se prorrogó la limitación del incremento del coste de la materia prima para las revisiones de precios del 1 de abril y del 1 de julio de 2022. Posteriormente, en el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, se incluyó la revisión del 1 de octubre de 2022 en este marco de limitación.

En las revisiones correspondientes al 1 de enero y del 1 de octubre de 2022 se aplica la limitación mencionada, estableciendo una subida del 15% en el coste de la materia prima con respecto a la tarifa vigente. Por otro lado, en las revisiones del 1 de abril y del 1 de julio de 2022 se aplica el mecanismo de recuperación del déficit generado las limitaciones en los incrementos del coste de la materia prima resultando un incremento del 15% del coste de la materia prima con respecto a la vigente.

El Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, establece una reducción del IVA aplicado a los suministros de gas natural, reduciéndolo del 21% al 5%, medida vigente hasta el 31 de diciembre de 2022. Esta reducción provoca una disminución en la factura que apliquen los precios de la revisión de octubre de 2022.

A lo largo de las diversas revisiones de precios en 2022, se producen incrementos en los términos variables de las tarifas. En la revisión de enero de 2022, los incrementos fueron del 8,79% para la TUR.1, del 9,51% para la TUR.2 y del 10,13% para la TUR.3. Posteriormente, en la revisión de abril de 2022, los incrementos alcanzaron

el 9,24% para la TUR.1, el 9,94% para la TUR.2 y el 10,54% para la TUR.3. Posteriormente, en la revisión de julio de 2022, el término variable de la TUR.1 experimentó un aumento del 9,73%, el de la TUR.2 un 10,40% y el de la TUR.3 un 10,96%. Finalmente, en la revisión de octubre de 2022, los incrementos fueron del 9,04% para la TUR.1, del 10,63% para la TUR.2 y del 11,88% para la TUR.3

Se muestra a continuación la evolución de los valores de los términos fijo y variable de las tarifas de último recurso (TUR 1, TUR.2 y TUR.3) en 2021 y 2022 (tabla 7.3) y la evolución de la factura unitaria anual para consumidores de gas natural acogidos a TUR.1, TUR.2 y TUR.3 (figura 7.4)

TABLA 7.3 EVOLUCIÓN DE LOS VALORES DE LOS TÉRMINOS FIJO Y VARIABLE DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO (TUR.1, TUR.2 Y TUR.3)

	TUR.1			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-ene-21	4,26	0,00%	4,798944	6,76%
01-abr-21	4,26	0,00%	4,798944	0,00%
01-jul-21	4,26	0,00%	4,997468	4,14%
01-oct-21	5,44	27,70%	4,469191	-10,57%
01-ene-22	5,44	0,00%	4,862181	8,79%
01-abr-22	5,44	0,00%	5,311545	9,24%
01-jul-22	5,44	0,00%	5,828315	9,73%
01-oct-22	5,03	-7,54%	6,355463	9,04%

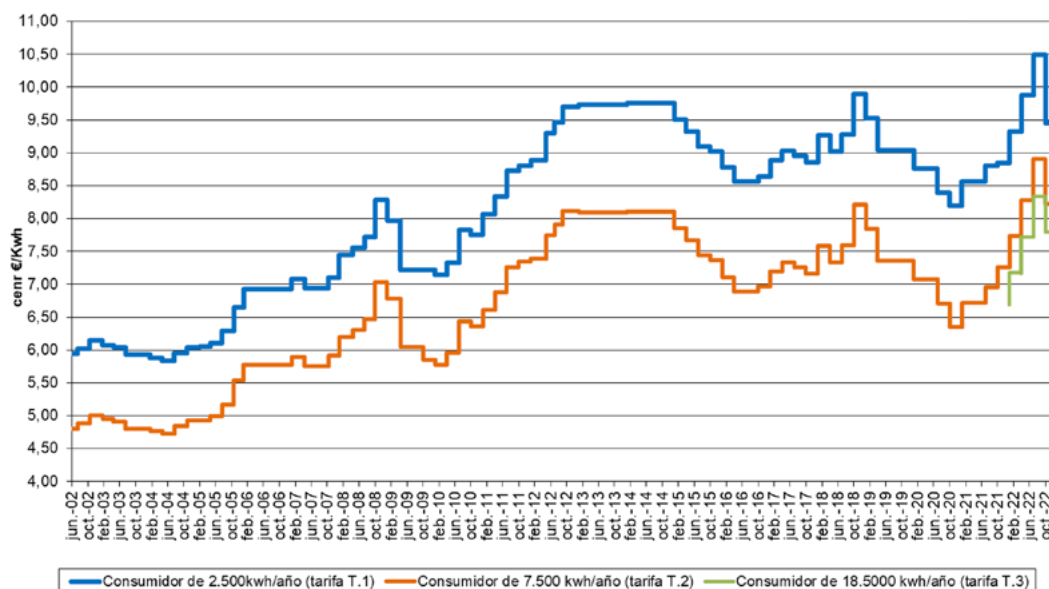
	TUR.2			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-ene-21	8,02	0,00%	4,036244	8,14%
01-abr-21	8,02	0,00%	4,036244	0,00%
01-jul-21	8,02	0,00%	4,234768	4,92%
01-oct-21	10,23	27,56%	4,127554	-2,53%
01-ene-22	10,23	0,00%	4,520114	9,51%
01-abr-22	10,24	0,10%	4,969479	9,94%
01-jul-22	10,24	0,00%	5,486249	10,40%
01-oct-22	9,52	-7,03%	6,069581	10,63%

	TUR.3			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-oct-21	21,99	0,00%	3,872565	0,00%
01-ene-22	22,02	0,14%	4,264805	10,13%
01-abr-22	22,02	0,00%	4,714169	10,54%
01-jul-22	22,02	0,00%	5,230939	10,96%
01-oct-22	20,54	-6,72%	5,852538	11,88%

FUENTE: MITERD

7. Sector del gas natural

FIGURA 7.4 EVOLUCIÓN FACTURA UNITARIA ANUAL EN CTS/KWH PARA CONSUMIDORES DE GAS NATURAL ACOGIDOS A TUR.1, TUR.2 Y TUR3 (INCLUYE IMPUESTOS)



FUENTE: MITERD

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 se calculan en el MITERD en base a los datos remitidos por las comercializadoras de gas natural.

En el primer semestre de 2021, los precios domésticos cayeron en las diferentes bandas de consumo, D1 (-1,3 %) y D2 (-3,2%) y D3 (-5,9%). En lo que respecta a los precios industriales, la evolución en las seis bandas de consumo fue la siguiente: I1 (-8,8%), I2 (-6,6%), I3 (-18,1%), I4 (-5,4%), I5 (+12,4%) e I6 (+11,9%).

En relación con otros países europeos, los precios medios sin impuestos del gas natural en el primer semestre de 2022 se situaron por encima de la media europea en el caso del gas para usos industriales y en los puestos medios en el caso del gas para usos domésticos.

TABLA 7.4 PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICOS COMERCIALES (P≤4BAR)

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)
2010	5,8444	4,5895	4,0809
2011	5,8118	4,56	4,0809
2012	7,36	5,6	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	6,714	5,2776	4,464
2018	7,0092	5,2627	4,4278
2019	9,0443	7,8296	4,9561
2020	6,9779	5,3204	4,5488
2021	6,8771	5,1509	4,2826
2022	9,4239	6,9591	7,3459

FUENTE: MITERD

TABLA 7.5 PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR

AÑO	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)
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	3,62
2013	4,8204	4,7412	3,834	3,4308	3,24	3,222
2014	4,8996	4,5072	3,6828	3,3084	3,1644	3,1212
2015	4,8132	4,428	3,6504	3,1896	2,9952	2,8764
2016	4,2696	3,5748	2,7576	2,3904	2,0412	1,9548
2017	3,906	3,6468	2,6744	2,3857	2,1564	2,1507
2018	3,6661	3,4895	2,8468	2,4146	2,3032	2,2863
2019	4,3616	3,7053	2,8926	2,5736	2,3402	2,4206
2020	3,7648	3,249	2,6824	2,1922	1,931	1,8031
2021	3,4336	3,0333	2,1977	2,0731	2,1701	2,0176
2022	8,6938	7,1659	7,1386	7,5593	7,4471	7,23

FUENTE: MITERD

7. Sector del gas natural

FIGURA 7.5 PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES EN EL AÑO 2021 Y 2022

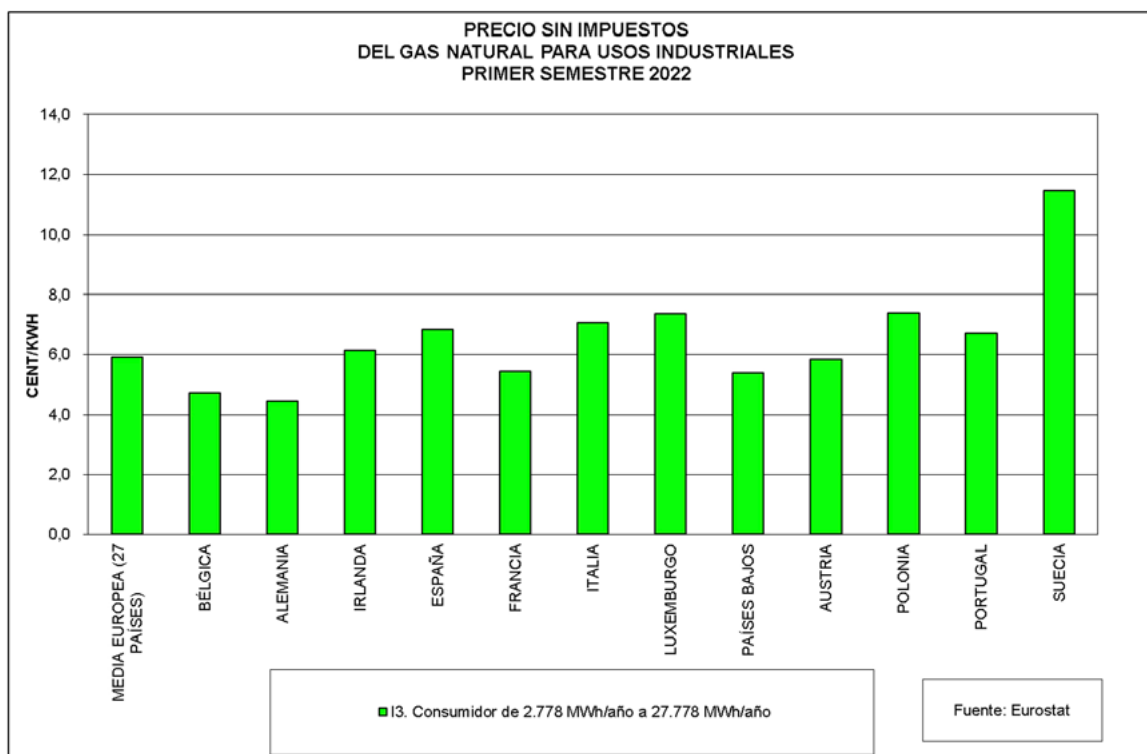
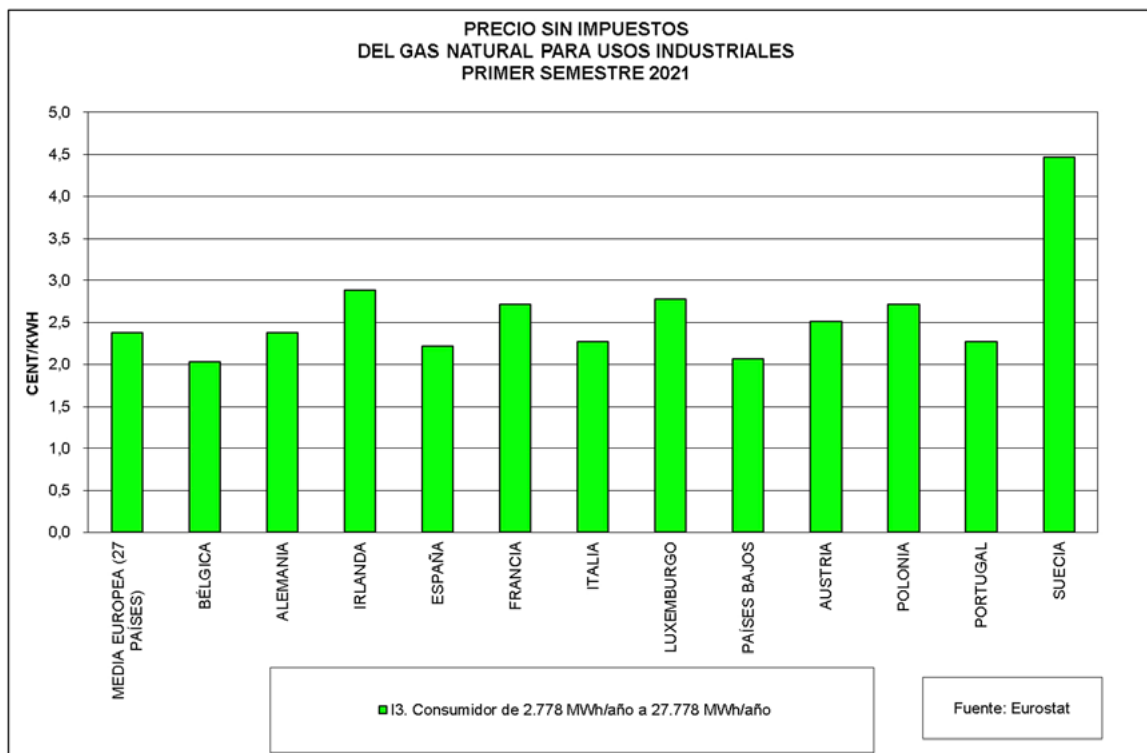
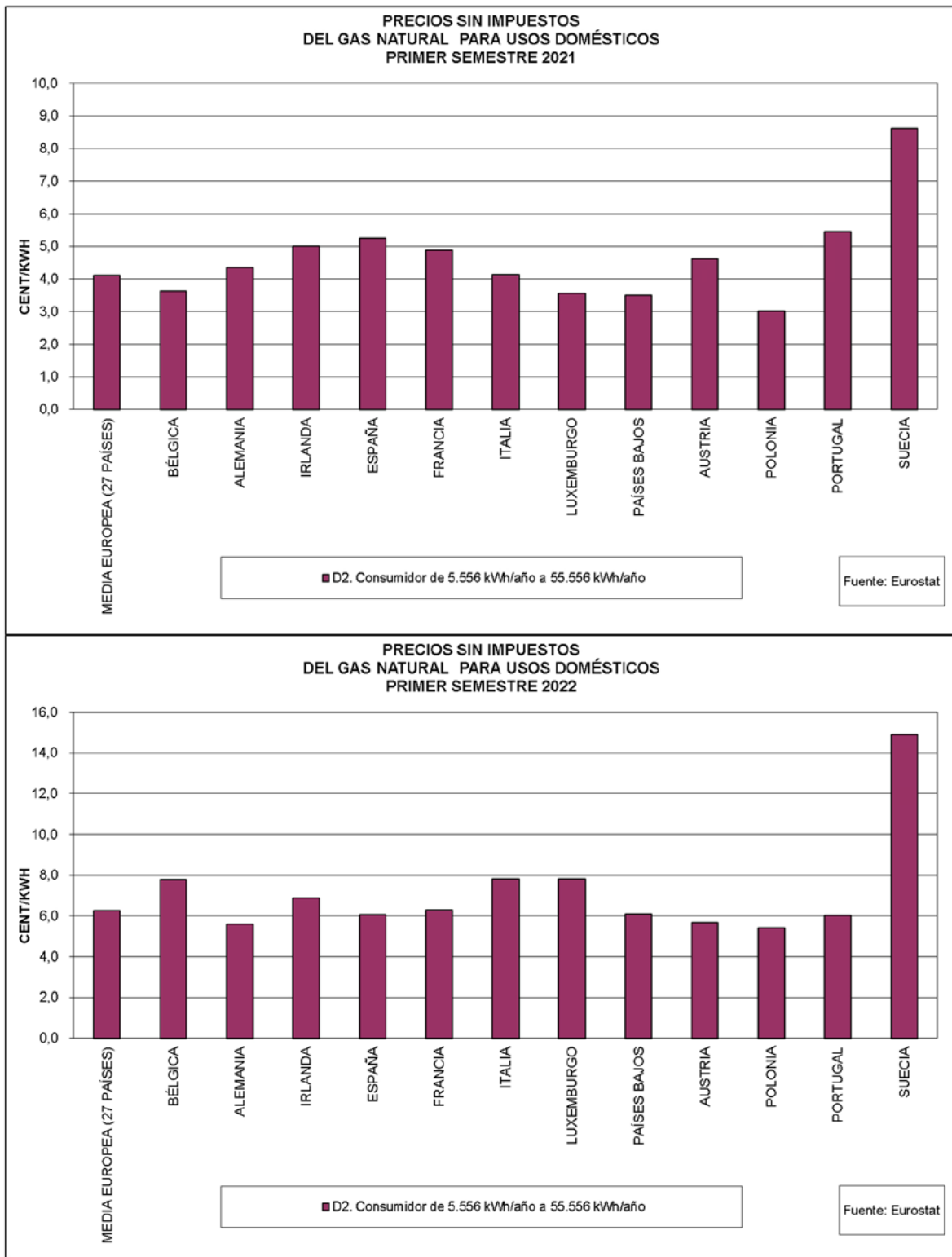


FIGURA 7.6 PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS PRIMER SEMESTRE 2021 Y 2022



7.4.4. Medidas de protección al consumidor de gas natural

La situación de crisis energética ha llevado a que se vengán aprobando diversas medidas de protección a los consumidores, y en particular a aquellos en situaciones de vulnerabilidad económica y social. Estas medidas de carácter temporal incluyen:

- Reducción de los tipos impositivos de los impuestos de electricidad y el IVA.
- Reducción de cargos durante los últimos meses de 2021.
- Incremento en la cuantía del bono social térmico y de su dotación total.
- Mecanismo de ajuste.
- Tope al incremento del coste de la materia prima en el cálculo de la TUR.

En total, y gracias a las medidas implementadas desde 2020, el número de cortes de suministro de gas por impagos fue de 26.853, muy similar en 2021 a 2019, suponiendo un logro pese a la compleja situación de los consumidores.

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 primarios 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.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, 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 estas instalaciones obtener una certificación del cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la CNMC. Respecto al resto de las instalaciones de transporte – gasoductos primarios no troncales y gasoductos secundarios - la ley exige únicamente separación legal en relación con las empresas que realicen actividades de producción o suministro.

En los años 2021 y 2022 operaban como transportistas en España 17 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 las tablas del apartado 7.6, se encuentra el listado de las empresas transportistas que recibieron retribución en 2022 por las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento.

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.

Con relación a la separación de actividades, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, exige a las empresas distribuidoras separación funcional en relación con 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 e imagen de marcar respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.

En 2021 y 2022 figuraban en el registro de empresas distribuidoras de gas natural un total de 20 empresas.

En la Tabla 7.12, del apartado 7.6, figura el listado de las empresas distribuidoras que percibieron retribución por su actividad en 2022.

c. Gestor Técnico del Sistema

En los términos establecidos en la normativa es la sociedad responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, tiene como objetivo 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. Este papel es ejercido por Enagás GTS, S. A.U. en España.

7. Sector del gas natural

El Gestor Técnico es además responsable de ejecutar las acciones de balance necesarias para mantener el sistema en equilibrio⁸, y de la adquisición del gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico.⁹

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 2021 y 2022 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.

Como muestra la figura 7.7, las inversiones materiales en la red de transporte y distribución de gas natural en el ejercicio 2021 ascendieron a 254 millones de euros lo que supone unos valores ligeramente inferiores a los del año anterior.

FIGURA 7.7 INVERSIONES MATERIALES (MILLONES DE EUROS)



FUENTE: SEDIGAS¹⁰

⁸ Competencia otorgada por la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista

⁹ Artículo 7º de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2016.

¹⁰ Última información disponible en el momento de la elaboración de este capítulo

La longitud total de la red de transporte y distribución alcanzó los 94.785 km. De la cifra total 80.916 corresponden a la red de distribución y 13.869 a la de transporte. Su evolución histórica se encuentra recogida en la tabla 7.6 y figura 7.8.

TABLA 7.6 EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL (KM)

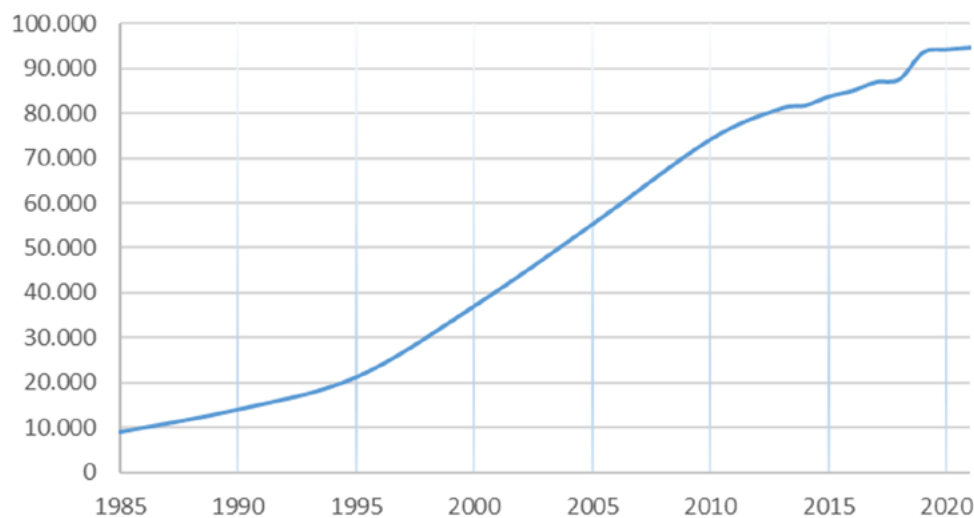
Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015
Km	8.932	13.965	21.162	37.022	55.295	74.273	83.830

Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Km	85.108	87.070	87.700	93.689	94.344	94.785

FUENTE: SEDIGAS. Informe Anual 2021¹¹

FIGURA 7.8 EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE GAS NATURAL (KM)

Evolución de las redes de gas natural (Km)



FUENTE: SEDIGAS. Informe Anual 2021¹²

Durante los años 2021 y 2022, 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 y se han mantenido las mismas infraestructuras que el año 2020.

¹¹ Última información disponible en el momento de la elaboración de este capítulo

¹² Última información disponible en el momento de la elaboración de este capítulo

7. Sector del gas natural

Respecto al número de municipios que disponen de gas natural, durante 2021 se incorporaron 2 nuevos municipios a la red de gas natural, que suma en la actualidad 1.813 municipios. En dicho ejercicio, casi un 80% de la población vive en municipios con gas natural, aunque únicamente un 30% de las viviendas cuenta con suministro de gas natural. Al término de 2022 España superaba los 7,9 millones de puntos de suministro, gracias a la incorporación durante 2021 y 2022 de unos 20.000 nuevos puntos de suministro con respecto a 2020. La tabla 7.7 muestra la evolución anual del número de puntos de suministro.

TABLA 7.7 EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO (EN MILES).

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Puntos de Suministro	1.513	1.939	2.775	4.203	6.041	7.196	7.618	7.708	7.809	7.890	7.940	7.967	7.982	7.987

FUENTE SEDIGAS

Por lo que se refiere a infraestructuras gasistas, a finales del año 2022 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 2021 y 2022 se mantuvo la capacidad de almacenamiento de GNL de 3.316.500 m³, así como la capacidad de regasificación de 6.862.800 m³(n)/h.

TABLA 7.8 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	175.000
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	11	1	266.000
Mugaros (REGANOSA)	300.000	412.800	2	11	1	266.000
Total	3.316.500	6.862.800	25	71	8	Hasta 270.000

FUENTE: ENAGAS GTS. Informe "El Sistema Gasista 2022"

Desde el 1 de abril de 2020 entró en vigor el Tanque Virtual de Balance, de forma que las existencias que los usuarios tienen en cada planta se unifican en un tanque único virtual. A partir de ese momento, los usuarios continuarán eligiendo dónde dirigir sus descargas, pero pueden comprar y vender GNL a cualquier usuario que opere en otra terminal española, sin ninguna limitación.

Durante los años 2021 y 2022, la planta de ENAGAS TRANSPORTE, S.A. en el puerto de El Musel (Gijón) continuó hibernando, en aplicación de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

b. Red de gasoductos. Ejes principales:

- Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado).
- Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
- Eje Occidental: 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

c. Almacenamientos subterráneos.

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

d. Conexiones internacionales.

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

7. Sector del gas natural

TABLA 7.9 CAPACIDAD NOMINAL DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES (GWH/DÍA)

	Entrada	Salida
Portugal - España (VIP IBÉRICO)	80	144
Francia - España (VIP PIRINEOS)	225	265
Norte de África – España		
Tarifa	444	444
Almería	290	290

FUENTE: MITERD

FIGURA 7.9 MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS EN ESPAÑA



FUENTE: ENAGÁS

7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS

No existen novedades normativas respecto a 2020, por lo cual el régimen económico se mantiene con la misma configuración desde entonces:

Las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la Ley vigente con cargo a las tarifas de último recurso, los peajes, cánones y cargos y los

precios abonados. Asimismo, los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, tendrán derecho, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista.

La CNMC tiene 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 y la estructura y la metodología necesaria para fijar los peajes de acceso a las instalaciones gasistas de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado.

Por su parte, el Gobierno, tiene 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.

7.6.1. Bono Social Térmico

El Bono Social Térmico (en adelante BST), con cargo a los Presupuestos Generales del Estado está destinado para 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 ésta se haya resuelto favorablemente. La cantidad consignada se reparte 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.

La gestión y el pago de las ayudas le corresponde a las Comunidades Autónomas (CCAA) y a las Ciudades con Estatuto de Autonomía (CEA). Con este fin, el MITERD calcula la distribución territorial del presupuesto disponible en el ejercicio para este fin y transfiere los importes a las administraciones competentes para su pago, junto con la información de los beneficiarios y los importes que les corresponden. La cuantía de la ayuda se calcula de forma análoga a la descrita para la gestión del BST de los años siguientes.

En 2021, el número de beneficiarios de BST ascendió a **1.113.536**, con un presupuesto asignado de **209.328.130€** como consecuencia del incremento presupuestario aprobado por el Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural.

Por su parte, en 2022 el número de beneficiarios de BST ascendió a **1.226.731**, con un presupuesto total de **453 millones de euros** ante la aprobación del Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del “Plan + seguridad para tu energía (+SE)”, así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas

trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía, que aumentó la ayuda mínima por beneficiario del bono social térmico (medida 47 del Plan +SE), incrementándose de 25 a 40 euros con la intención de disminuir la brecha entre las ayudas asignadas a los beneficiarios residentes en las diferentes zonas climáticas. Además, para el ejercicio 2022, se destinó una nueva dotación presupuestaria de 225 millones de euros, con el objetivo de complementar la asignación de 228 millones de euros, y que fue sufragada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

El ejercicio 2021 fue el año en el que se produjo la transición desde retribuir conforme al año natural hasta retribuir por año de gas¹³.

En el año 2021 se publicó la retribución para el año de gas 2021 que abarcaba únicamente de enero de 2021 a septiembre de 2021. Los valores concretos de las retribuciones reguladas de las actividades de transporte, distribución y plantas de regasificación correspondientes al año de gas 2021 se aprobaron mediante la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, mientras que el MITERD a través de la Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, aprobó la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el mismo periodo.

Para el año de gas 2022, que abarcó desde el 1 de octubre de 2021 al 30 de septiembre de 2022, la retribución de las actividades gasistas competencia de la CNMC, es decir, se aprobó mediante la Resolución de 20 de mayo de 2021. Por su parte, la retribución para la actividad de almacenamiento subterráneo fue publicada por el MITERD en la Orden TED/1023/2021, de 27 de septiembre.

A continuación (tablas 7.10, 7.11, 7.12, 7.13), se muestran las retribuciones reconocidas para las cuatro actividades para los años 2021 y 2022:

¹³ 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, la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural, y el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso

TABLA 7.10 RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE EN 2021 Y 2022

2021: ene 2021-sept 2021 2022: oct 2021-sept 2022		Retribución (€)			TOTAL
		por Inversión	por O&M	por ARPE	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2021	182.488.309,47	110.794.632,96	162.792.278,42	456.075.220,85
	2022	238.582.343,94	149.757.036,21	185.275.602,02	573.614.982,17
ENAGAS TRANSPORTE DEL NORTE, S.A.U.	2021	8.597.328,88	3.396.653,03	5.506.509,33	17.500.491,24
	2022	11.379.492,60	4.603.041,59	6.197.255,70	22.179.789,89
Regasificadora Noroeste, S.A.	2021	2.887.248,71	862.731,50	1.591.327,48	5.341.307,69
	2022	3.796.518,16	1.150.484,38	1.791.339,36	6.738.341,90
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	2021	161.208,99	38.501,37	109.026,21	308.736,57
	2022	211.887,13	51.335,15	120.276,38	383.498,66
Gas Extremadura Transportista, S.L.	2021	2.309.783,79	1.040.347,66	1.779.508,27	5.129.639,72
	2022	3.037.965,09	1.390.774,41	2.062.711,53	6.491.451,03
Redexis Infraestructuras, S.L.	2021	12.038.650,93	5.522.257,26	6.255.886,64	23.816.794,83
	2022	15.445.201,22	7.380.183,82	7.201.267,39	30.026.652,43
Redexis Gas, S.A.	2021	9.452.162,63	5.624.915,63	5.912.941,83	20.990.020,09
	2022	12.434.755,64	7.511.418,46	6.523.084,78	26.469.258,88
Redexis Gas Murcia, S.A.	2021	753.302,37	377.314,19	408.273,69	1.538.890,25
	2022	992.176,09	503.235,97	452.207,63	1.947.619,69
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	2021	1.751.852,77	551.991,89	742.064,70	3.045.909,36
	2022	2.307.843,40	736.558,31	818.636,65	3.863.038,36
NEDGIA CEGAS, S.A.	2021	1.146.789,44	850.002,19	812.601,18	2.809.392,81
	2022	1.508.495,04	1.133.363,97	897.632,20	3.539.491,21
NEDGIA ANDALUCÍA, S.A.	2021	1.460.350,35	777.906,07	717.655,86	2.955.912,28
	2022	1.920.075,74	1.037.679,32	791.709,12	3.749.464,18
NEDGIA CASTILLA LA MANCHA, S.A.	2021	1.531.682,72	806.592,07	933.616,94	3.271.891,73
	2022	2.013.012,64	1.079.713,63	1.056.192,38	4.148.918,65
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	2021	2.429.747,59	4.495.484,73	5.146.569,43	12.071.801,75
	2022	3.184.605,85	5.995.289,04	5.974.143,33	15.154.038,22
NEDGIA NAVARRA, S.A.	2021	484.690,95	190.879,96	295.174,31	970.745,22
	2022	637.668,06	254.506,61	327.263,28	1.219.437,95
NEDGIA RIOJA, S.A.	2021	706.423,54	331.283,96	549.795,59	1.587.503,09
	2022	929.497,12	441.711,94	642.909,22	2.014.118,28
NEDGIA ARAGÓN, S.A.	2021	45.607,14	37.221,02	25.704,60	108.532,76
	2022	59.909,01	49.628,02	28.356,99	137.894,02
NEDGIA, S.A.	2021	42.407,87	11.284,36	20.808,12	74.500,35
	2022	55.855,61	16.559,69	22.955,26	95.370,56
Total	2021	228.287.548,14	135.709.999,85	193.599.742,60	557.597.290,59
	2022	298.497.302,34	183.092.520,52	220.183.543,22	701.773.366,08

7. Sector del gas natural

TABLA 7.11 RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE PLANTAS DE GNL EN 2021 Y 2022

2021: ene 2021-sept 2021 2022: oct 2021-sept 2022		Retribución (€)				TOTAL
		por Inversión	por O&M	por ARPE	por SAE	
ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.	2021	52.841.791,90	68.666.437,45	47.814.926,07	18.655.496,62	187.978.652,04
	2022	67.246.620,41	91.555.249,93	57.003.858,89	24.942.330,65	240.748.059,88
Bahía Bizkaia Gas S.L.	2021	15.347.873,23	14.286.282,82	11.195.879,49	-	40.830.035,54
	2022	19.988.026,59	19.048.377,09	13.047.063,91	-	52.083.467,59
Regasificadora Noroeste, S.A.	2021	13.332.836,67	9.434.780,43	7.999.630,30	-	30.767.247,40
	2022	17.351.959,04	12.579.707,24	9.142.864,02	-	39.074.530,30
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	2021	22.620.302,45	16.371.407,16	13.229.037,12	-	52.220.746,73
	2022	29.426.689,60	21.828.542,88	15.395.023,44	-	66.650.255,92
Total	2021	104.142.804,25	108.758.907,86	80.239.472,98	18.655.496,62	311.796.681,71
	2022	134.013.295,64	145.011.877,14	94.588.810,26	24.942.330,65	398.556.313,69

TABLA 7.12 RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN EN 2021 Y 2022

2021: ene 2021-sept 2021 2022: oct 2021-sept 2022	2021 (€)	2022 (€)
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	9.462.929,77	12.694.993,91
Domus Mil Natural, S.A.	64.976,99	110.777,59
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	102.311,53	82.992,52
Madrialeña Red De Gas, S.A.	104.279.650,35	138.244.467,63
Redexis Gas, S.A.	66.291.639,45	87.819.285,88
Redexis Gas Murcia, S.A.	12.191.224,29	16.051.249,82
Nortegas Energía Distribución, S.A.	73.340.566,77	96.407.613,35
Ned España Distribución Gas, S.A.U	51.333.066,51	66.950.234,75
Tolosa Gas, S.A	552.830,43	744.101,87
Nedgia Andalucía, S.A.	46.139.502,00	59.571.005,56
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	35.895.528,25	48.164.457,66
Nedgia Ballears, S.A.	0	0
Nedgia Castilla y León, S.A.	58.051.153,14	76.800.301,19
Nedgia Catalunya, S.A.	282.594.620,02	366.366.799,60
Nedgia Cegas, S.A.	86.066.778,15	112.074.553,04
Nedgia Galicia, S.A.	30.250.974,81	39.858.219,86
Nedgia Madrid, S.A.	108.737.280,74	142.546.521,85
Nedgia Navarra, S.A.	25.195.656,90	33.425.552,30
Nedgia Rioja, S.A.	11.328.087,66	14.897.486,26
Nedgia Aragon, S.A	4.691.390,29	6.079.504,21
Nedgia, S.A	10.964.692,47	14.374.520,63
Total.	1.017.534.860,53	1.333.264.639,48

TABLA 7.13 RETRIBUCIÓN DE ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS EN 2021 Y 2022

2021: ene 2021-sept 2021 2022: oct 2021-sept 2022	2021 (€)	2022 (€)
Enagas Transporte, S.A.U.	58.826.325,92	79.399.014,06
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	5.737.116,37	8.048.661,83
TOTAL ALMACENAMIENTOS	64.563.442,29	87.447.675,89

8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se expone la situación del sector del petróleo y de los productos petrolíferos en España durante los años 2021 y 2022: permisos de investigación y concesiones de explotación, evolución de las principales magnitudes (producción, demanda, importación, estructura empresarial e infraestructuras), régimen económico aplicable y situación de precios y cotizaciones.

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, que reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades relacionadas con el mercado de productos derivados del petróleo y el suministro de gases combustibles por canalización. Esta Ley establece que estas actividades se ejerzan garantizando el suministro de productos petrolíferos y de gas por canalización a los consumidores demandantes dentro del territorio nacional y éstas tendrán la consideración de actividades de interés económico general.

8.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN

Durante los años 2021 y 2022, continuó la tendencia decreciente de los anteriores en los que, tras un periodo de interés sostenido en los años 2011 a 2015, la actividad en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos se redujo notablemente, como consecuencia del compromiso con la descarbonización de la economía asumido por España en sus políticas de transición energética.

En este sentido, la LCCTE supone un hito al prohibir nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación para los mismos.

Estas políticas impulsan la búsqueda de otras alternativas a las citadas actividades de exploración y producción de hidrocarburos, incluso en un posible escenario favorable de precios para los productores de hidrocarburos, en especial a partir de la segunda mitad de 2021 como consecuencia del incremento de demanda tras la crisis sanitaria de la COVID-19 y, con especial afectación al gas natural, del comienzo de la guerra de Ucrania en febrero de 2022.

En cuanto a la evolución del dominio minero, y en línea con la situación propiciada por la citada LCCTE, durante 2021 y 2022 no se han otorgado nuevos permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos.

Además, durante el año 2021, se extinguieron los siguientes permisos de investigación de competencia estatal (tabla 8.1), ya sea por renuncia de su titular, por desistimiento de una solicitud previa o por la caducidad de los mismos.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

TABLA 8.1. EXTINCIÓN DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE COMPETENCIA ESTATAL EN 2021

Expediente	Permiso	Empresa	Publicación	Superficie (Ha)	Ámbito
1667	Nordeste-4	Capricorn	21/01/2021	96.015,00	Marino
1678	Nordeste-5			94.815,00	
1679	Nordeste-6			97.976,00	
1680	Nordeste-7			95.815,00	
1664	Aquiles	Frontera Energy	02/07/2021	102355,9	Terrestre
1665	Cronos	Frontera Energy	02/07/2021	96961,2	Terrestre
1660	Polifemo	Oil&Gas Capital, S.L.	28/12/2022	19.845,00	Mixto
1671	Cuélebre 1	Oil&Gas Capital, S.L.	28/12/2022	24.876,00	Mixto
1672	Cuélebre 2	Oil&Gas Capital, S.L.	28/12/2022	12.438,00	Mixto
1640	Los Basucos	Petroleum Oil&Gas	28/12/2022	18675	Mixto
1715	Medusa	RIPSA	28/12/2022	81487,5	Marino

FUENTE: MITERD

En lo relativo a permisos de investigación de competencia autonómica, durante el año 2021 se produjo la extinción de los permisos de investigación denominados «Juncal Este», «Sevilla Sur», «Romeral Sur» y «Romeral Este», ubicados en la provincia de Sevilla.

La tabla 8.2 muestra las concesiones de explotación de los yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a fecha 31 de diciembre de 2022, que en líneas generales se pueden agrupar en tres grandes grupos: El primero lo componen diversas concesiones ubicadas en el valle del Guadalquivir, productoras de gas natural («Marismas» y «El Romeral»), pudiendo también incluir el campo «Poseidón», si bien este se encuentra en zona marina, frente a las costas de Huelva. El segundo grupo está formado por las concesiones que tienen a la plataforma «Casablanca» como núcleo común de procesado, frente a las costas de Tarragona («Casablanca», «Angula», «Montanazo D», «Rodaballo» y «Lubina»). Por último, el tercero estaría formado por la concesión de explotación «Viura» en La Rioja, otorgada por el Real Decreto 765/2017, de 21 de julio.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

TABLA 8.2. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VIGOR A 31 DE DICIEMBRE DE 2022

CONCESIONES	MEDIO	UBICACIÓN	EMPRESAS	B.O.E.	GAS/CRUDO	VIGENCIA
GRUPO I						
MARISMAS B-1	Terrestre	Huelva y Sevilla	Trinity	14/09/1988 (Otorgamiento)	Gas	15/09/1988 a 14/09/2018
				25/11/2021 (Primera prórroga)		15/09/2018 a 14/09/2028
MARISMAS C-1		Sevilla		14/09/1988 (Otorgamiento)		15/09/1988 a 14/09/2018
				25/11/2021		14/09/2018 a 14/09/2028
MARISMAS C-2		Huelva y Sevilla		14/07/1989 (Otorgamiento)		15/09/1988 a 14/09/2018
				25/11/2021 (Primera prórroga)		14/09/2018 a 14/09/2028
MARISMAS A		Huelva	30/05/1995 (Otorgamiento)	31/05/1995 a 30/05/2025		
*REBUJENA		Sevilla	23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023		
*EL ROMERAL 1	Sevilla	Tarba Energía SL	28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024		
*EL ROMERAL 2			28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024		
*EL ROMERAL 3			28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024		
**POSEIDON NORTE	Marino	Golfo de Cádiz	RIPSA	07/12/1995 (Otorgamiento)		08/12/1995 a 07/12/2025
**POSEIDON SUR				07/12/1995 (Otorgamiento)		08/12/1995 a 07/12/2025
GRUPO II						
**CASABLANCA	Marino	Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona	RIPSA, Petroleum, CNWL y CEPSA EP	27/12/1978 (Otorgamiento)	Crudo	28/12/1978 a 27/12/2008
				17/03/2009 (Primera prórroga)		28/12/2008 a 27/12/2018
				29/12/2018 (Segunda prórroga)		05/01/1980 a 04/01/2010
				04/01/1980 (Otorgamiento)		05/01/1980 a 04/01/2010
**MONTANAZO D				02/12/2009 (Primera prórroga)		05/01/2010 a 04/01/2020
ANGULA				03/12/1985 (Otorgamiento)		04/12/1985 a 03/12/2015
				30/12/2015 (Primera prórroga)		04/12/2015 a 03/12/2025
RODABALLO				19/09/1996 (Otorgamiento)		20/09/1996 a 03/12/2015
			30/12/2015 (Primera prórroga)	04/12/2015 a 03/12/2025		
LUBINA				RIPSA		17/07/2012 (Otorgamiento)

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

GRUPO III						
VIURA	Terrestre	La Rioja	Unión Fenosa Gas y SHESA	25/07/2017 (Otorgamiento)	Mixto	26/07/2017 a 25/07/2047
***GAVIOTA I y GAVIOTA II				14/07/1983 (Otorgamiento)		15/07/1983 a 14/07/2003
***ALBATROS	Marino	Mar Cantábrico	RIPSA y MURPHY	29/12/2007 (Primera prórroga)	Gas	15/07/2003 a 14/07/2013
				23/09/1993 (Otorgamiento)		24/09/1993 a 23/09/2023

FUENTE : MITERD

* En relación con las concesiones «El Romeral 1, 2, 3», así como en «Rebujena», sus titulares han solicitado su primera prórroga sin se haya resuelto sobre la misma en 2022.

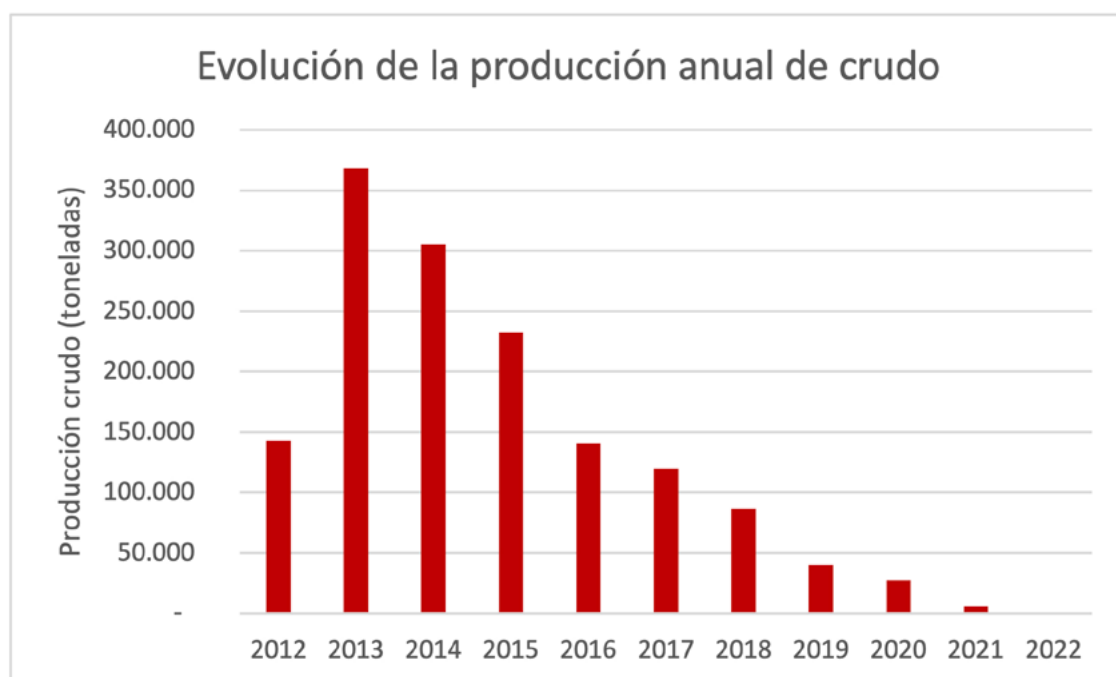
** Con fecha 15 de junio de 2021 se produjo el cese definitivo de producción en la plataforma marina Casablanca, desde la que se explotaban las concesiones de explotación: «Casablanca», «Montanazo D», «Angula», «Rodaballo» y «Lubina». Asimismo, con fecha 15 de septiembre de 2021 se produjo el cese definitivo de producción desde las instalaciones asociadas a las concesiones de explotación «Poseidón Norte» y «Poseidón Sur».

*** Las concesiones denominadas «Gaviota I y II», «Albatros», «Las Barreras» y «El Ruedo 1, 2 y 3» no tienen producción, encontrándose en tramitación su extinción.

8.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO

La producción nacional de crudo durante el año 2021 fue de 5 kTm y, en 2022 fue de 0,91 kTm, manteniéndose la tendencia decreciente iniciada en 2013 (figura 8.1).

FIGURA 8.1 EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE CRUDO (2012-2022)



FUENTE: MITERD

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Desde 2012 ha habido un descenso acusado de la producción, con una caída del 99.36%, lo que deja la producción nacional en valores testimoniales. Hay que tener en cuenta que el reducido número de campos y la limitada producción nacional, hacen que cualquier cambio se traduzca en grandes variaciones de la producción. En este sentido es destacable el cese de producción en junio de 2021 de los campos «Boquerón», «Casablanca» y «Rodaballo» y la de «Montanazo-Lubina» en 2020.

El desglose de la producción de crudo correspondiente a los años 2021 y 2022 se puede encontrar en la tabla 8.3.

TABLA 8.3 DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CORRESPONDIENTE A LOS AÑOS 2021 Y 2022

CAMPO PRODUCTOR	UBICACIÓN	TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)	% DEL TOTAL	VAR 20/19	TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)
BOQUERON		0	0	0%	-100%	2.293	16.808
CASABLANCA	Mar Mediterráneo frente a la costa de Tarragona	0	0	0%	-100%	1.893	13.876
RODABALLO		0	0	0%	-100%	562	4119
VIURA(*)	La Rioja	911	6680	3%	-15%	1.067	7.823
Total		911	6.680	3%	-84%	5.815	42.626

FUENTE: MITERD

(*) Producción de condensado transformada a crudo equivalente

8.4. ESTRUCTURA EMPRESARIAL E INFRAESTRUCTURAS

8.4.1. Estructura empresarial del sector de los productos petrolíferos

a. Operadores al por mayor

De acuerdo con la normativa vigente¹, son operadores al por mayor, aquellos sujetos que comercialicen productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor.

La Comisión Nacional de Energía, integrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), publicará en su página web² el listado de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que hayan sido autorizadas por la Dirección General de Política Energética y Minas para el ejercicio de esta actividad. Dichos operadores deberán haber acreditado las condiciones para la realización de la actividad que se establezcan reglamentariamente.³

¹ Ley 34/1998 de 7 de octubre-artículo 42

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

³ Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas, de carburantes y combustibles petrolíferos entre las que se incluye la suficiente capacidad técnica, legal y financiera.

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.⁴

La actividad de distribución al por menor de carburantes y combustibles petrolíferos puede ser ejercida libremente por cualquier persona física o jurídica.

8.4.2. 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.⁵

La CNMC publicará en su página web⁶ un listado de los operadores al por mayor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado su actividad.

A fecha de 31 de diciembre de 2022 constaban 11 operadores al por mayor de GLP, no existiendo cambios respecto a esta misma fecha en 2021.

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.⁷

La CNMC publicará en su página web⁸ 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 2022 constaban 39 comercializadores al por menor de GLP a granel, una más que en la misma fecha en 2021.

⁴ Ley 34/1998 de 7 de octubre-artículo 43.

⁵ Ley 34/1998 de 7 de octubre-artículo 45.

⁶ <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

⁷ Ley 34/1998 de 7 de octubre-artículo 46.

⁸ <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

8.4.3. Refinerías e Infraestructuras

8.4.3.1. Refinerías

España cuenta con nueve refinerías que pertenecen a tres grupos empresariales diferentes (figura 8.2):

- 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 Exolum⁹, actual denominación de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH).

Las refinerías españolas tuvieron una producción bruta de 58.177 kt en 2021 y 62.695 kt en 2022¹⁰

FIGURA 8.2 REFINERÍAS EXISTENTES EN ESPAÑA



FUENTE: CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos)

⁹ En marzo de 2021 CLH cambió su denominación social por la de EXOLUM

¹⁰ <https://www.miteco.gob.es/es/energia/estrategia-normativa/balances/publicaciones/estadisticas-petroleo.html>

8.4.3.2. Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos

Se consideran infraestructuras críticas el conjunto de refinerías y la red logística de Exolum, 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 en la Península Ibérica e Islas Baleares.

El sistema logístico integrado en Exolum 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, 37 instalaciones aeroportuarias, 2 buques de transporte y gestiona 6 redes de hidrantes en los principales aeropuertos (Madrid, Barcelona, Palma, Málaga, Alicante y Tenerife Sur). Además, Exolum y Royal Vopak participan al 50% cada una en TERQUIMSA, empresa dedicada a la recepción, almacenamiento y expedición de productos líquidos a granel desde sus instalaciones situadas en el Puerto de Tarragona y en el Puerto de Barcelona:

- Oleoductos: La red de oleoductos de Exolum conecta 8 refinerías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 4.007 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.
- Instalaciones de almacenamiento: Está integrada por 40 instalaciones para todo tipo de productos petrolíferos, con una capacidad de almacenamiento de 7,4 millones de metros cúbicos.
- Buques de transporte: 2 buques tanque utilizados para el transporte de combustible a las instalaciones de las Islas Baleares o a instalaciones de la península no conectadas a la red de oleoductos. Tienen una capacidad de 48.121 toneladas de peso muerto.
- Infraestructura de aviación: 37 instalaciones (24 peninsulares, 4 en las Islas Baleares y 9 en las Islas Canarias) 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: EXOLUM (España peninsular e Islas Baleares)

8.5. SEGURIDAD DE SUMINISTRO

La obligación de mantenimiento de existencias para hacer frente a posibles crisis de abastecimiento comenzó a aplicarse en España en 1927, habiéndose ampliado progresivamente a raíz de los compromisos de carácter internacional adquiridos: primero con la incorporación de España a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 1974 y después a la Unión Europea en 1986.

De acuerdo a la legislación vigente ¹¹ se deberán de mantener en todo momento 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.

¹¹ Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Además, 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). Del total de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos impuesta por la normativa española en vigor, al menos 42 de los 92 días, esto es, un 45,65%, son propiedad de CORES encargada de su constitución y mantenimiento

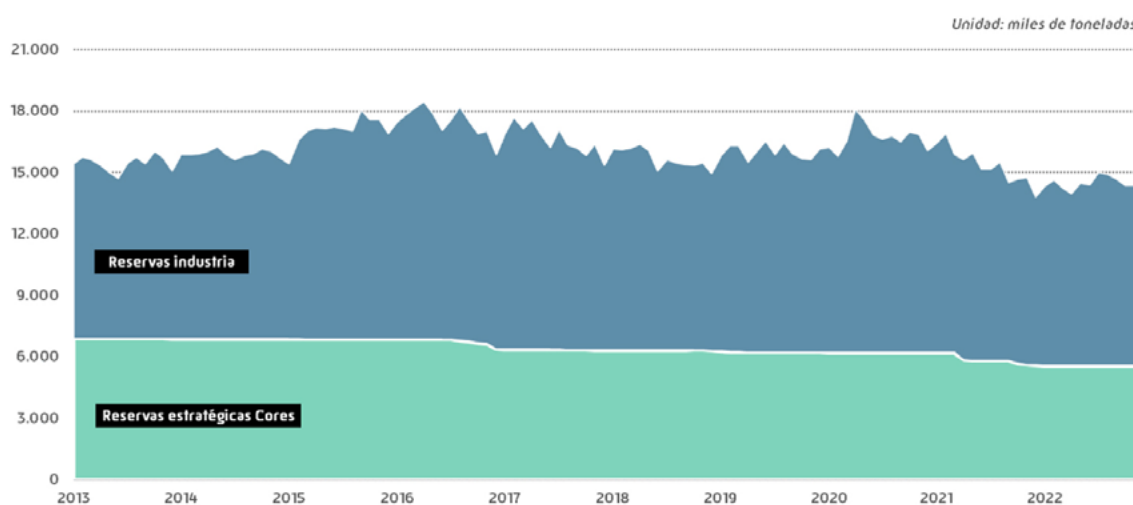
Según lo expuesto, España tiene un sistema de seguridad de suministro mixto, en el que la obligación de mantenimiento de existencias de hidrocarburos se reparte entre CORES y la industria.

La situación geopolítica en Europa, como consecuencia de la invasión de Ucrania por Rusia en febrero de 2022, propició la inestabilidad en el mercado internacional de petróleo. Esta situación derivó en la activación por parte de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) de dos Planes de Respuesta Coordinados:

- El Plan de Respuesta Coordinado de la AIE de 1 de marzo de 2022, acordó la liberación total de 60 millones de barriles de petróleo (MBbl). En este sentido, España aprobó la liberación de 2 MBbl de las existencias mínimas de seguridad existentes en nuestro país. La cantidad anterior, equivalente a 2,6 días supuso la reducción de la obligación total de 92 a 89,4 días.
- Posteriormente, la posibilidad de una interrupción más importante de suministro a Europa llevó a la AIE a activar un nuevo Plan de Respuesta Coordinado. Así, con fecha 1 de abril de 2022, se adoptó la decisión de liberar 120 MBbl adicionales a los 60 MBbl liberados anteriormente. España contribuyó a esta acción colectiva de manera progresiva con 4 MBbl. La cantidad a liberar supuso 5,2 días de reservas, pasando por tanto la obligación total a 84,2 días.

A fecha de 31 de diciembre de 2022 esta reducción de la obligación seguía vigente.

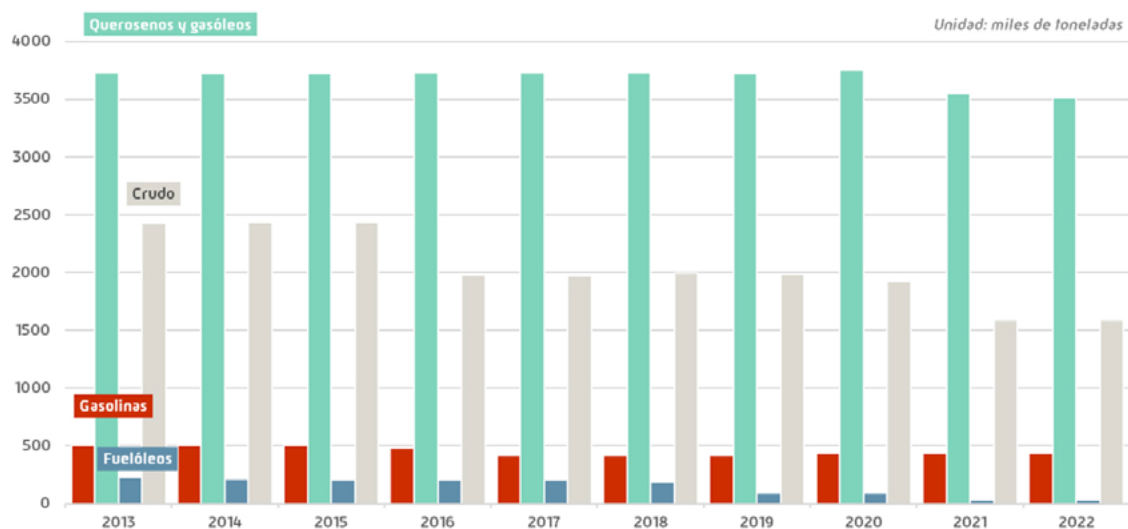
FIGURA 8.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE CORES (MILES DE TONELADAS)



FUENTE: CORES, Informe Estadístico Anual 2022

FIGURA 8.5 EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS ESTRATÉGICAS EN ESPAÑA (TONELADAS).

Evolución reservas estratégicas en España



FUENTE: CORES

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

8.6.1. Productos petrolíferos

De acuerdo a lo establecido en la legislación vigente¹² 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.

¹² Título III de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

8.6.2. 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 vigente¹³, es competencia del 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, y producirán efectos a partir del tercer martes del mes en el que proceda efectuar la revisión, en lugar del segundo martes anteriormente vigente.

En relación a los costes de comercialización, estos son, los costes de distribución del producto hasta el consumidor, usuario final o destino son actualizados anualmente, reflejando un aumento de un 0,96% en julio de 2021 y de un 0,12% en julio de 2022 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 vigente¹⁴ el MITERD previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos podrá dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gases licuados de petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas.

El 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.

¹³ 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
¹⁴ 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

Mediante el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio se estableció un límite en el precio máximo antes de impuestos de los GLP envasados entre 8 y 20 kg fijándose en el precio establecido en la Resolución de 12 de mayo de 2022 de 19,55 €/botella después de impuestos, estando vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

En relación a los costes de comercialización, son actualizados anualmente, con un aumento de un 0,55% en julio de 2021 y de un 1,87% en julio de 2022 respecto al periodo previo.

8.7. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

8.7.1. Cotizaciones de crudos y derivados

Durante 2021, la evolución de la cotización del crudo Brent presentó una tendencia claramente alcista, desde los 50 USD/bbl en los que comenzó el año, hasta el entorno de los 80 USD/barril en los que concluyó en 2021, notablemente influenciado por la recuperación de la pandemia de COVID-19 y los confinamientos que se produjeron a nivel global. Posteriormente, el año 2022 presentó dos periodos muy diferenciados, caracterizados por la volatilidad de los precios:

El primer semestre estuvo marcado por el inicio del conflicto provocado por la invasión de Ucrania por parte de Rusia que, junto con los desequilibrios existentes en la cadena de suministro y las sanciones impuestas por diversos países europeos a las importaciones de petróleo de origen ruso, derivaron en una escalada aún más abrupta en la cotización del Brent hasta la llegada del verano, a partir del cual comenzó una fase bajista de normalización en los precios del crudo y de los principales hidrocarburos, ayudada por la lenta recuperación de la pandemia en China, posibilitando que a final de diciembre de 2022, el crudo se cotizara cerca de los 80 USD/barril, en niveles similares a los que inició el año y, muy por debajo de la cotización media anual.

TABLA 8.4 COTIZACIÓN DEL CRUDO BRENT

Brent Dated				
Dólares por barril				Media anual
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	€/bbl
2022	101,3	81,1	81,3(31/12/2022)	45,61
2021	70,9	74,1	77,0(31/12/2021)	71,87
Dif. absoluta	30,4	7	4,3	36,3
Dif. %	42,90%	9,50%	5,60%	60,40%

FUENTE: MITERD

La evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina y el gasóleo de automoción está fuertemente vinculada a los precios del crudo, aunque se ve influencia por otros factores, como la capacidad de refino, los problemas de suministro o la estacionalidad en la demanda de carburantes.

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Durante el año 2021, tanto la gasolina como el gasóleo experimentaron una senda alcista en sus cotizaciones, alineada con la evolución de los precios del crudo e influenciada por la recuperación de la movilidad tras las restricciones y confinamientos durante el año 2020 debidos a la pandemia de la COVID-19.

En el transcurso 2022, ambos combustibles continuaron su comportamiento al alza hasta el mes de junio, a partir del cual se produjo un cambio de tendencia de las cotizaciones de ambos combustibles, sufriendo caídas hasta el final de año.

Es importante destacar que, tras el comienzo del conflicto de Ucrania con Rusia, la cotización internacional del gasóleo superó a la de la gasolina, debido a las restricciones impuestas a las importaciones de petróleo y sus derivados rusos por parte de los diferentes paquetes de sanciones occidentales contra Rusia. Esto generó un déficit de oferta de gasóleo en la Unión Europea dado que Rusia suministraba aproximadamente la mitad de las importaciones europeas de este carburante.

TABLA 8.5 COTIZACIÓN DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2022	1.013,90	769,5	837,0 (30/12/2022)
2021	674,8	711	748,9 (31/12/2021)
Dif. Absoluta	339,1	58,6	88,1
Dif. %	50,30%	8,20%	11,80%
Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2022	1.038,80	864,5	888,6 (30/12/2022)
2021	580,2	633,8	656,9 (31/12/2021)
Dif. Absoluta	458,7	230,7	231,7
Dif. %	79,10%	36,40%	35,30%

FUENTE: MITERD

La cotización media anual del euro pasó de 87,6 céntimos de euro por dólar en 2020 a 84,5 céntimos de euro por dólar en 2021, situándose ligeramente por encima al dólar. En el año 2022, la cotización media fue de 95,0 céntimos de euro por dólar experimentando una depreciación aproximada del 12% debido a factores como la tensa situación geopolítica y las dificultades de suministro energético en Europa. Cabe destacar que en septiembre y octubre de 2022, el euro se depreció por encima de los 100 céntimos de euro por dólar, superando los niveles históricos de los últimos 20 años.

8.7.2. 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 aumentó 20,3 céntimos de euro por litro en 2021 respecto 2020, pasando de los 117,6 cent/l a los 137,9 cent/l, mientras que el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio en 2021 creció 17,3 céntimos de euro por litro, al pasar de 107,15 céntimos por litro en 2020 a 124,5 céntimos por litro.

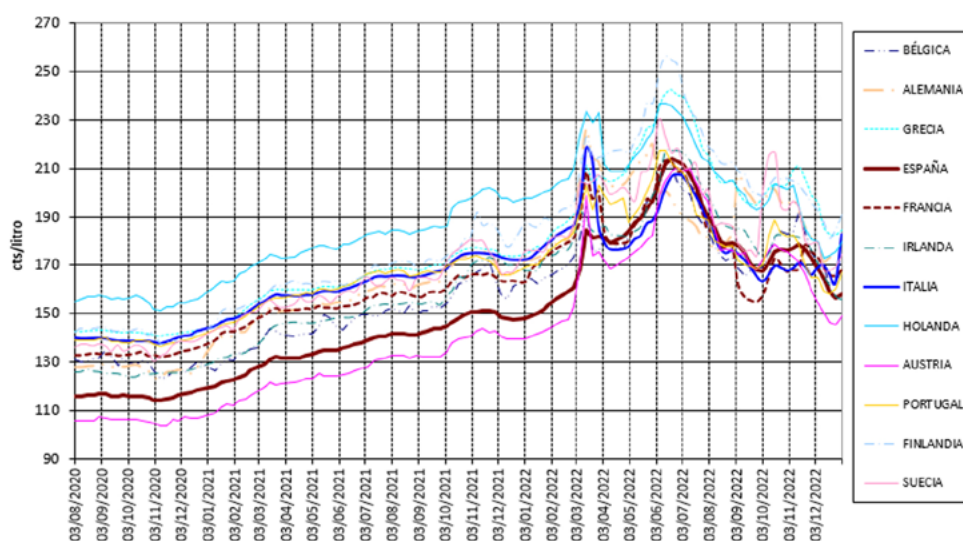
Durante 2022, se produce un significativo aumento en el precio de ambos combustibles, incrementando el precio medio anual de la gasolina I.O. 95 en 40,2 céntimos de euro por litro con respecto 2021, alcanzando un precio medio de 178,2 cents/l y, por otro lado, el precio medio anual gasóleo de automoción aumento 55,3 céntimos de euro por litro respecto 2021, alcanzando un precio medio de 179,8 cent/l en 2022.

Debido a los elevados precios que se alcanzaron después del inicio de la guerra de Ucrania, se aprobó en el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, la aplicación de una bonificación de 0,20 euros por litro en los carburantes de automoción estando vigente hasta el 31 de diciembre de 2022.

Es relevante señalar que los precios medios en España durante 2022, tal como se muestran en las diferentes gráficas, no reflejan la bonificación previamente mencionada como la disparidad en los criterios aplicados por los diferentes Estados miembros al aplicar los descuentos o bonificaciones en los precios de los carburantes remitidos semanalmente al “Boletín Petrolero de la UE”.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos de líneas adjuntos a continuación (figuras 8.6-8.7-8.8-8.9-8.10), que el precio de la gasolina en España con impuestos es el más bajo de los representados, con la excepción de Austria.

FIGURA 8.6 PRECIO GASOLINA 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)

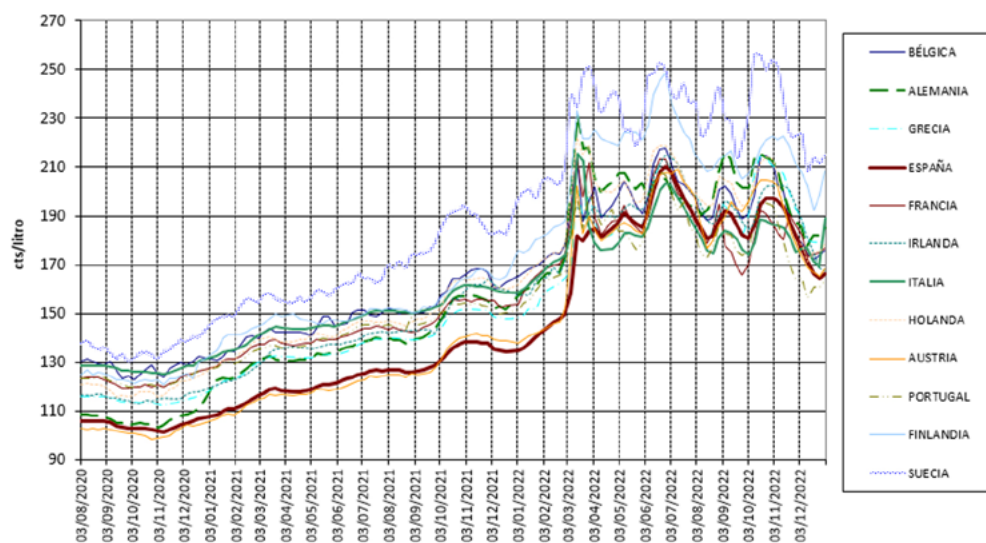


FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

En lo que respecta al gasóleo de automoción, se produce una situación similar en España y Austria, contando con los menores precios de los países que aparecen en la gráfica.

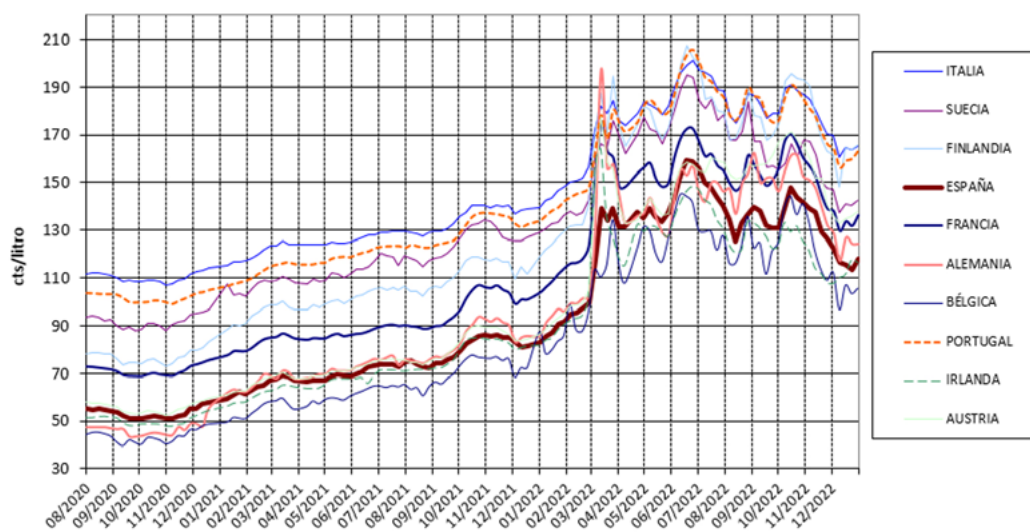
FIGURA 8.7 PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

Por otro lado, en el gasóleo de calefacción, el precio en España evoluciona de forma similar a la del resto de países de la UE, situándose entre los países con un precio más bajo.

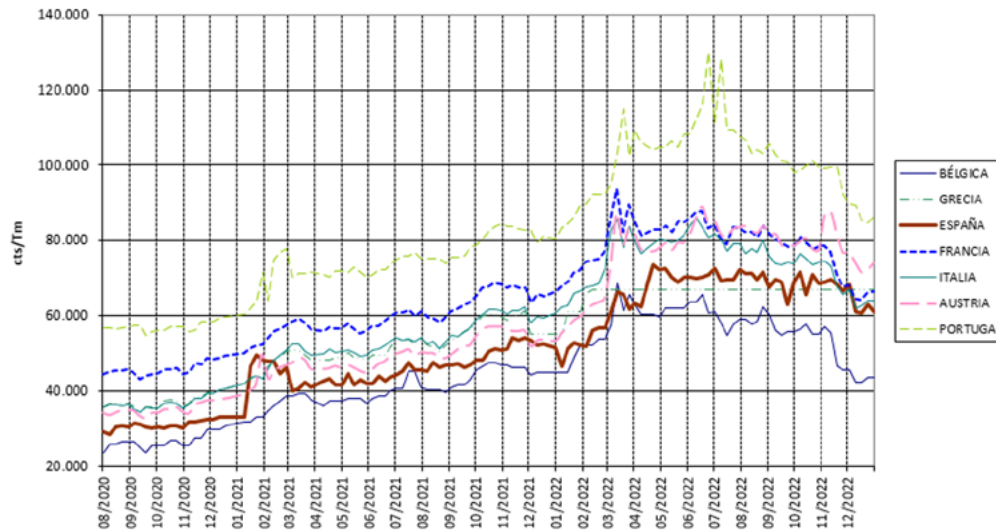
FIGURA 8.8 PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran entre los más bajos de los representados a excepción de Bélgica posee precios sistemáticamente más bajos.

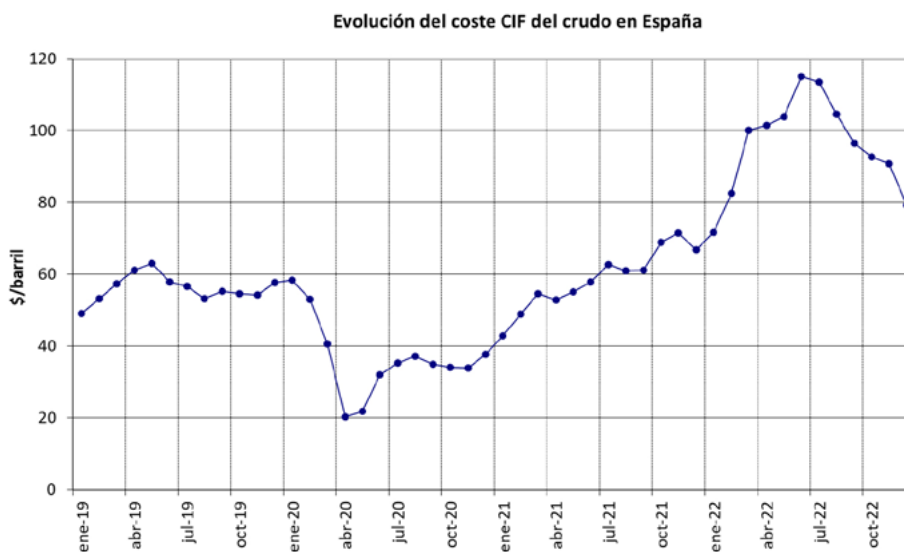
FIGURA 8.9 PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/TM)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

El gráfico de evolución del coste de importación (figura 8.10) CIF del crudo en España, presenta las mismas tendencias ya descritas para la cotización del barril Brent.

FIGURA 8.10 EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA (CTS/BARRIL)

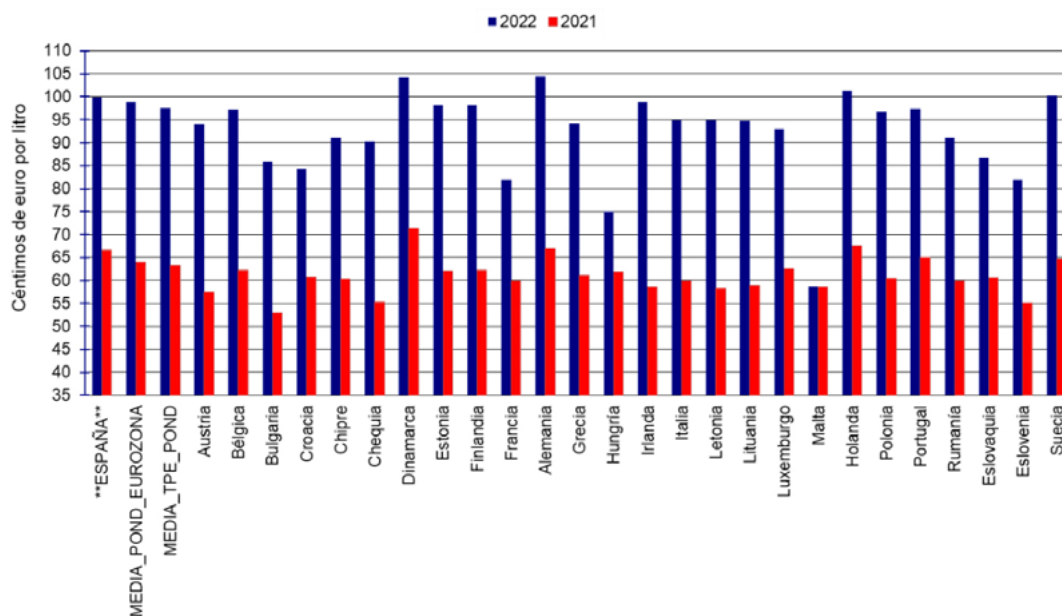


FUENTE: CORES. Boletín estadístico de Hidrocarburos

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

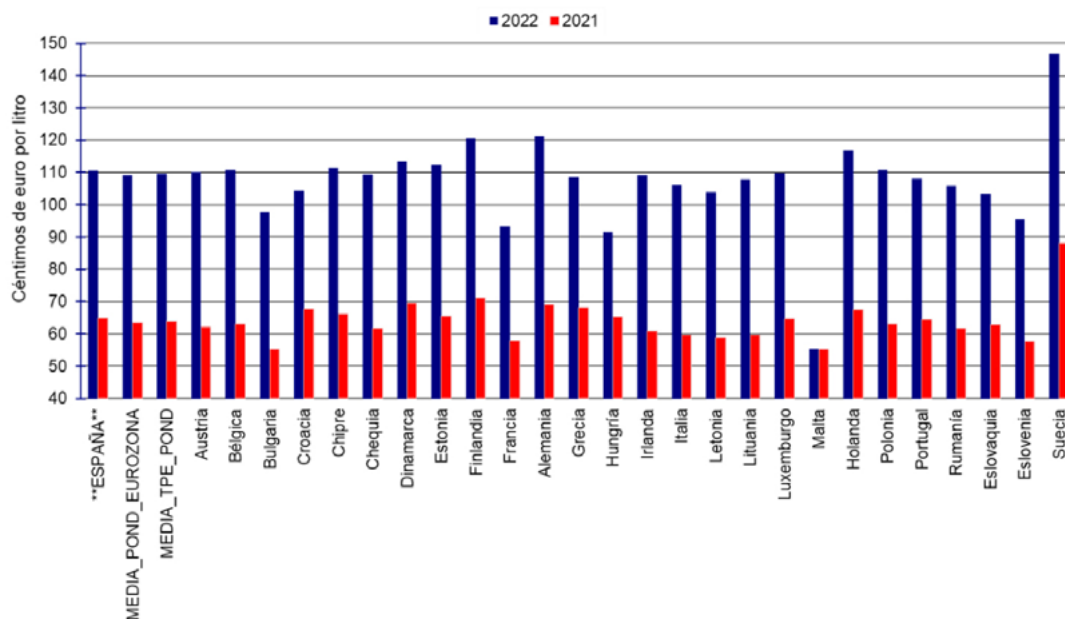
Por último, en cuanto a la posición de los precios medios anuales de la gasolina 95 y el gasóleo de automoción, sin impuestos ni tasas, de España en comparación con el resto de la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos (figuras 8.11-8.12) que los precios en España se hallan en la parte media- alta en ambos combustibles.

FIGURA 8.11 PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DE LA GASOLINA 95 EN LA UNIÓN EUROPEA (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

FIGURA 8.12 PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DEL GASÓLEO AUTOMOCIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA (CTS/LITRO)



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea

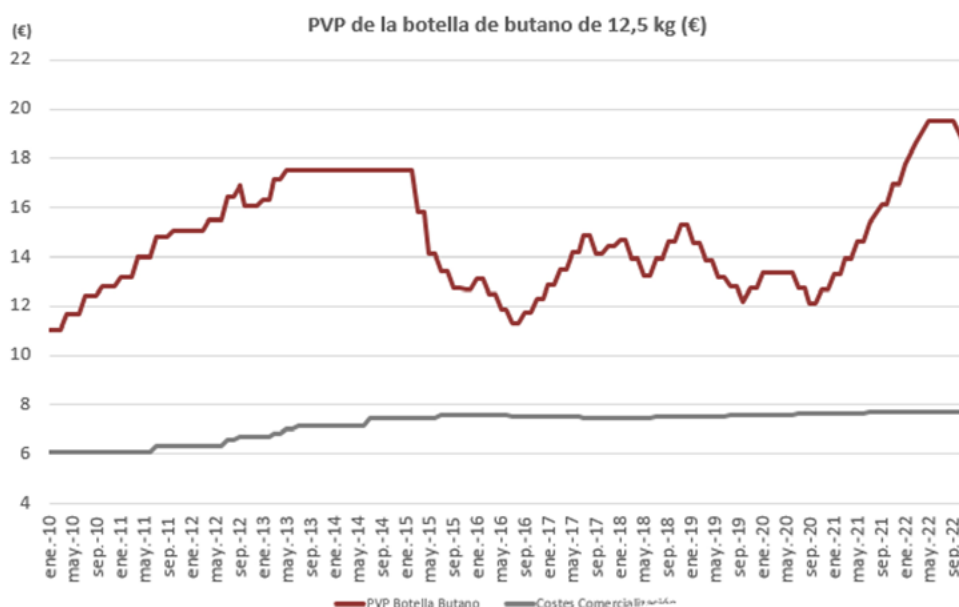
8.7.3. Precios de Gases Licuados del Petróleo

Durante el año **2021**, en línea con las cotizaciones del crudo y otros productos petrolíferos, las revisiones del precio de venta al público máximo por botella de GLP envasado han sido al alza, oscilando entre los 13,30 €/botella del mes de enero y los 16,92 €/botella del mes de noviembre. Esta tendencia ha estado influenciada principalmente por la evolución del coste de las materias primas (butano y propano), teniendo en cuenta que, de acuerdo con la normativa vigente, las actualizaciones del precio están limitadas al 5% por encima o por debajo, antes de impuestos, en cada revisión.

La limitación al precio máximo del GLP envasado, establecida en el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, se implementó en las actualizaciones de los meses de julio y septiembre de 2022. Sin embargo, en la revisión de noviembre de 2022, se produjo una disminución del precio máximo del 5%, quedando fijado en 18,58 € por botella.

El gráfico siguiente (figura 8.13) muestra la evolución del precio de venta de la bombona de 12,5 Kg en Península y Baleares desde 2010 a 2022.

FIGURA 8.13 PVP EN CENTS/BOTELLA "BUTANO" 12.5 KG



FUENTE: MITERD.

En la tabla 8.8 se muestra la evolución de los precios medios anuales desde 2010:

8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

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

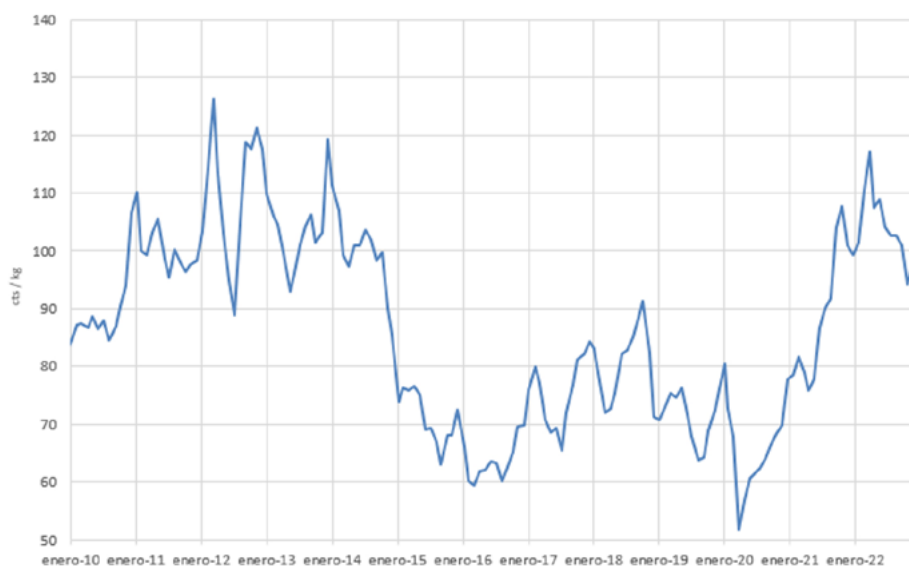
AÑO	€/BOTELLA	Variación vs año anterior
2010	12,0	-
2011	14,3	19%
2012	15,8	11%
2013	17,2	9%
2014	17,5	1%
2015	14,4	-18%
2016	12,1	-16%
2017	14,0	16%
2018	14,3	2%
2019	13,3	-7%
2020	12,9	-3%
2021	15,0	16%
2022	18,9	26%

FUENTE: MITERD

En lo relativo al GLP canalizado, durante el año 2021 continuó con la tendencia alcista iniciada a mediados de 2020, alcanzando su nivel máximo en junio de 2022 con 108,9 céntimos de euro por kilogramo, para después comenzar un descenso sostenido hasta el final de 2022.

Al igual que en el caso del GLP envasado, esta evolución ha estado marcada por la evolución del coste de las materias primas (butano y propano). Ver figura 8.14

FIGURA 8.14 TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS, EN CTS/KG) DE GLP POR CANALIZACIÓN



FUENTE: MITERD

A continuación, en la tabla 8.9 se puede ver la evolución de la factura anual de GLP canalizado para un consumidor medio, desde el año 2010:

**TABLA 8.9 EVOLUCIÓN DE LA FACTURA ANUAL DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES.
CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO**

AÑO	€/AÑO	Variación vs año anterior
2010	571,9	-
2011	638,2	12%
2012	699,8	10%
2013	659,7	-6%
2014	635,2	-4%
2015	463,0	-27%
2016	417,1	-10%
2017	487,4	17%
2018	516,9	6%
2019	463,1	-10%
2020	426,2	-8%
2021	562,1	32%
2022	660,4	18%

FUENTE: MITERD

9. ENERGÍAS RENOVABLES

9.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se analiza la contribución de las energías renovables en cuatro ámbitos: la generación eléctrica, los usos térmicos, el transporte y los gases renovables.

La contribución global en el mix energético y la evolución de la cuota de renovables a efectos de cumplimiento de los objetivos comunitarios se analiza en el capítulo 1.

9.2. 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.

9.2.1. Generación eléctrica renovable en 2021 y 2022

La generación eléctrica bruta a partir de fuentes de energía renovables durante el año 2021 y 2022 alcanzaron los 128.968 GWh y 127.431 GWh, que representó el 47,0 % y el 43,6% del total de la generación eléctrica respectivamente. Si en 2020, por segundo año consecutivo se alcanzó una cifra máxima de la serie histórica, superando el máximo anterior alcanzado en 2013, en 2022 la caída de la generación hidráulica supuso el descenso de la generación eléctrica renovable.

En la siguiente tabla se muestra la generación eléctrica por tecnología durante 2021 y 2022, así como su variación respecto al año anterior.

TABLA 9.1 GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE. AÑO 2021 Y 2022.

Tecnología	Energía 2021 GWh	% del total	Δ 21/20 (%)	Energía 2022 GWh	% del total	Δ 22/21 (%)
Eólica	62.061	48,10%	10,00%	62.784	49,30%	1,20%
Hidráulica	32.847	25,50%	-3,40%	22.102	17,30%	-32,70%
Pura	26.263	20,40%	-8,10%	16.583	13,00%	-36,90%
Mixta	4.159	3,20%	38,00%	2.353	1,80%	-43,40%
Bombeo	2.425	1,90%	0,30%	3.166	2,50%	30,60%
Solar fotovoltaica	21.922	17,00%	39,90%	31.187	24,50%	42,30%
Solar termoelectrica	5.176	4,00%	3,70%	4.536	3,60%	-12,40%
Biomasa (incluye desechos industriales)	5.095	4,00%	12,20%	4.932	3,90%	-3,20%
Biogases	979	0,80%	11,10%	990	0,80%	1,10%
Residuos sólidos urbanos (renovables)	855	0,70%	21,60%	864	0,70%	1,10%
Biocombustibles líquidos	14	0,00%	7,70%	13	0,00%	7,10%
Olas y mareas	19	0,00%	-29,60%	23	0,00%	21,10%
Total	128.968	100%	10%	127.598	100%	-1%

FUENTE: MITERD

Al igual que en los últimos años, la tecnología renovable con mayor producción fue la eólica, alcanzando prácticamente el 50% del total de la generación renovable, alcanzándose un valor máximo histórico de generación eólica, debido, mayoritariamente, al incremento de potencia instalada en 2021 y 2022.

En segundo lugar, en 2021 se situó la tecnología hidráulica, que cubrió el 25,5% del total de energía renovable, un 3,4% menos que el año anterior. Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, 2021 fue un año seco en cuanto a cantidad de precipitación, con una media en torno a 569 mm, valor que representa un 89% del valor medio anual según el periodo de referencia 1981-2010. 2020 fue análogo en cuanto a precipitaciones luego no se registra una gran diferencia. Sin embargo, en 2022 la precipitación bajó a 533 mm, sexto año más seco desde 1961, lo que supuso un descenso en la generación del 32,7%, incluyendo el bombeo.

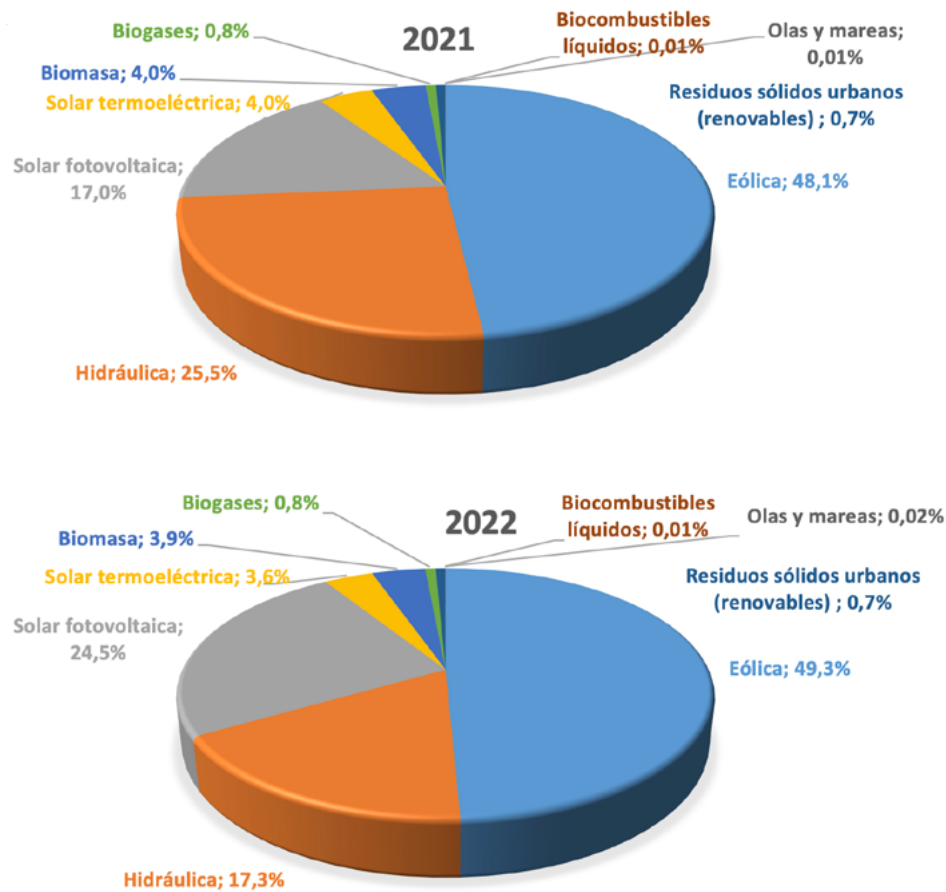
Como consecuencia la tecnología solar fotovoltaica, que ocupó el tercer lugar en 2021, con un 17% del total de la generación a partir de fuentes de energías renovables, supuso el 24,5% en 2022. La producción se incrementó en cerca de un 40% ambos años, al mantenerse tanto en 2021 como en 2022 el fuerte incremento de potencia fotovoltaica instalada que ya se había dado en 2019 y 2020.

La producción con tecnología solar termoeléctrica, que aportó ambos años en torno al 4% del total de la producción renovable, se mantuvo estable. La insolación acumulada tuvo un comportamiento normal ambos años respecto al periodo de referencia 1981-2010 según los datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

Por su parte, la biomasa también aportó en torno al 4% de la energía renovable ambos años.

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: 2021 Y 2022



FUENTE MITERD

En el año 2021 las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables sumaron una potencia de 65.526 MW, lo que supuso un 59% del total de la potencia del sistema eléctrico español. En 2021 se instalaron más de 4.700 MW, lo que supone un aumento de la potencia de 7,8%, respecto de 2020. Este incremento de potencia es solo inferior al observado en 2019 y en 2008.

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

9. Energías Renovables

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

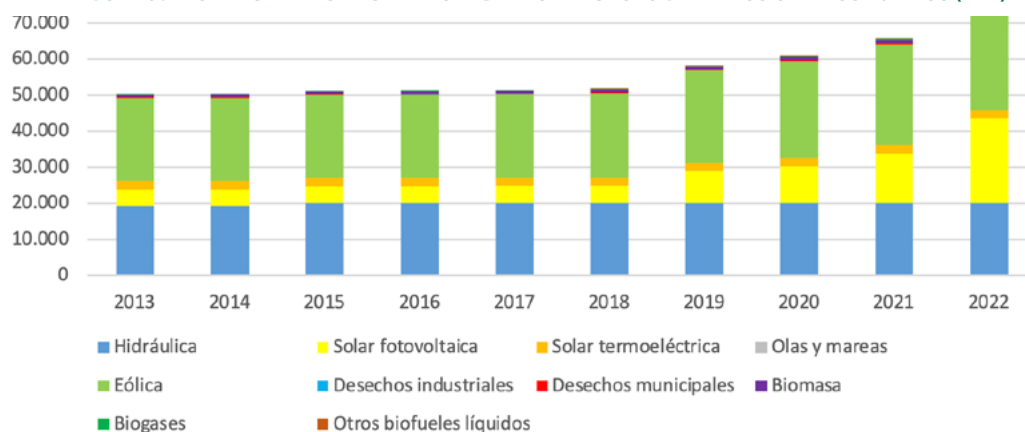
Tecnología	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Eólica	22.958	22.925	22.943	22.990	23.124	23.405	25.590	26.819	27.908	30.114
Hidráulica	19.185	19.223	20.053	20.080	20.079	20.080	20.114	20.117	20.132	20.137
Pura	12.772	12.810	13.640	13.667	13.666	13.667	13.701	13.704	13.719	13.724
Mixta	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082
Bombeo	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Solar fotovoltaica	4.690	4.697	4.704	4.713	4.723	4.764	8.807	10.136	13.715	23.311
<20 kW	-	-	-	156	158	159	168	240	556	2.625
20-1000 kW	-	-	-	3.424	3.430	3.449	3.496	3.567	3.811	3.944
>1 MW	-	-	-	1.107	1.108	1.122	5.108	6.294	9.311	16.705
Sin conectar a red	25	25	27	26	27	33	35	35	37	37
Solar termoeléctrica	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Biomasa	653	673	672	672	672	672	718	868	867	867
Biogases	243	243	245	248	251	258	267	269	271	271
Desechos municipales	234	234	234	234	242	241	241	241	267	267
Desechos industriales	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Otros biofueles líquidos	-	-	-	-	-	6	6	6	6	6
Olas y mareas	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Total	50.322	50.353	51.211	51.296	51.451	51.785	58.103	60.815	65.526	77.333

FUENTE MITERD

Tras un primer periodo de crecimiento que culminó en 2013, la potencia instalada se ha mantenido relativamente estable hasta 2018. En 2019 se produce un fuerte incremento, que se mantiene, en menor medida, en 2020 y 2021. Estos incrementos han sido, fundamentalmente, de tecnologías solar fotovoltaica y eólica. De igual forma, en el año 2022 se produce un muy fuerte aumento de potencia instalada renovable, incluso casi doblando al de 2019, de acuerdo con los datos del MITERD, demostrando el proceso de aceleración en la instalación de potencia renovable congruente con los objetivos climáticos y de descarbonización del país.

En la siguiente figura se representa la evolución de la potencia renovable en los últimos 10 años.

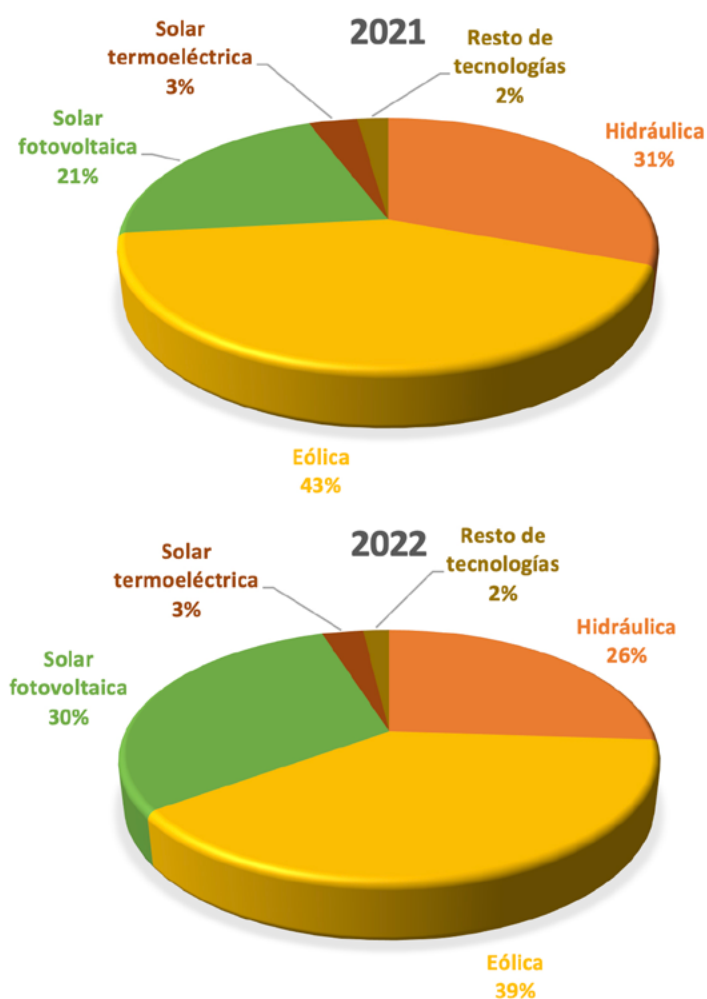
FIGURA 9.2 POTENCIA ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS (MW)



FUENTE MITERD

La tecnología renovable con mayor potencia instalada es la eólica, con un 39% del total en 2022, seguida de la solar fotovoltaica, que ha adelantado a la hidráulica en 2022 con el 30%, y la hidráulica con el 26%, sumando así entre estas tres tecnologías el 95% de la potencia total. El reparto porcentual de la potencia instalada por tecnología se representa en la siguiente figura para 2021 y 2022.

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



FUENTE MITERD

Analizando las horas equivalentes de funcionamiento de las distintas tecnologías durante el año 2020, cabe resaltar que la biomasa presenta 5.871 horas equivalentes anuales, seguida del biogás, con 3.638 horas equivalentes anuales. Se trata de aumento respecto al año anterior, por el repunte de actividad económica tras la crisis sanitaria y la coyuntura de alto precio de mercado eléctrico.

9. Energías Renovables

Por la elevada potencia eólica y fotovoltaica instalada en 2021, se ha realizado una ponderación de la potencia en función de los días a partir de la puesta en marcha de la instalación. Con esta consideración, se obtiene 2.260 horas equivalentes anuales de potencia eólica y 1.796 de fotovoltaica.

Por su parte, la tecnología termoeléctrica tuvo 2.247 horas equivalentes anuales, un poco mejor que el año anterior.

TABLA 9.3.a HORAS ANUALES EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO POR TECNOLOGÍA RENOVABLE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. AÑO 2021

Tecnología	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Horas anuales equivalentes
Hidráulica	32.847	20.132	1.632
Solar fotovoltaica	21.922	12.204*	1.796
Solar termoeléctrica	5.176	2.304	2.247
Eólica	62.061	27.465*	2.260
Biomasa	5.095	867	5.877
Biogases	979	271	3.638
Biocombustibles líquidos	14	6	2.183
Total	128.094	63.249	2.025

FUENTE: MITERD

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

TABLA 9.3.B HORAS ANUALES EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO POR TECNOLOGÍA RENOVABLE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. AÑO 2022

Tecnología	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Horas anuales equivalentes
Hidráulica	22.102	20.137	1.098
Solar fotovoltaica	31.187	23.311	1.338
Solar termoeléctrica	4.536	2.304	1.969
Eólica	62.784	30.114	2.085
Biomasa	4.932	867	5.689
Biogases	990	271	3.653
Biocombustibles líquidos	13	6	2.167
Total	126.544	77.010	1.643

FUENTE: MITERD

9.2.2. 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.

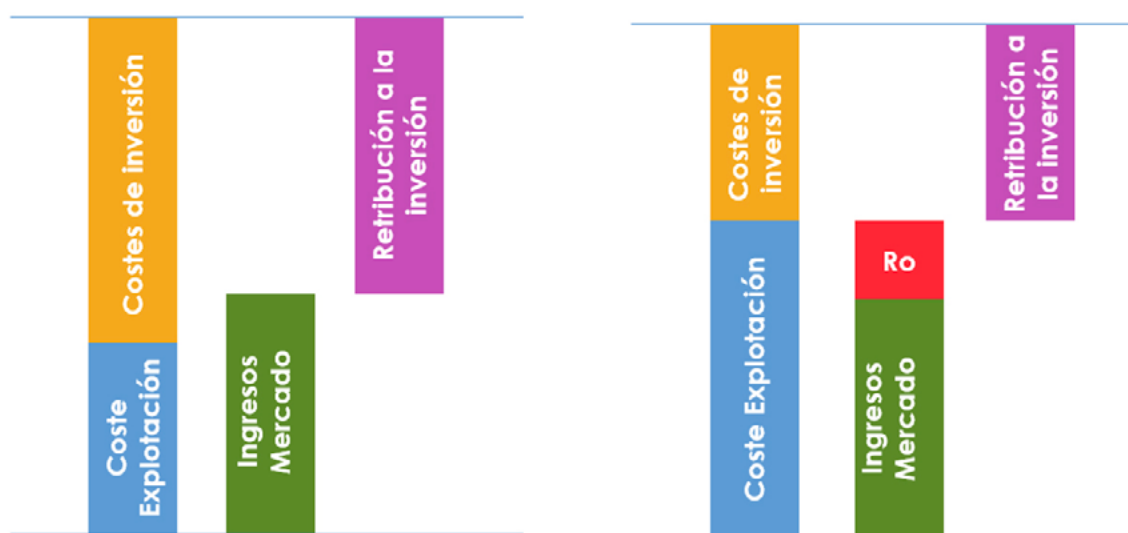
Para ello están definidas unas instalaciones estándares, denominadas “Instalaciones Tipo”, a las que se asignan las instalaciones reales que tiene las características de la instalación tipo.

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.

FIGURA 9.4 RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO



FUENTE: MITERD.

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.

9. Energías Renovables

- 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 tercer semiperiodo regulatorio finalizó el 31/12/2022).
- 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 2021, el coste del régimen retributivo específico se situó en torno de los 5.045 millones de euros. 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 2.279 millones de euros, seguida de la solar termoeléctrica, con cerca de 1.210 millones de euros y la eólica, con cerca de 1.117 millones de euros.

En 2022, el coste del régimen retributivo específico se situó en torno de los 3.320 millones de euros. Nuevamente, la tecnología que percibió una mayor retribución fue la solar fotovoltaica, con casi 1.952 millones de euros, seguida de la solar termoeléctrica, con cerca de 917 millones de euros y la eólica, con cerca de 354 millones de euros. Para las liquidaciones de enero a diciembre de 2022 se han utilizado los parámetros publicados en la Orden TED/1232/2022, de 2 de diciembre, en los que se tenía en cuenta la coyuntura de altos precios en el mercado eléctrico, con la consiguiente reducción de la retribución por régimen retributivo específico.

La retribución total en 2021 se ha reducido en un 5% respecto a 2020, y nuevamente se ha reducido en 2022, en un 34%.

TABLA 9.4 RETRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑOS 2021 Y 2022

Tecnología	Régimen Retributivo Específico (miles €) 2021	Régimen Retributivo Específico (miles €) 2022
Solar Fovoltáica	2.279.712	1.951.916
Solar termoeléctrica	1.210.946	916.792
Eólica	1.117.273	436.950
Hidráulica	63.604	21.739
Biomasa	303.442	58.573
Residuos	69.176	16.631
Resto	1.095	289
Total	5.045.248	4.009.733

FUENTE: Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2021 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la CNMC.
Informe sobre los resultados de la liquidación provisional 15/2022 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la CNMC

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.

TABLA 9.5 DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE ELÉCTRICA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA EN 2022

Comunidad Autónoma	Solar fotovoltaica	Solar termoeléctrica	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Residuos
ANDALUCÍA	19%	43%	12%	8%	29%	11%
ARAGÓN	10%	0%	16%	12%	2%	10%
ASTURIAS	0%	0%	2%	4%	9%	11%
BALEARES	1%	0%	0%	0%	0%	11%
CANARIAS	1%	0%	2%	0%	0%	0%
CANTABRIA	0%	0%	0%	3%	1%	1%
CASTILLA LA MANCHA	21%	15%	15%	6%	11%	0%
CASTILLA Y LEÓN	7%	0%	23%	12%	9%	0%
CATALUÑA	2%	1%	4%	13%	7%	8%
CEUTA Y MELILLA	0%	0%	0%	0%	0%	0%
COMUNIDAD VALENCIANA	2%	2%	4%	1%	2%	9%
EXTREMADURA	27%	37%	0%	1%	4%	0%
GALICIA	0%	0%	13%	24%	10%	10%
LA RIOJA	1%	0%	2%	1%	0%	0%
MADRID	0%	0%	0%	2%	4%	4%
MURCIA	8%	1%	1%	1%	1%	0%
NAVARRA	1%	0%	4%	8%	5%	0%
PAÍS VASCO	0%	0%	1%	3%	4%	24%
Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

FUENTE CNMC¹

9.2.3. Régimen Económico de Energías Renovables

El Régimen Económico de Energías Renovables es un marco retributivo alternativo al régimen retributivo específico, y tiene como objeto favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

Para ello, se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, y se otorga mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.

¹ <https://www.cnmc.es/estadistica/informacion-mensual-de-estadisticas-sobre-produccion-de-energia-electrica-partir-de-14>

En 2021, se celebraron dos subastas para el otorgamiento del régimen económico, con un cupo de producto de 3.000 MW de potencia la primera y 3.300 MW la segunda, enfocadas a tecnologías eólica y fotovoltaica.

En 2022, se han celebrado otras dos subastas. La subasta de octubre de 2022 preveía un cupo de producto de 380 MW para tecnologías gestionables (solar termoeléctrica, biomasa, etc.) y un cupo de 140 MW destinado a instalaciones fotovoltaicas de generación distribuida con carácter local. La subasta de noviembre de 2022 tenía un cupo de producto de 3.300 MW.

9.2.4. Convocatorias de ayudas a la inversión cofinanciadas con fondos FEDER

En 2021 se resolvieron tres convocatorias de ayudas a la inversión cofinanciadas con fondos FEDER. Las ayudas tenían la forma de subvención, a través del procedimiento de concesión en régimen de concurrencia competitiva.

En la convocatoria de eólica canaria resultaron adjudicados 22,3 millones de euros a 16 proyectos con una potencia de casi 100 MW. En la convocatoria de solar fotovoltaica en Canarias, casi 20 millones de euros para 65 proyectos y unos 250 MW.

En Baleares resultó adjudicado un total de casi 19 millones de euros a 39 proyectos por una potencia total de 143 MW.

A lo largo de 2021 se resolvieron 27 convocatorias de ayudas a la inversión en 13 comunidades autónomas, así como en Melilla. La dotación presupuestaria del conjunto de estas convocatorias fue de más de 245 millones de euros. Las instalaciones concesionarias de las ayudas deberán estar completamente finalizadas en 2023.

En conjunto, se adjudicó una ayuda de casi 70 millones de euros para renovables eléctricas, para proyectos que suman más de 250 MW de potencia. En cuanto a la solar térmica, se adjudicaron en torno a 110 millones de euros para desarrollar más de 700 MW.

9.3. ENERGÍAS RENOVABLES PARA USOS TÉRMICOS

Durante los años 2021 y 2022 el consumo de energía final renovable sin biocarburantes, Tabla 9.6, se incrementó en un 3,4% y un 4,7%, respectivamente, situándose en 2022 en 5.484 ktep, como consecuencia de la reactivación económica postpandemia que impulsó significativamente la producción de las instalaciones de cogeneración con biomasa y residuos.

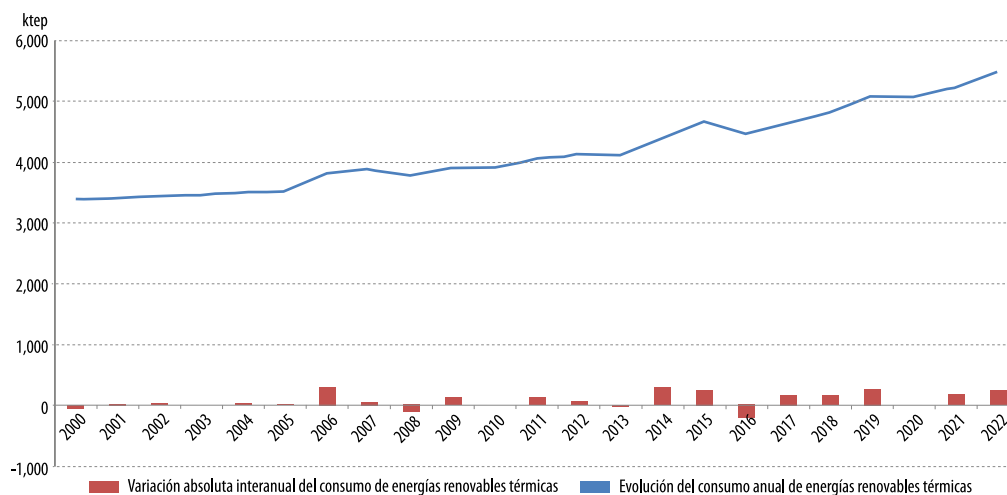
TABLA 9.6: CAPACIDAD INSTALADA Y CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES TÉRMICAS 2021-2022

	Capacidad instalada				Consumo de energías renovables térmicas (ktep)					
	Potencia (MW)		Superficie solar (m²)		Para usos exclusivamente térmicos		Para producción de calor en centrales de cogeneración		TOTALES	
	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022
Biomasa y carbón vegetal	11.565	11.726			3.246	3.305	473	522	3.720	3.826
Biogás	264	264			58	58	45	46	103	104
Solar térmica de baja temperatura	3.052	3.115	4.359.743	4.449.843	337	344	—	—	337	344
Geotermia	1	1			337	344	—	—	337	344
Residuos renovables	—	—			—	—	7	9	7	9
Bombas de calor	33.997	37.481			1.072	1.158	—	—	1.072	1.201
TOTAL	48.879	52.587	4.359.743	4.449.843	4.714	4.865	525	576	5.239	5.484

FUENTE: MITERD, IDAE

Desde el año 2014, primera anualidad en la que comienzan a considerarse los consumos de calor ambiente con origen en las bombas de calor los consumos finales de energías renovables térmicas, Figura 9.5, han continuado con la lenta pero constante tendencia de crecimiento a una tasa interanual media del 2,8%. Esta tendencia, solamente se ha visto interrumpida en el año 2016, debido a la reedición del estudio de consumos de biomasa, biogás y residuos térmicos que actualiza las instalaciones en funcionamiento de estas tecnologías, y en el año 2020, debido a la contracción económica motivada por la crisis COVID.

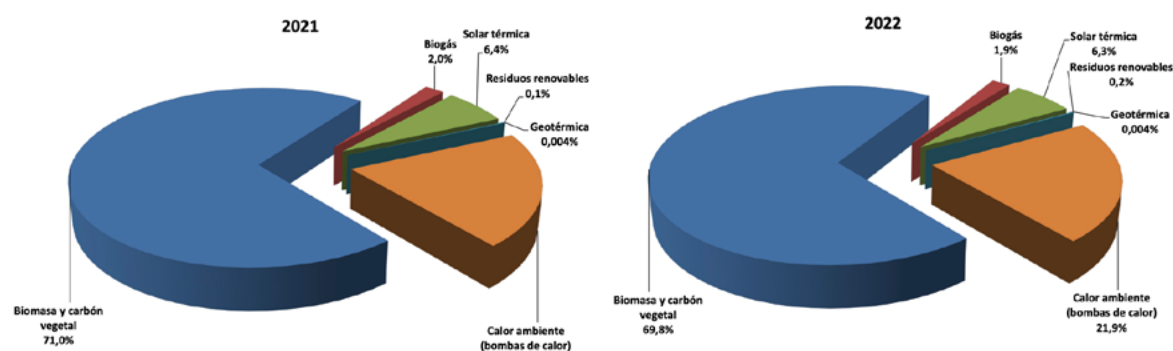
FIGURA 9.5: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES TÉRMICAS 2000-2022



FUENTE: MITERD, IDAE

La biomasa, Figura 9.6, continúa siendo el primer recurso renovable consumido (70%) en términos de energía final seguido por el calor ambiente (22%), continúa a distancia la energía solar térmica (6%). Más alejadas se encuentran tanto las aportaciones con origen en los biogases (2%) y la presencia prácticamente testimonial de la geotermia de uso directo y de los residuos renovables, estas dos últimas en su conjunto apenas alcanzan el 0,2%.

FIGURA 9.6: CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS AL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL RENOVABLE 2021-2022

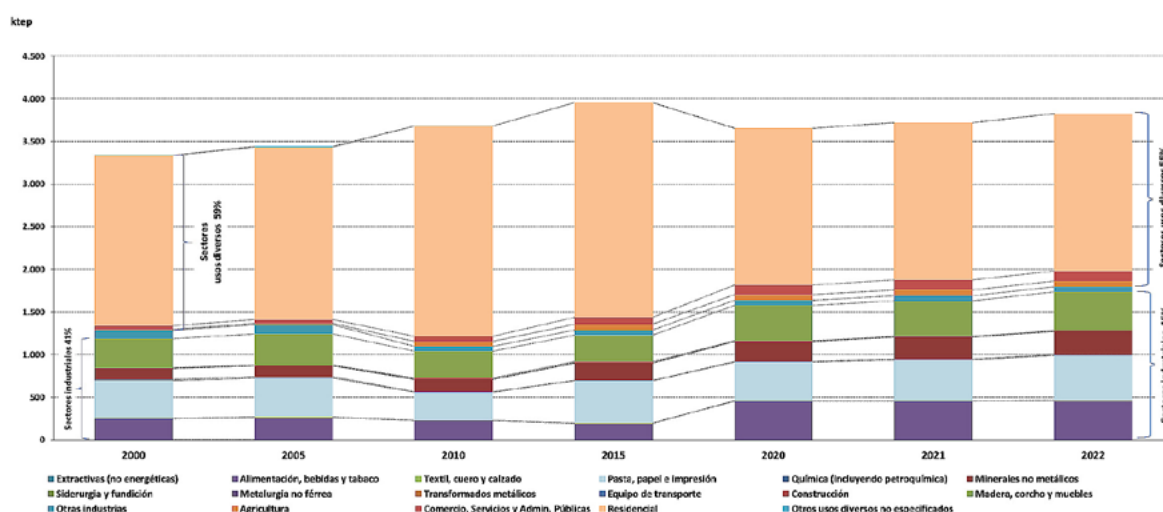


FUENTE: MITERD, IDAE

El consumo de biomasa, que alcanza los 3,8 millones de tep, se distribuye en 3.305 ktep utilizados en instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios, y 522 ktep de consumos imputables a la producción de calor en las centrales de cogeneración con biomasa.

Sectorialmente, Figura 9.7, y desde 2016, año en el que se realizó la reedición del estudio de consumo de biomasa, biogás y estudios térmicos, destaca la evolución decreciente de los consumos asociados al sector residencial puesto de manifiesto por el estudio de consumo realizado en 2016. Este hecho se explica por la fuerte disminución de los consumos registrada en los entornos rurales, de alrededor de 700 ktep, que no ha sido compensada por los incrementos de consumo en los entornos no rurales al consumirse esta biomasa en casas mejor aisladas y con equipos más eficientes. Por su parte, los consumos asociados al sector agrícola prácticamente se mantienen mientras que se registran incrementos de consumos en comercio, servicios y en la mayoría de los sectores industriales, con la excepción de minerales no metálicos, transformados metálicos y construcción.

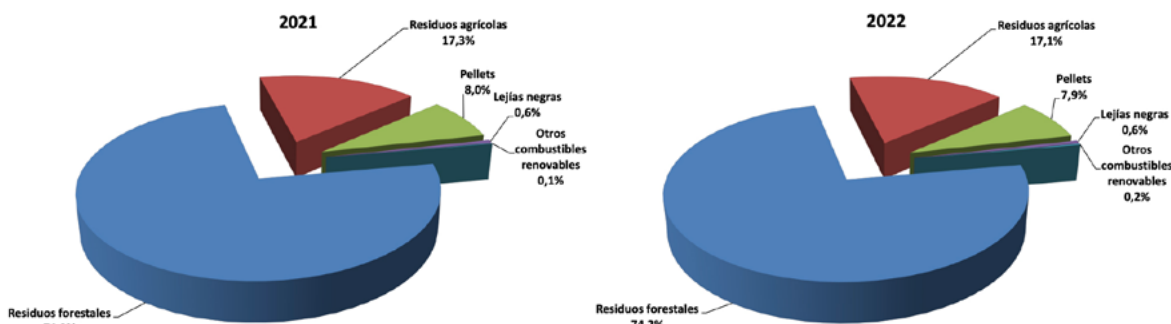
FIGURA 9.7: EVOLUCIÓN SECTORIAL DE LOS CONSUMOS DE BIOMASA 2000-2022



FUENTE: MITERD, IDAE

Dada la alta representatividad del sector residencial en los consumos térmicos de energías renovables, 50% del consumo de biomasa exclusivamente térmica, los residuos forestales, tradicionalmente asociados a este sector, representan el 74% del consumo, Figura 9.8, seguidos por los residuos agrícolas, 17%, los pellets, 8%, y las leñas negras y otros tipos de combustibles renovables, que apenas llegan al 1%.

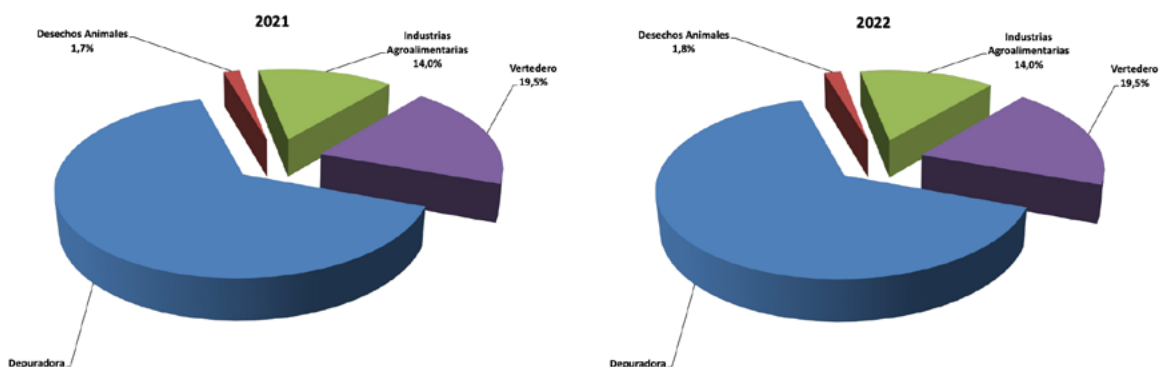
FIGURA 9.8: CONSUMO DE BIOMASA TÉRMICA 2021-2022: CONTRIBUCIÓN POR COMBUSTIBLE



FUENTE: IDAE

De los 103 y 104 ktep de consumos de biogás registrados en 2021 y 2022, alrededor del 44% se utilizaron en centrales de cogeneración y fueron destinados a la producción de calor. Los aproximadamente 58 ktep restantes se consumieron en calderas de los sectores de servicios (70%), principalmente en la rama de abastecimiento de agua y saneamiento, e industrial (28%), concentrado básicamente en los subsectores de alimentación, bebidas y tabaco (14%), minerales no metálicos (7%) y pasta y papel (5%). En cuanto al origen de este biogás, Figura 9.9, alrededor del 65% tiene su origen en depuradoras, un 20% en vertederos, un 14% en industrias agroalimentarias y algo más de 1% procede de desechos animales.

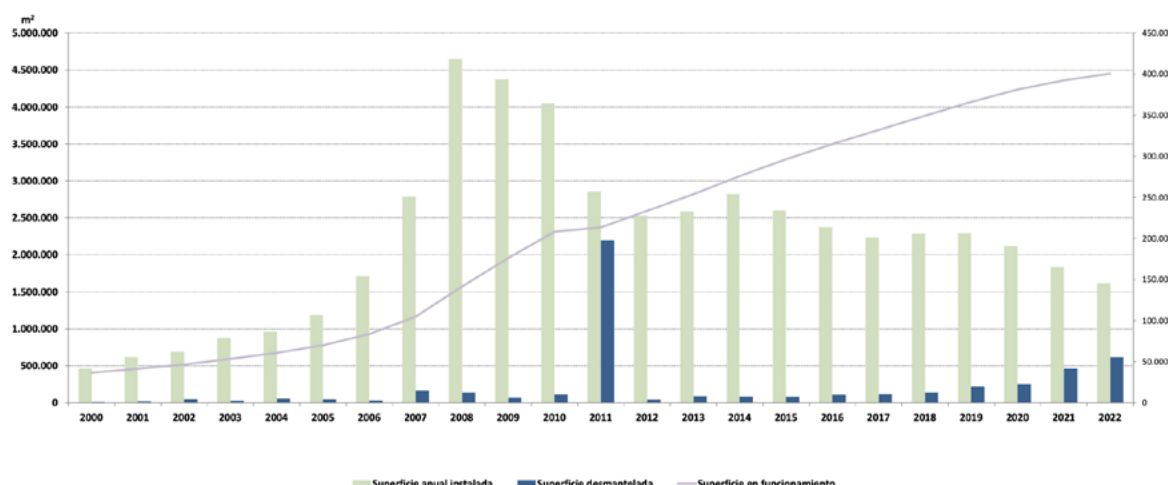
FIGURA 9.9: ORIGEN DEL BIOGÁS TÉRMICO CONSUMIDO EN 2021-2022



FUENTE: IDAE

La superficie solar instalada a finales de 2022, Figura 9.10, roza los 4,5 millones de m², concentrados principalmente el sector residencial (83%) y en el sector de comercio y servicios (14%). 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.

FIGURA 9.10: EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE SOLAR INSTALADA 2000 – 2022



FUENTE: IDAE

Con respecto a la evolución del mercado solar térmico, el año 2022 ha registrado una nueva contracción del 12% con respecto a 2021 que, a su vez, experimentó una disminución del 13% con respecto a 2021. Desde 2019 el mercado solar térmico se ha contraído en un 30%; lo que ha significado dejar de instalar unos 62.000 m² en el periodo 2019 – 2022, aunque para 2023 se espera un crecimiento de este mercado como consecuencia del incremento esperado en la construcción de viviendas, más de 100.000 iniciadas en 2022.

Por lo que a geotermia de uso directo se refiere, esto es el aprovechamiento de energía geotérmica a través de intercambiadores de calor la finalización del estudio censal de instalaciones en funcionamiento arrojó un desmantelamiento casi total de todas las instalaciones que se estaban contabilizando por diversas razones: obsolescencia de las instalaciones, cambios en los tipos de producciones agrícolas y en los usos y propiedades de terrenos y acuíferos, etc. Así de un máximo de 14 instalaciones registradas en 2001 en la actualidad únicamente quedaban dos en funcionamiento en 2022 que aportan una energía de 193 ktep.

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, agua caliente y refrigeración, mientras los dos primeros usos sí se contabilizan en los balances de energía final, el último, la refrigeración, aún no ha sido incorporado a estos, aunque sí se considera para el cálculo de la contribución de energía renovable al consumo final bruto de energía.

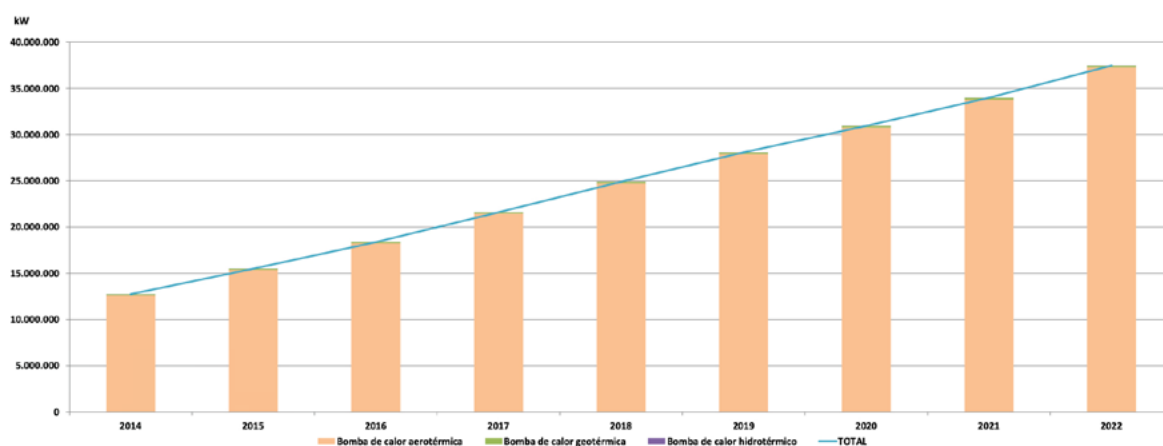
Desde que en el año 2014 se empezarán a contabilizar las instalaciones basadas en bombas de calor la potencia instalada de estas tecnologías han venido registrando crecimientos medios anuales en torno al 15%, y la potencia en funcionamiento, Figura 9.11, supera en más del doble a la registrada en 2014.

TABLA 9.7: DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOREN 2021-2022

2022										
Area	Sector	Número de plantas	Potencia Térmica (kW)	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	442.153	7.054.466	492.306	7.681.854	628	414.718	3,03	1.591	277.829
	Residencial	3.819.686	17.383.957	4.156.822	18.919.172	181	294.591	3,28	1.045	204.716
	Otros servicios y servicios públicos	0	0	110.252	1.310.104	1.098	123.668	3,38	426	87.038
	Otras Actividades no especificadas	734.495	9.365.903	734.495	9.365.903	1.100	886.206	3,19	3.229	608.370
	Subtotal bomba de calor aerotérmica	4.996.334	33.804.325	5.493.875	37.277.033	536	1.719.182	3,18	6.291	1.177.953
Bomba de calor geotérmica	Sector energía	1	2.014	1	2.014	1.340	232	4,96	1	185
	Siderurgia y Fundición	4	951	4	951	5.184	424	6,01	1	353
	Metalurgia no férrea	1	103	1	103	1.000	9	5,79	0	7
	Alimentación, Bebidas y Tabaco	3	484	3	484	3.101	129	5,74	0	107
	Bienes de Equipo	1	70	1	70	1.340	8	5,34	0	7
	Papel e impresión	1	376	1	376	1.627	53	4,78	0	42
	Madera y Productos de la Madera	1	16	1	16	1.340	2	5,44	0	2
	Construcción	4	183	4	183	944	15	4,86	0	12
	Otras Industrias	17	957	17	957	1.815	149	5,00	0	119
	Agricultura	11	661	11	661	2.260	128	4,82	0	102
	Comercio	37	11.217	38	11.304	1.930	1.876	5,01	4	1.501
	Restaurantes	1	11	2	22	1.454	3	4,79	0	2
	Educación	38	15.767	40	16.532	1.920	2.730	4,55	7	2.129
	Hospitales	17	11.914	20	12.595	2.630	2.848	5,44	6	2.324
	Hoteles	72	21.400	75	21.518	1.371	2.538	5,85	5	2.104
	Oficinas	43	6.556	44	6.799	1.701	995	4,90	2	792
Bomba de calor hidrotérmica	Otros Actividades Anexas al Transporte	1	35	2	361	2.022	63	4,39	0	49
	Administraciones Públicas	68	13.271	73	13.911	1.585	1.896	4,65	5	1.488
	Otros Servicios y Servicios Públicos	127	24.744	132	24.936	1.786	3.829	4,82	9	3.034
	Otras Actividades no especificadas	138	6.821	145	8.240	1.861	1.319	5,22	3	1.066
	Residencial	3.218	73.404	3.420	78.585	1.389	9.387	4,85	23	7.449
Subtotal bomba de calor geotérmica		3.804	190.955	4.035	200.620	1.660	28.633	4,97	67	22.873
Bomba de calor hidrotérmica	Otras Industrias	4	109	4	109	1.114	10	3,83	0	8
	Comercio	1	16	9	310	2.064	55	3,59	0	40
	Educación	1	760	3	844	1.282	93	3,33	0	65
	Hospitales	0	0	1	61	2.082	11	2,58	0	7
	Oficinas	1	200	1	200	1.927	33	4,35	0	26
Total 5.000.150	Otros Actividades Anexas al Transporte	5	771	5	771	1.078	71	2,85	0	46
	Otros Servicios y Servicios Públicos			4	603	2.082	108	3,69	0	79
	Subtotal bomba de calor hidrotérmica	12	1.856	27	2.897	1.533	382	3,41	1	270
Total 5.000.150		5.000.150	33.997.136	5.497.937	37.480.550	542	1.748.198	3,20	6.359	1.201.097

FUENTE: IDAE

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



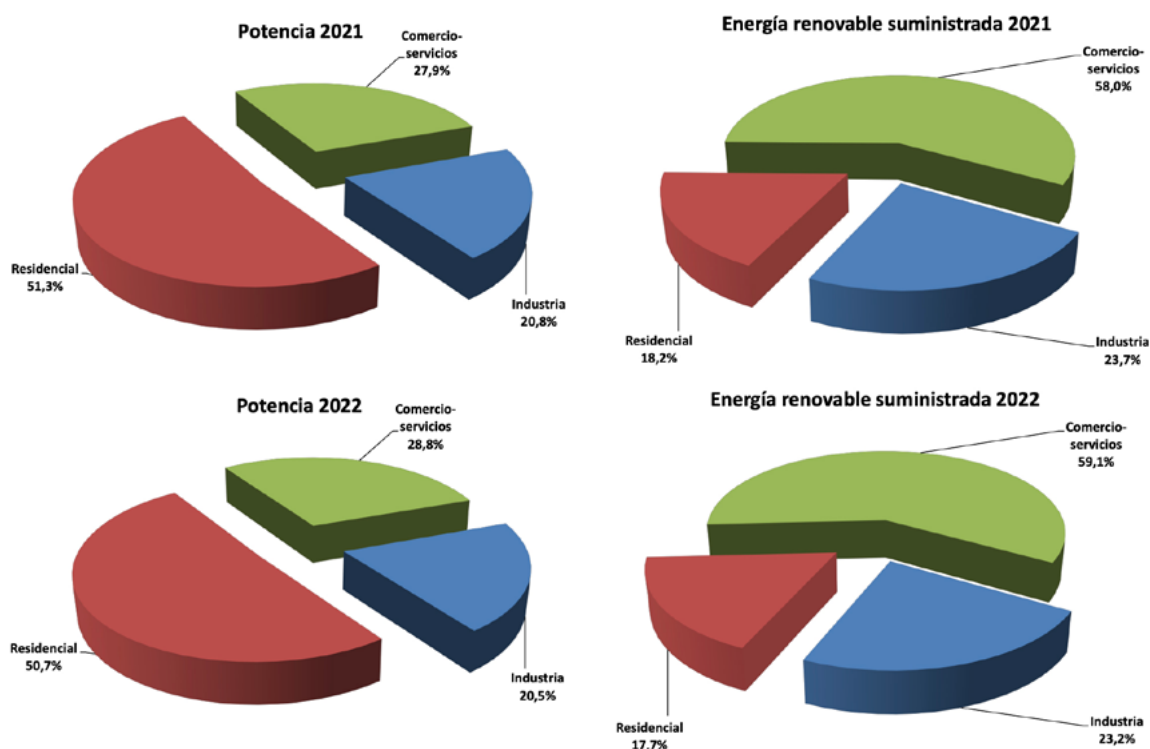
FUENTE: IDAE

A finales de 2022, Tabla 9.7, se disponía de una potencia instalada de bombas de calor de casi 37,5 GW. Esta potencia proporcionó 1,7 Mtep de calor útil con un aporte de energía renovable de casi 1,2 Mtep, cerca de 14.000 GWh/año.

El tipo de bomba de calor que domina el mercado es la aerotérmica reversible de aire-aire, con casi algo más de 37 GW en funcionamiento, que es utilizada no solamente para la satisfacción de las necesidades de calefacción de los alojamientos sino también cubrir la demanda de refrigeración de estos. Le siguen en importancia, aunque con unos registros tanto absolutos como relativos bastante más modestos, las instalaciones basadas en bombas de calor geotérmicas que alcanzan una potencia de 0,2 GW.

Con respecto a las bombas de calor aerotérmicas, aunque tanto la potencia instalada como el número de unidades operativas se encuentran asociados al sector residencial, Figura 9.12, el 60% de la energía renovable suministrada se focaliza en el sector de comercio y servicios. Las diferencias sectoriales en esta tecnología afectan tanto al tamaño medio de las instalaciones, que varía entre los 5 kW del sector residencial y los 16 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 el sector industrial.

FIGURA 9.12: DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR AEROTÉRMICAS EN 2021-2022



FUENTE: IDAE

9.4. 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.

Posteriormente, 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 estableció en su artículo 25, apartado 4, un objetivo de energías renovables para el sector transporte de al menos el 14% en 2030.

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, que posteriormente ha sido ampliada por el Real Decreto 205/2021. 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 BIOCARBURANTES EN TRANSPORTE

	2019	2020	2021	2022
Objetivos obligatorios mínimos de biocarburantes (%)	7,00%	8,50%	9,50%	10,0%

FUENTE: MITERD

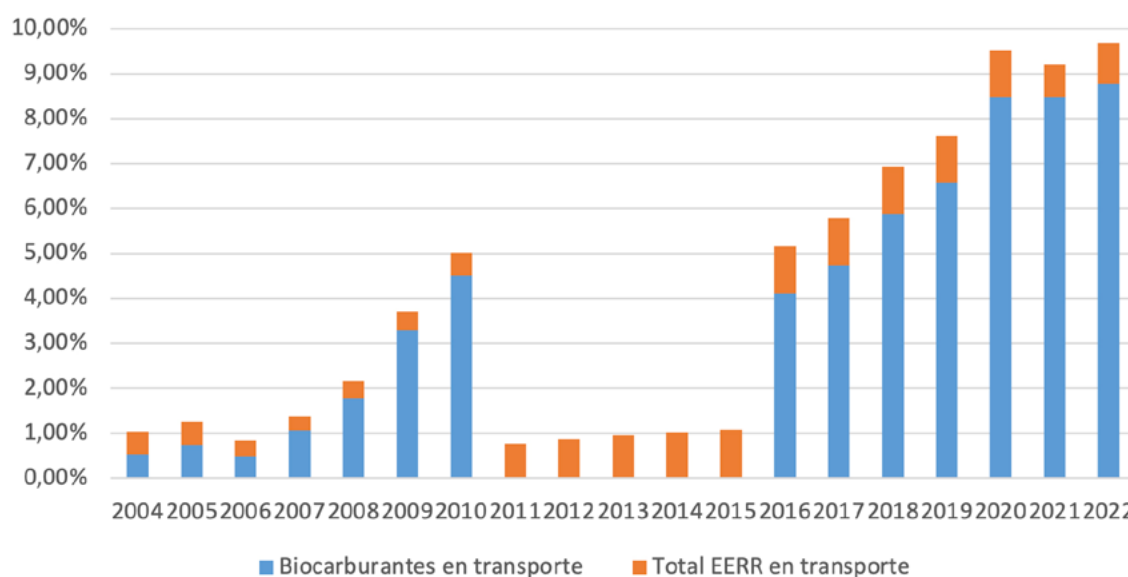
Para que los biocarburantes puedan ser contabilizados para alcanzar los objetivos anuales, deben cumplir con los requisitos fijados en el **Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre**, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación 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.

La siguiente figura muestra la evolución de la contribución de las energías renovables en el transporte. Teniendo en cuenta las anteriores disposiciones normativas, dicha contribución o cuota se ha visto esencialmente influenciada por la contribución de los biocarburantes en este sector. No obstante, cabe resaltar que hasta el año 2010,

los biocarburantes contabilizados en el transporte no estaban sujetos al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad. En España hubo un periodo de carencia en el que los criterios de sostenibilidad tenían carácter indicativo si bien los sujetos obligados a ello debían remitir toda la información veraz exigida en el RD de Sostenibilidad.

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.

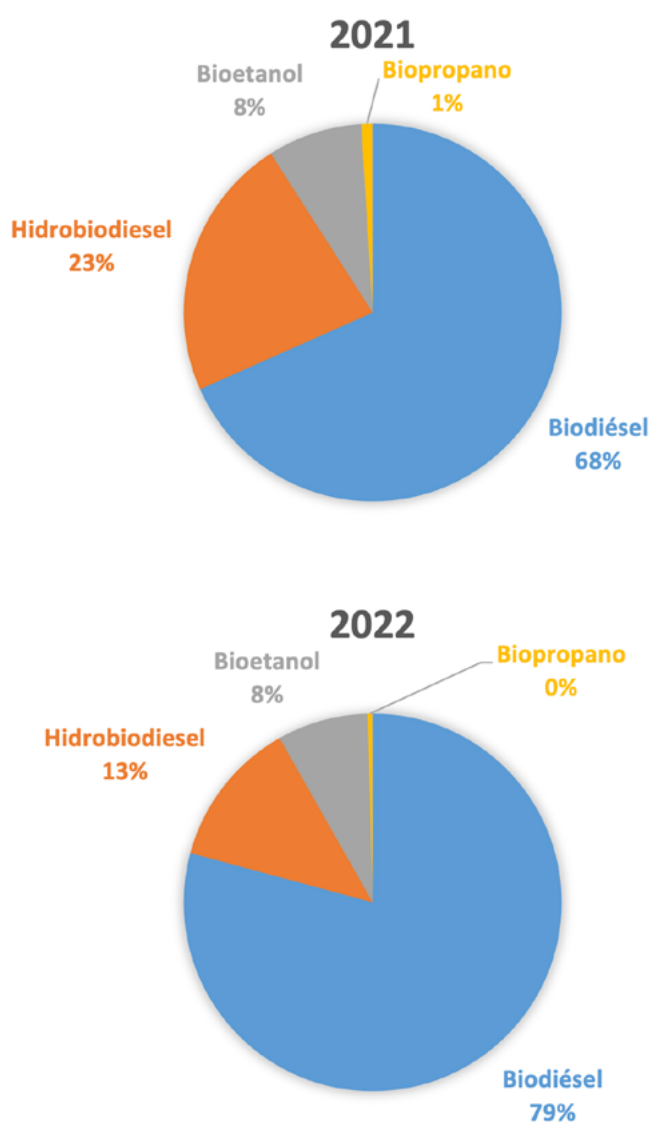
Análisis del sector en 2021 y 2022

En 2021 y 2022 la cuota de renovables en transporte ascendió al 9,19% y 9,68% respectivamente, debiéndose el 8,49% y el 8,78% 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 1,55 millones de tep en 2021 y 1,45 millones de tep en 2022. Dentro de los biocarburantes, adquiere especial importancia los incorporados o sustitutivos del diésel (biodiésel y HVO), ya que suponen el más del 90% en volumen de los biocarburantes vendidos o consumidos en el sector transporte, representando el bioetanol algo menos del 10% y el biopropano apenas el 1%.

FIGURA 9.14. DISTRIBUCIÓN DE BIOCARBURANTES VENDIDOS O CONSUMIDOS EN EL SECTOR TRANSPORTE EN 2021 Y 2022.



FUENTE: SICBIOS - MITERD

En cuanto al porcentaje de electricidad restante de las energías renovables en el sector transporte, es aportado mayoritariamente (más del 85%) 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.

La Estrategia de Movilidad Sostenible e Inteligente, COM(2020) 789, apunta a la necesidad del despliegue de los Sistemas de Transporte Inteligentes como clave para alcanzar los objetivos e hitos sobre movilidad automatizada y sostenible en 2030 y futuros.

Por otro lado, este documento incide en que para cumplir los objetivos climáticos es imperativo la descarbonización del transporte y su sostenibilidad. Algunos de los hitos presentes en el documento son:

- De aquí a 2030 habrá por lo menos 30 millones de automóviles de emisión cero y 80 000 camiones de emisión cero en circulación.
- De aquí a 2050 prácticamente todos los automóviles, furgonetas, autobuses y los nuevos vehículos pesados serán de emisión cero.
- Los buques oceánicos de emisión cero y las aeronaves grandes de emisión cero estarán listos para su comercialización a más tardar en 2030 y 2035, respectivamente.
- Los desplazamientos colectivos programados inferiores a 500 km deben ser neutros en carbono de aquí a 2030 dentro de la UE.
- El tráfico en ferrocarril de alta velocidad se duplicará para 2030 y se triplicará para 2050.
- De aquí a 2030, habrá por lo menos cien ciudades climáticamente neutras en Europa.
- El tráfico ferroviario de mercancías aumentará un 50 % de aquí a 2030 y se duplicará para 2050.
- El transporte por vías navegables interiores y el transporte marítimo de corta distancia aumentarán un 25 % de aquí a 2030 y un 50 % para 2050.

9.5. GASES RENOVABLES

9.5.1. Hidrógeno renovable

El hidrógeno renovable es una solución sostenible clave para la descarbonización de la economía. En este sentido, el hidrógeno renovable es considerado uno de los pilares para lograr la neutralidad climática en 2050

y desarrollar cadenas de valor industriales innovadoras en España y en la UE, así como una economía verde de alto valor añadido.

Esta relevancia se manifiesta en las políticas energéticas nacionales, en particular en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética y en el PNIEC, que establecen disposiciones específicas para la promoción de los gases renovables.

Con este espíritu, y siguiendo la senda marcada en la Estrategia Europea del Hidrógeno, el 6 de octubre de 2020 el Gobierno de España aprobó la "[*Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*](#)". Con este documento España pretende sentar las bases para facilitar el desarrollo de un PROYECTO PAÍS mediante el despliegue de este vector energético, clave para que España alcance la neutralidad climática, con un sistema 100% renovable a más tardar en 2050.

El hidrógeno renovable está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde la electrificación no es técnica ni económicamente viable en la actualidad, tales como:

- La **industria intensiva** que ya utiliza hidrógeno gris como **materia prima** (refino, química y fertilizantes).
- En **movilidad**, sobre todo en transporte pesado, ferroviario, aviación y marítimo, donde la descarbonización es más compleja y la electrificación no es ni técnica ni económicamente viable en la actualidad.
- La **industria intensiva en calor**, de manera que sustituya el gas natural como fuente por el hidrógeno de origen renovable.
- En el **sector eléctrico**, considerando su capacidad de absorber excedentes de producción renovable para ser utilizados en un momento posterior, dotando de mayor flexibilidad al sector.

Además, el hidrógeno renovable contribuye a políticas transversales de este Gobierno como la Transición Justa o el Reto Demográfico, mediante su producción deslocalizada, de manera que contribuya la generación de empleo, de actividad económica e innovación en aquellas zonas del territorio nacional donde se desarrolle.

Para ello, el documento identifica las principales barreras y oportunidades a las que se enfrenta el sector y define un conjunto de 60 medidas enmarcadas en 4 líneas de actuación, fundamentales para el desarrollo del sector. Igualmente, la Hoja de Ruta del Hidrógeno establece objetivos a 2030, dirigidos no sólo a la producción de hidrógeno renovable sino también a cada una de las áreas de actividad donde se ha identificado que la demanda de hidrógeno renovable tiene mayor potencial de crecimiento en esta década, concretamente, la industria y la movilidad. Se pueden destacar:

- Instalación en España de al menos **4 GW de potencia de electrolizadores**. Este se complementa con un objetivo indicativo intermedio que estima que para el año 2024 podría alcanzarse un valor total de potencia instalada de electrolizadores de entre 300 y 600 MW.

- **Contribución mínima del hidrógeno renovable del 25 %** respecto del total del hidrógeno consumido en 2030 en todas las industrias consumidoras de hidrógeno.
- **Objetivos en movilidad:**
 - 150-200 autobuses de pila de combustible de hidrógeno renovable.
 - 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados de pila de combustible de hidrógeno para el transporte de mercancías.
 - 100-150 hidrogeneras de acceso público.
 - dos líneas comerciales de trenes propulsados con hidrógeno en al menos de media y larga distancia en vías actualmente no electrificadas.

FIGURA 9.15. POTENCIAL DEL HIDRÓGENO RENOVABLE



Con intención de posicionar a España como referente tecnológico en producción y aprovechamiento de hidrógeno renovable y garantizar el cumplimiento de lo previsto en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia aprobado en 2020, dedicó su Componente 9 a la “Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial (C9)”, a la que destina 1.555 millones de euros aplicables entre 2021 y 2023.

Para la consecución de estos, el **PRTR** destina **1.555 millones de euros** para favorecer las tecnologías del hidrógeno renovable hasta 2023, con el propósito de posicionar a España como un referente tecnológico en la producción y aprovechamiento del hidrógeno renovable y en la creación de cadenas de valor innovadoras.

A este respecto, en 2021 se articularon los primeros instrumentos de dos de las líneas definidas, cuyas primeras convocatorias fueron desarrolladas en 2022 obteniendo resultados muy positivos:

- Línea 1: Programas de apoyo a la Cadena de Valor Industrial del Hidrógeno Renovable, que se estructuraba en cuatro convocatorias dedicadas a impulsar la cadena de valor industrial innovadora mediante el apoyo a empresas y centros tecnológicos para permitirles incrementar sus capacidades productivas y la transferencia tecnológica.
 - [Programa de incentivos 1](#): capacidades, avances tecnológicos e implantación de líneas de ensayo y/o fabricación.
 - [Programa de incentivos 2](#): diseño, demostración y validación de movilidad propulsada por hidrógeno.
 - [Programa de incentivos 3](#): grandes demostradores de electrólisis y proyectos innovadores de producción de hidrógeno renovable.
 - [Programa de incentivos 4](#): retos de investigación básica-fundamental, pilotos innovadores y la formación en tecnologías habilitadoras clave.
- Línea 3: Programa de Incentivos para Proyectos Pioneros y Singulares, que se articuló en una convocatoria: la [Resolución de 16 de febrero de 2022](#) del Director General de la E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se da traslado y comunica a la Base de Datos Nacional de Subvenciones (BDNS) la Resolución de 27 de enero de 2022, del Consejo de Administración de E.P.E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), M.P. por la que se establece la primera convocatoria del programa de incentivos a proyectos pioneros y singulares de hidrógeno renovable (Programa H2 PIONEROS) en el Marco del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Por su parte, siguiendo con la participación del mecanismo **IPCEI** (*Important Project of Common European Interest*), que se trata de **un marco de colaboración entre Estados miembros** en un ámbito previamente declarado de interés comunitario, que **permite utilizar ayudas de estado de forma que sean compatibles con el mercado interior**, aunque no están exentas de notificación, se obtuvieron la *Decisión de la Comisión Important Project of Common European Interest on Hydrogen Technology (Hy2Tech) C(2022) 5158 final, de 15 de julio de 2022* y la *Decisión de la Comisión Important Project of Common European Interest on Hydrogen Industry (Hy2Use) C(2022) 6847 final, de 21 de septiembre de 2022*.

Por último, en octubre de 2022 se procedió a la prenotificación a la Comisión Europea de la línea de ayudas destinada a los valles de hidrógeno renovable. Actualmente, se está coordinando con la COM la definición del instrumento.

9.5.2. Biogás y Biometano

El biogás es un gas renovable producido a partir de materias primas de origen biológico. Su composición química depende del recurso utilizado, siendo los elementos mayoritarios el metano y el dióxido de carbono.

Considerando las materias primas utilizadas para su obtención, la producción y el consumo de biogás son climáticamente neutros bajo ciertas condiciones, por lo que, asegurando los adecuados criterios para su sostenibilidad, puede contribuir significativamente a la descarbonización de la economía, constituyendo además un caso muy destacable de economía circular.

De acuerdo con los datos disponibles en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (PRETOR) del MITERD, en España se encuentran 146 instalaciones de biogás, de las cuales 130 reportaron consumo de biogás en 2022. La **producción estimada de biogás** en estas plantas en 2022 está en torno a **3,88 TWh**. De ese total, 3,06 TWh son consumidos en centrales de generación eléctrica (cogeneradoras y no cogeneradoras), de los que 0,53 TWh son de calor, siendo el resto (2,53 TWh) de generación eléctrica.

En relación a las aplicaciones de las 130 plantas citadas, atendiendo a la Clasificación Nacional de Actividades Económicas a la que pertenecen, 46 plantas se encuentran asociadas a plantas de tratamiento de residuos (29 de ellas son de gestión de residuos municipales), 34 plantas a estaciones de depuración de aguas residuales (para el tratamiento de los lodos generados en las EDAR), 13 al sector agropecuario, 3 al sector de fabricación de bebidas; 3 al sector químico; 7 al sector del papel; 1 al sector de la construcción y 13 plantas asociadas a administraciones, comercio y servicios.

En cuanto al biometano, España contaba en 2021 y 2022 con dos plantas de producción de biometano procedente de la depuración del biogás, siendo la tecnología de Water Scrubber (WS) el método principal de depuración empleado. El biometano generado es inyectado en la red de gas natural. Está localizada en el Parque Tecnológico de Valdemingómez, en Madrid, y la Planta de Gas Renovable Elena, en Barcelona, generando biogás a partir de los residuos municipales. En 2021 y 2022 inyectaron 100 GWh y 324 GWh en la red de transporte.

10. EFICIENCIA ENERGÉTICA

10.1. 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, en lo sucesivo DEE, es la norma marco para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión Europea. Dicha directiva fue revisada mediante la Directiva (UE) 2018/2002, de 11 de diciembre de 2018, con objeto de asegurar la consecución del objetivo de mejora de la eficiencia energética de un 20% en 2020 y de un 32,5% en 2030.

La DEE, que estuvo en proceso de revisión desde septiembre de 2021 y durante todo el 2022, establece en su artículo 7 la obligación de acreditar la consecución de un objetivo de ahorro acumulado de consumo de energía final por periodos: el primer período de aplicación de la Directiva abarca desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020 y el segundo periodo de aplicación abarca desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030. Para el primer periodo, el objetivo de ahorro acumulado de energía final para España ascendió a 15.979 ktep, lo que equivale a 571 ktep/año, supuesto una distribución lineal del objetivo a lo largo del periodo. Para el segundo periodo, el objetivo de ahorro acumulado de energía final para España es de 37.206 ktep, lo que equivale a un ahorro anual para cada uno de los años del periodo de 676 ktep.

- Además, el citado artículo 7 determina que, con la finalidad de alcanzar los objetivos establecidos, cada Estado miembro podrá optar por establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética, 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.**

Por su parte, 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 de los objetivos de ahorro de energía final del periodo 2014-2020 y del periodo 2021-2030, España optó por una combinación de los dos sistemas permitidos por la DEE:

1. Un sistema de obligaciones de eficiencia energética, conforme al artículo 7*bis* de la DEE, en el que se incluye el FNEE.

El Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética (SNOEE) queda regulado en España mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Esta Ley creó también el FNEE, fondo sin personalidad jurídica, como instrumento para la puesta en marcha de mecanismos de apoyo económico y financiero, asistencia técnica, formación e información u otras medidas encaminadas a aumentar la eficiencia energética en todos los sectores. Mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, se extendió la vigencia del SNOEE hasta el 31 de diciembre de 2030, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2018/2002/UE.

2. La adopción de medidas de actuación alternativas conforme al artículo 7 de la DEE como, por ejemplo, fiscalidad, reglamentación o acuerdos voluntarios entre otras.

Entre las medidas alternativas podemos citar la Estrategia de Movilidad Segura, Sostenible y Conectada 2030 aprobada en diciembre de 2021, cuyos objetivos se estructuran en torno a tres ejes vertebradores: la introducción masiva de la tecnología en la movilidad, la necesidad de descarbonización de la economía y la importancia de la conectividad atendiendo a la desigual concentración de la población en el territorio.

Entre las medidas fiscales destaca la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, que establece una serie de medidas entre las que se encuentra la limitación de la aplicación de nuevos beneficios fiscales a productos energéticos de origen fósil, inclusión de una dotación adicional en los Presupuestos Generales del Estado para contribuir a los objetivos establecidos en materia de cambio climático y transición energética, impulso de la fiscalidad verde y la modificación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Una vez finalizado el periodo de obligación 2014-2020, España tuvo que reportar formalmente ante la Comisión Europea el ahorro acumulado en el uso final de la energía alcanzando. El valor resultante fue de 15.207,50 ktep, lo que representa un 95,2 % del objetivo de ahorro establecido (15.979 ktep). La contribución del SNOEE en la consecución de dicho ahorro fue del 20%, mientras que el 80% restante se consiguió a través de medidas alternativas.

A la vista de este resultado, y teniendo en cuenta que para el periodo de obligación 2021-2030 el objetivo de ahorro de energía final impuesto por la DEE se incrementa significativamente, se ha identificado la necesidad de crear un nuevo mecanismo, adicional a los anteriores e incluido dentro del marco del SNOEE, que permita alcanzar los objetivos de ahorro de energía comprometidos con la UE para el periodo 2021-2030 y sucesivos de un modo flexible y eficaz. Así, durante los años 2021 y 2022 se ha trabajado en el desarrollo de un Sistema de Certificados de Ahorro Energético que se prevé entre en funcionamiento a lo largo de 2023. Dicho sistema, que facilitará a las comercializadoras de energía, sujetos obligados del SNOEE, el cumplimiento de sus obligaciones de ahorro y beneficiará a los consumidores e impulsará el empleo, la productividad y la competitividad empresarial, da cumplimiento a una de las medidas previstas en el Plan Más Seguridad Energética ([Plan +SE](#)) aprobado en octubre de 2022.

10.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LOS EDIFICIOS

10.2.1. Directiva y normativa que la transpone

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.

En España, las modificaciones incluidas en la Directiva 2018/844/UE se traspusieron en 2021 y 2022 a través de tres instrumentos normativos:

1. Real Decreto 390/2021, de 1 de junio, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios

El Real Decreto 390/2021 deroga el Real Decreto 235/2013, y tiene como finalidad la promoción de la eficiencia energética en los edificios, así como, que la energía que estos utilicen sea cubierta mayoritariamente por energía procedente de fuentes renovables, con la consiguiente reducción de las emisiones de CO₂ en el sector de la edificación.

Su objeto principal es el establecimiento de las condiciones técnicas y administrativas que deben regir la realización de las certificaciones de eficiencia energética de los edificios y la correcta transmisión de los resultados obtenidos en este proceso de certificación energética a los usuarios y propietarios de los mismos. Asimismo, se establecen las condiciones técnicas y administrativas para la aprobación de la metodología de cálculo de su calificación de eficiencia energética, considerando aquellos factores que más incidencia tienen en el consumo de energía de los edificios, así como para la aprobación de la etiqueta de eficiencia energética como distintivo común en todo el territorio nacional.

Respecto a la normativa de 2013 los cambios más significativos son los siguientes:

- Se amplía el ámbito de aplicación, incluyendo un mayor número de edificios.
- Se establece una visita presencial obligatoria del técnico competente al inmueble durante el proceso de certificación.
- Se establece la obligación, tanto a particulares como a empresas, de mostrar la calificación energética en la publicidad de alquiler o venta de los edificios.
- Se reduce a 5 años el plazo de validez máxima del Certificado de Eficiencia Energética cuando la calificación energética sea G, en lugar de 10 años para el resto de los casos

2. Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables.

Este real decreto incorpora al ordenamiento jurídico nuevas exigencias para los edificios existentes de uso distinto al residencial privado y que cuenten con una zona de uso aparcamiento con más de veinte plazas, que deben contar, desde el 1 de enero de 2023, con dotaciones mínimas de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos proporcionales al número total de plazas de aparcamiento.

3. Real Decreto 450/2022, de 14 de junio, por el que se modifica el Código Técnico de la Edificación, aprobado por el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

El Real Decreto 314/2006 es el marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE). El Código Técnico de la Edificación está dividido en dos partes. En la primera se detallan todas las exigencias en materia de seguridad y de habitabilidad que son preceptivas a la hora de construir un edificio, según la Ley de Ordenación de la Edificación y la segunda se compone de los diferentes Documentos Básicos.

En lo que respecta al ahorro de energía, es de aplicación el Documento Básico «DB-HE 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.

En el ámbito de la eficiencia energética, la principal modificación introducida por el Real Decreto 450/2022 consiste en la inclusión de una nueva Sección sobre dotaciones mínimas para la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos al Documento Básico DB-HE «Ahorro de energía».

4. Real Decreto 178/2021, de 23 de marzo, por el que se modifica el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

El Real Decreto 1027/2007 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.

El objetivo principal del Real Decreto 178/2021 es, además de la transposición parcial de 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, la transposición parcial de la Directiva (UE) 2018/2002, del Parlamento europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

Las principales modificaciones que introduce este real decreto en el ámbito de la eficiencia energética son las siguientes:

- Se amplía el alcance de la obligación de tener en cuenta los sistemas alternativos de alta eficiencia en edificios nuevos.
- Se añade una nueva instrucción técnica denominada “Eficiencia energética general de la instalación térmica”.
- Se modifica el régimen de inspecciones de eficiencia energética.

10.2.2. Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios, RITE

El 24 de marzo de 2021 se llevó a cabo una importante actualización del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE.

1. OBJETIVO DEL REAL DECRETO

- En el ámbito regulatorio:
 - Transposición parcial de 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
 - Transposición parcial de la *Directiva (UE) 2018/2002, del Parlamento europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018*, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética. El plazo para la transposición de la primera expiró el 10 de marzo de 2020, con carta de emplazamiento recibida el 27 de mayo. El plazo para la segunda expiró el 25 de junio de 2020.
 - Transposición parcial de 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
- En el ámbito técnico de la eficiencia energética:
 - Modernizar las instalaciones térmicas de los edificios españoles para **adaptarlas a la transición energética y una mayor seguridad y salud de sus habitantes.**
 - **Contribución al cumplimiento de objetivos PNIEC**
 - ✓ Descarbonización de la economía en el sector de la edificación, facilitando la transformación económicamente rentable de los edificios existentes en edificios de consumo de energía casi nulo.
 - ✓ Instrumento para alcanzar los objetivos de eficiencia energética en la renovación del parque inmobiliario, tanto residencial como terciario.
 - El RD se modifica conforme a **la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética** en el sector de la edificación en España.
 - **Posiciona las instalaciones térmicas de los edificios** para abordar los retos relativos a:
 - ✓ Implementación de Energías Renovables
 - ✓ Electrificación de la economía
 - ✓ Edificios de emisión casi nula
 - ✓ Economía circular
 - ✓ Seguridad Industrial
 - ✓ Etiquetado Energético
- Además, se incluyen modificaciones en el RITE para actualizar su redacción a la reglamentación y normas asociadas (principalmente, diseño ecológico y etiquetado energético, Código Técnico de la edificación, reglamentos de seguridad industrial y normas UNE), así como mejoras en los requisitos exigidos de eficiencia energética para determinadas instalaciones.

2. PRINCIPALES MODIFICACIONES

✓ Elementos que trasponen de la Directiva (UE) 2018/844, de Eficiencia Energética en Edificios.

- Se actualiza la definición de generador de calor y de instalación térmica (incluyendo la automatización y control), y se añaden nuevas: bomba de calor, instalación técnica del edificio, sistema de automatización y control de edificios, espacio interior y zona de calefacción:
 - Se homogeneizan las definiciones en toda la normativa: CTE, Certificación y RITE
- Se amplía el alcance de la obligación de tener en cuenta los sistemas alternativos de alta eficiencia en edificios nuevos a edificios con una superficie menor de 1000 m²:
 - Los proyectistas que decidan instalar sistemas convencionales (por ejemplo, caldera de gas con radiadores) estarán obligados a justificar por qué descartan sistemas más eficientes y sostenibles, como, por ejemplo:
 - ✓ *Bomba de calor geotérmica con suelo radiante*
 - ✓ *Hibridación energía solar térmica + caldera de gas natural*
 - De esta manera se aleja al sector de las soluciones de climatización convencionales.
- Dentro del apartado relativo al control de las instalaciones se añade lo establecido en el artículo 8 de la directiva, es decir, los sistemas de automatización y control obligatorios para instalaciones no residenciales (más de 290 kW) y no obligatorios para instalaciones residenciales. Además, se añade una disposición adicional en la que se establece la obligación para edificios no residenciales existentes con más de 290 kW a partir de 2025:
 - *Se obliga a los edificios con grandes consumos (hoteles, centros comerciales, grandes edificios de oficinas, etc.) a dar el primer paso **para convertirse en Smart Building**. La automatización y la digitalización de los sistemas de clima conseguirá, entre otros:*
 - ✓ *Disminuir el consumo energético*
 - ✓ *Mejorar la calidad del aire interior*
- Se añade una nueva IT 1.2.4.8. “Eficiencia energética general de la instalación térmica” en la que se define ésta (relación entre la demanda energética y el consumo de energía) y se incluyen las obligaciones para su evaluación y documentación. Además, se incorpora una disposición adicional para las instalaciones fuera del ámbito del RITE, como son la iluminación y la generación de energía in situ:
 - *Esta nueva instrucción obliga a proyectistas y mantenedores a analizar la instalación de manera holística. Al evaluar la eficiencia energética de la instalación, se encontrarán formas de **disminuir el consumo energético**, y por tanto de disminuir las emisiones asociadas a la instalación*
- Se modifica el régimen de inspecciones, aumentando el umbral a 70 kW (instalaciones de calefacción/refrigeración más ventilación), ampliando el alcance a lo requerido por la directiva (por ejemplo, la evaluación de la eficiencia energética general) y especificando las exenciones:
 - *Se elimina la obligación de inspeccionar los sistemas P<70 kW.*
 - *Así, se consigue **liberar al administrado de una carga administrativa y económica, en un momento de grave crisis económica**. Esta medida, además de responder al principio de proporcionalidad, da respuesta a una necesidad expresada por el sector*

✓ **Elementos que trasponen de la Directiva (UE) 2018/2002**

- Se incluye una disposición adicional (por no ser estrictamente contenido del RITE) que recoge las obligaciones relativas a contadores de agua caliente para redes urbanas, subcontaje y reparto de los costes de agua caliente (contabilización individual y lectura remota) e información sobre la facturación y el consumo de agua caliente.
 - *Esta medida disminuirá el consumo de ACS, y así **disminuirá tanto el consumo energético como el consumo de agua***

✓ **Adaptación (no transposición) a la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables**

- Se modifica la terminología en todo el texto del RITE para poner de relieve las energías renovables: “utilización de energías renovables y aprovechamiento de energías residuales”:
 - *Se manda una **señal clara al sector** de que el aprovechamiento de energías renovables y energías residuales es clave*
- Se recogen los requisitos que debe reunir la bomba de calor para ser tenida en cuenta como energía renovable.
- Se actualizan definiciones: energía renovable y biomasa.
- Se reconocen las redes urbanas de calefacción y/o refrigeración como instalación térmica desde el punto de interconexión con el edificio, además de incluir obligaciones de información sobre estas redes:
 - *De esta manera las redes urbanas de calefacción y/o refrigeración tienen que cumplir unos **requisitos mínimos de eficiencia energética** (al menos entre el punto de conexión y el edificio)*
- Se actualizan los requisitos de formación para la obtención del carné del RITE de acuerdo a los conocimientos en energías renovables de la directiva.

✓ **Actualización del RITE a regulación y normas europeas y nacionales**

- Se eliminan los requisitos de rendimientos energéticos de productos regulados por reglamentos europeos de diseño ecológico, remitiendo directamente a estos. Se incluye la obligación de incluir la ficha de producto en el caso de que exista etiquetado energético en el proyecto en la memoria técnica de la instalación.
- Se han incluido las exigencias de seguridad de instalaciones renovables y algunas cuestiones relativas al programa de mantenimiento preventivo de instalaciones renovables que se han eliminado del nuevo Código técnico de la Edificación.
- Se han actualizado tanto las referencias a las normas UNE mencionadas en todo el texto del RITE, como determinados requisitos para instalaciones contenidos del RITE y que estaban establecidos en base a normas.
- Actualización de las referencias de reglamentos de seguridad industrial, LOPD, prevención y control de la legionela, etc.

3. EXIGENCIAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Se fijan las temperaturas de cálculo de las condiciones interiores para evitar sobredimensionamiento de equipos.
- Se establece la temperatura máxima de entrada a los emisores térmicos en 60°C (en lugar de temperatura media), para que los generadores funcionen a temperaturas más eficientes.

4. ALGUNAS ACLARACIONES

- Se sustituye la mención a “empresa suministradora” por el término “empresa distribuidora”.
- Se explicita que la prohibición de calderas y calentadores de agua de hasta 70 kW de tipo B afecta tanto al interior como al exterior de los edificios.

10.2.3. Certificados de Eficiencia Energética de Edificios

En la página web del MITERD se publica anualmente el número de certificados registrados por las Comunidades Autónomas¹. 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. Actualmente hay en España algo más de 5,7 millones de certificados (ver Tabla 10.1).

TABLA 10.1. NÚMERO DE CERTIFICADOS REGISTRADOS – DICIEMBRE 2022

CCAA	Nº Certificados de edificios nuevos acabados	Nº Certificados de edificios existentes
ANDALUCÍA	21.067	849.128
ARAGÓN	581	140.549
ASTURIAS ⁽¹⁾	977	79.954
BALEARES	3.513	155.499
CANARIAS ⁽¹⁾	3.435	137.818
CATALUÑA	14.620	1.370.265
C. LEON	2.492	199.716
C. MANCHA	3.126	259.792
EXTREMADURA ⁽¹⁾	7.884	27.266
GALICIA	7.253	234.618
MURCIA	4.447	113.363
NAVARRA	3.569	70.496
PAIS VASCO	3.374	206.465
RIOJA	558	41.732
VALENCIA	55.611	924.200
MADRID	10.600	886.908
CANTABRIA	304	83.652
CEUTA	23	2.791
MELILLA ⁽²⁾	0	0
TOTAL	143.434	5.784.212

⁽¹⁾ Datos actualizados a 31/12/2021

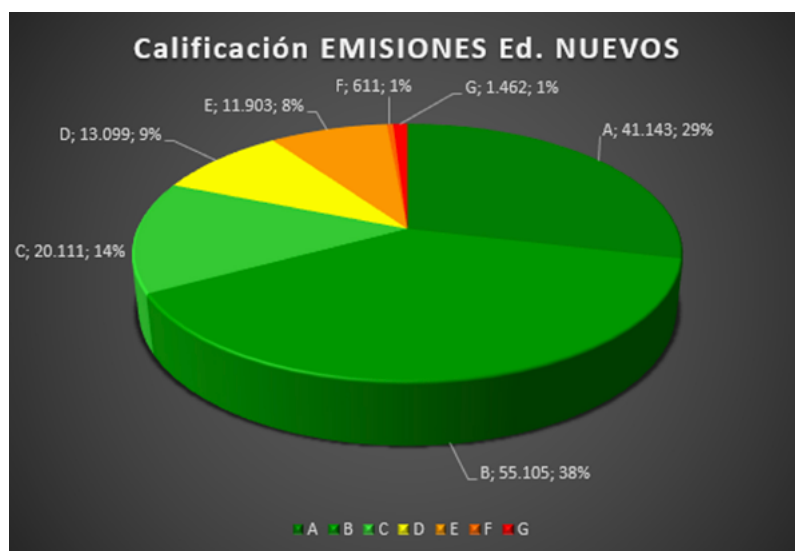
⁽²⁾ Sin datos a fecha de elaboración de este informe

FUENTE: REGISTRO COMUNIDADES AUTÓNOMAS

¹ <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Documentos/Paginas/documentosInformativos.aspx>

Para edificios nuevos, tal y como se observa en la Figura 10.1, casi el 70% (concretamente el 67%) de los certificados ya alcanza las calificaciones A y B, siendo sólo en torno al 10% las calificaciones E, F y G.

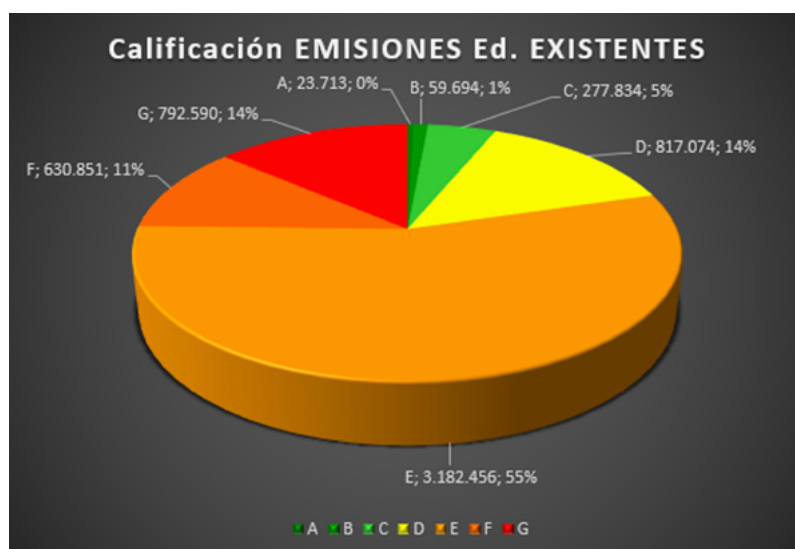
FIGURA 10.1. CALIFICACIÓN DE EMISIONES DE EDIFICIOS NUEVOS – DICIEMBRE 2022



FUENTE: MITERD-IDAE
Extremadura, Canarias y Asturias sin datos actualizados para 2022

En edificación existente, tal y como se muestra en la Figura 10.2 las calificaciones F y G suponen en su conjunto el 25% de los certificados registrados, siendo las calificaciones A, B y C algo más del 6%, con casi el 70% de los certificados de edificios existentes entre las categorías D y E.

FIGURA 10.2. CALIFICACIÓN DE EMISIONES DE EDIFICIOS EXISTENTES – DICIEMBRE 2022



FUENTE: MITERD-IDAE
Extremadura, Canarias y Asturias sin datos actualizados para 2022

10.2.4. Portal edificioseficientes.gob.es

En agosto de 2022 se puso en marcha el Geoportal [EdificiosEficientes.gob.es](https://edificioseficientes.gob.es), con información sobre los certificados energéticos de los edificios e inmuebles, tanto del sector residencial como del sector terciario.

El objetivo de este geoportal es promover actuaciones en eficiencia energética, como las rehabilitaciones de los edificios.

El Geoportal permite acceder al mapa de cada localidad y conocer gráficamente el certificado que corresponda a los inmuebles. Si disponen de certificado se indica si está caducado; si no lo tienen aún, se facilita una estimación del que puedan tener. También muestra una fotografía del inmueble e incluye enlaces a la web sobre certificación energética de edificios de la comunidad autónoma y a la web con las ayudas a la rehabilitación energética, así como consejos para reducir el consumo de energía y las emisiones de CO₂.



10.2.5. Inventario energético de los edificios de la Administración General del Estado

La DEE establece en el apartado 5, artículo 5 (Función ejemplarizante de los edificios de los organismos públicos) que los Estados miembros elaborarán y harán público un inventario energético de los edificios de las Administraciones centrales cuya superficie útil total sea de más de 250 m².

Sobre la base de este inventario se debe renovar anualmente el 3% de la superficie de estos edificios, con el fin de que cumplan, al menos, con los requisitos de rendimiento energético mínimos fijados en aplicación del artículo 4 de la Directiva 2010/31/UE o adoptar el enfoque alternativo del apartado 6, artículo 5.

En cumplimiento del artículo 5 de la DEE, desde diciembre de 2013 se ha publicado cada año en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica el inventario energético de los edificios pertenecientes a la Administración General del Estado (AGE), con los datos energéticos correspondientes al año previo.²

² En el siguiente link se puede encontrar el informe del año 2020, con los datos correspondientes a 2019: <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/directiva2012/Inventario/Inventario%20de%20Edificios%20de%20la%20Administraci%C3%B3n%20General%20del%20Estado/00%20Inventario%20energetico%20de%20los%20edificios%20de%20la%20Administracion%20General%20del%20Estado%20-%20Diciembre%202020.pdf>

10.3. AUDITORÍAS ENERGÉTICAS

De acuerdo con el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la DEE, en lo referente 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.

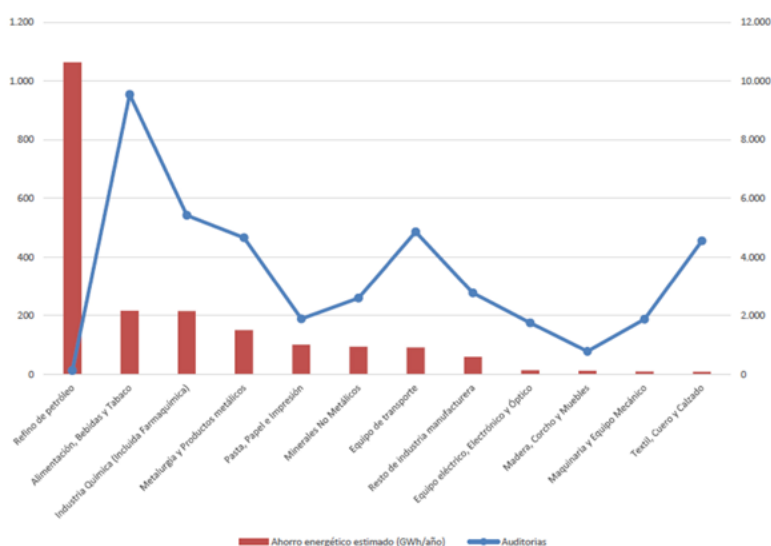
Como alternativa, podrán aplicar un sistema de gestión energética o ambiental, certificado por un organismo independiente con arreglo a las normas europeas o internacionales correspondientes, siempre que el sistema incluya una auditoría energética, como es el sistema ISO 50001 de gestión de energía.

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 creó en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un Registro Administrativo de Auditorías Energéticas (RAAE), con un catálogo de carácter público y gratuito, al que se puede acceder a través de la web del Ministerio en el que queda reflejada la información comunicada por aquellas grandes empresas, así como las comunicadas voluntariamente por el resto de las empresas, en relación con las auditorías llevadas a cabo.³

La base de datos en el año 2022 incluía 63.733 auditorías energéticas, con un ahorro energético estimado de 37.870,51 GWh/año, con unas emisiones evitables estimadas de 5.501,74 MtCO₂ e/año y con una inversión estimada de 7.769,6 M€.

FIGURA 10.3. DATOS DE AHORROS ENERGÉTICOS EN GWH/AÑO Y NÚMERO DE AUDITORÍAS POR SECTOR INDUSTRIAL. AÑO 2022

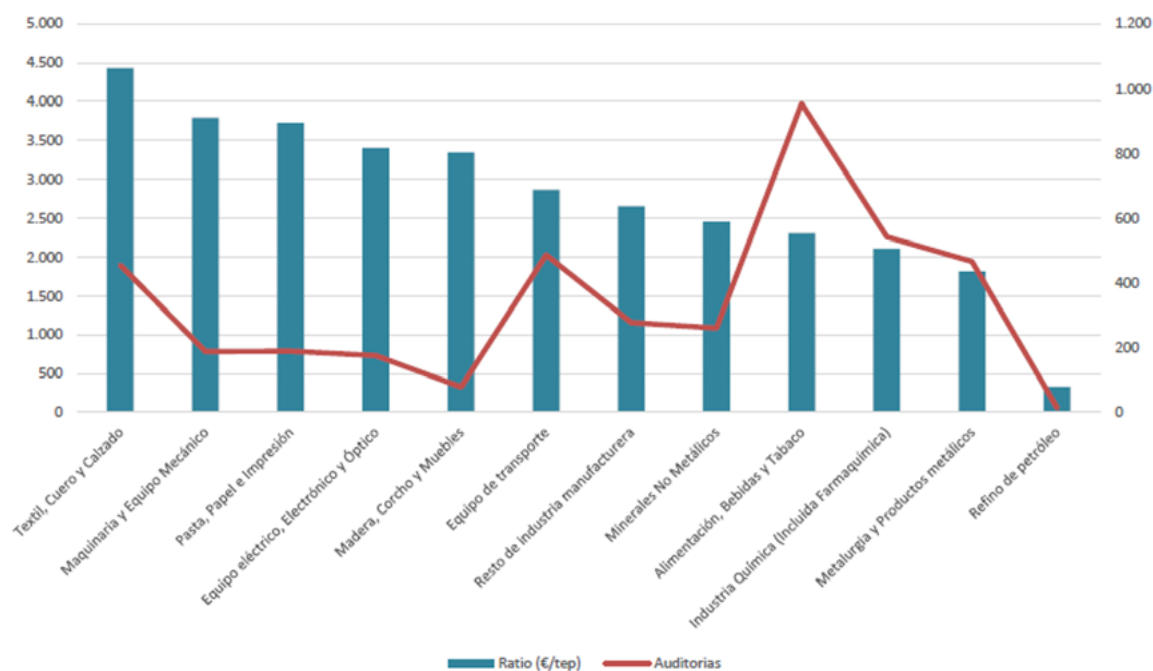


FUENTE: MITERD

³ El enlace para acceder a la información relacionada con el Registro Administrativo de Auditorías Energéticas es el siguiente: <https://energia.serviciosmin.gob.es/RAAE/>

10. Eficiencia energética

FIGURA 10.4. DATOS DE LA RATIO (€/TEP) DE INVERSIÓN FRENTE A LOS AHORROS ESTIMADOS Y NÚMERO DE AUDITORÍAS POR SECTOR INDUSTRIAL. AÑO 2022



FUENTE: MITERD

10.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSPORTE

10.4.1. Situación 2021-22 y opciones de mejora

Tradicionalmente el sector de la movilidad y el transporte es el sector que más energía consume en España (alrededor del 42% del total nacional). Además, el 80% del transporte se realiza por carretera, con una dependencia de los derivados del petróleo del 95%. Estos datos contrastan con la media de nuestro contexto europeo, en el que el transporte es el segundo sector más consumidor de energía, después de los edificios, y el transporte por carretera tiene una participación menor que la española.

Este sector es el segundo sector de la economía que, en cifras absolutas, debe de reducir más emisiones de CO₂ en el período 2021-2030 según la senda marcada por el PNIEC. En total se deben reducir 27 MtCO₂eq, lo que equivale a una reducción del 33%. Adicionalmente, esto también debe contribuir a reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno, partículas y otros contaminantes, cuyo principal responsable es el sector del transporte por carretera y que en las ciudades representa un gran problema para la salud de los ciudadanos.

Para alcanzar estos objetivos de descarbonización, se cuenta principalmente con el impulso al cambio modal, y por otro, con la utilización de energías renovables en el transporte, que se ha fijado en el 28% al final del período, por medio de la electrificación (5 millones de vehículos eléctricos en ese año) y el uso de biocarburantes avanzados.

Tras la crisis causada por la pandemia de COVID-19 en 2020, los sucesivos confinamientos y estrategias para reducir la movilidad provocaron una caída sin precedentes que no inició su recuperación hasta el final del primer semestre de 2021, y que no superó los niveles máximos de 2019 hasta el segundo semestre de 2022.

Con este escenario de recuperación de normalidad, y según los últimos datos recopilados por IDAE (solo hasta 2021), encontramos con resultados singulares marcados por la recuperación de la actividad normal: los consumos unitarios de todos los tipos de vehículos suben considerablemente respecto a 2020, pero están ligeramente por debajo de los datos de 2019. No parece que de estos datos se puedan arrojar conclusiones claras, pues la turbulencia causada por la crisis y la posterior recuperación, de carácter paulatino, ocultan casi completamente los efectos de cualquier otra causa.

Sin embargo, al analizar los datos unitarios por persona o tonelada y kilómetro recorrido, sí se obtienen resultados donde las turbulencias de los efectos de la pandemia no tienen una influencia clara, y que parecen ser más coherentes con la evolución global de cada serie.

Así, el consumo por pasajero y kilómetro (turismos, autobuses, ferrocarril, y transporte aéreo nacional) se ha incrementado un 13.58% respecto al año anterior. Es interesante notar que este indicador se ha incrementado un 37% desde el año 2000, pero que dicho incremento se debe muy particularmente a los turismos, cuyo consumo específico ha ido empeorando sistemáticamente año a año, y que el empeoramiento es particularmente acusado en los últimos tres años 2019 -2021, donde el incremento respecto a 2000 se ha más que duplicado, probablemente por efecto de la pandemia.

Las razones para este empeoramiento constante parecen claras:

- El parque automovilístico español está envejeciendo, y los vehículos pierden eficiencia con el uso. La edad media a finales de 2022 estaba en el entorno de los 14 años con una clara tendencia creciente.
- Los vehículos nuevos, aunque cuentan cada vez con motores más eficientes son cada vez más pesados, y esto difumina en términos prácticos las mejoras energéticas.
- Aunque los vehículos eléctricos son más eficientes, por una parte, su penetración es aún muy modesta: menos de 330.000 a finales de 2022 (menos del 7% del objetivo de 2030: 5 millones de vehículos); y por otra parte también sufren del efecto de “engorde” de los vehículos que los hace demandar más energía.

Los cambios son mucho menos abruptos en el transporte de mercancías:

- En el transporte por carretera, el consumo por tonelada y kilómetro ha subido un 2.12% de 2020 a 2021, aunque desde 2000 se ha acumulado un descenso del 14%.
- En el transporte fluvial y por ferrocarril se ha conseguido reducir un 1.53% de 2020 a 2021, manteniendo la evolución de mejora anual, casi constante desde el 2009.

De forma paralela, CORES también ha reportado un importante impulso en la recuperación del consumo, lamentablemente no compensado en términos de eficiencia energética:

10. Eficiencia energética

- El consumo de gasolinas se ha incrementado un 7% en 2022 con respecto a los valores prepandemia de 2019.
- El consumo de gasóleos ya se ha recuperado en 2022 hasta recuperar niveles casi idénticos a los del 2019 (aún por debajo en gasóleo para automoción, pero por encima en gasóleo para pesca y agricultura).
- En aviación la recuperación ya fue muy fuerte, con un consumo de queroseno un 15% por debajo de 2019 (llegó a caer más de un 65%) que probablemente terminará de recuperarse en 2023.

En todo caso, las previsiones de introducción de vehículo eléctrico prevén un fuerte incremento en los próximos años que con toda seguridad contribuirá a la descarbonización del sector. Es importante, sin embargo, seguir trabajando en otras medidas que ayuden a mejorar la eficiencia desde otras perspectivas.

Se recuerdan las medidas de **eficiencia energética en el transporte** en cuatro grandes bloques, si bien se subraya de nuevo la **perdida de eficiencia efectiva en los turismos** que requerirá una mayor atención y la necesidad de **establecer medidas adicionales** si se quiere lograr una descarbonización urgente y ambiciosa:

1. Medidas de fomento del cambio modal a otros modos de transporte más sostenibles.
2. Medidas de fomento de la renovación de flotas de transporte
3. Medidas de fomento del uso racional de los medios de transporte
4. Medidas para el fomento de la mejora del rendimiento del funcionamiento

10.5. INICIATIVAS DE AYUDA DESARROLLADAS EN 2021 Y 2022

Entre las líneas de ayuda gestionadas por la Administración General del Estado en materia de eficiencia energética, durante los años 2021 y 2022 cabe destacar las siguientes, organizadas de acuerdo con el origen de los fondos:

Fondo Nacional de Eficiencia Energética

1. Programa de ayudas para la realización de actuaciones de eficiencia energética en explotaciones agropecuarias (Real Decreto 149/2021, de 9 de marzo)

Concesión directa de subvenciones por prelación temporal para cada una de las convocatorias que establezca cada comunidad autónoma. Las actuaciones subvencionables corresponden a dos tipologías:

- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de regadío.
- Mejora de la eficiencia energética y utilización de energías renovables en explotaciones agropecuarias

Las ayudas cubren hasta el 30% del coste del proyecto y las actuaciones elegibles tendrán que lograr una reducción del consumo de energía final como mínimo del 10%.

El presupuesto del programa es de 30.000.000 euros.

2. Campaña de comunicación de casos de éxito en rehabilitación energética de edificios

El Comité de Seguimiento y Control del Fondo Nacional de Eficiencia Energética acordó en su reunión de 20 de octubre de 2021 la utilización de los remanentes del Fondo Nacional de Eficiencia Energética para llevar a cabo una actuación para la mejora de la competitividad de la oferta de servicios de eficiencia energética en edificios mediante la difusión de casos de éxito.

El presupuesto de la campaña fue de 30.000 euros.

Fondo de Recuperación *Next Generation EU* (Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Europeo para España)

1. Programas de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (MOVES III) (Real Decreto 266/2021, de 13 de abril)

Ayuda en modalidad de concesión directa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla, que serán las que realicen las convocatorias de ayudas.

Se plantean dos tipos de actuaciones elegibles:

- Adquisición de vehículos eléctricos enchufables y de pila de combustible.
- Implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

El presupuesto inicial del programa fue de 400.000.000 euros, si bien ha sido ampliado en el año 2022 hasta los 693.647.590 euros, para dar respuesta a peticiones de ampliación de diversas comunidades autónomas.

2. Programa de incentivos a proyectos singulares en movilidad eléctrica (Programa MOVES Proyectos Singulares II) (Orden TED/800/2021, de 23 de julio)

Ayuda en modalidad de concurrencia competitiva.

Incentiva proyectos de desarrollo tecnológico y experiencias innovadoras en movilidad eléctrica que sirvan para promover el salto tecnológico hacia el vehículo eléctrico y de pila de combustible.

El presupuesto del programa es de 100.000.000 euros.

3. Programa de ayudas a proyectos de electrificación de flotas de vehículos ligeros (Programa MOVES FLOTAS). (Orden TED/1427/2021, de 17 de diciembre)

Ayuda en modalidad de concurrencia competitiva.

Incentiva proyectos de electrificación de flotas de vehículos ligeros, llevados a cabo en el territorio nacional.

El presupuesto del programa es de 50.000.000 euros.

4. Programa de rehabilitación energética para edificios existentes en municipios de reto demográfico (PREE 5000). (Orden TED/691/2021, de 3 de agosto)

Concesión directa de subvenciones por prelación temporal para cada una de las convocatorias que establezca cada comunidad autónoma.

Las actuaciones subvencionables corresponden a tres tipologías:

- Mejora de la envolvente térmica.
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas.
- Mejora de las instalaciones de iluminación.

El presupuesto inicial del programa fue de 50.000.000 euros, si bien ha sido ampliado en el año 2022 hasta los 72.542.500 euros, para dar respuesta a peticiones de ampliación de diversas comunidades autónomas.

5. Programa de ayudas para inversiones a proyectos singulares locales de energía limpia en municipios de reto demográfico (DUS 5000). (Orden TED/692/2021, de 3 de agosto)

Concesión directa de subvenciones por prelación temporal para cada una de las convocatorias que establezca cada comunidad autónoma.

Las actuaciones subvencionables se integran en alguna de estas cinco medidas:

- MEDIDA 1: Reducción de la demanda y el consumo energético en edificios e infraestructuras públicas.
- MEDIDA 2: Instalaciones de generación eléctrica renovable para autoconsumo.
- MEDIDA 3: Instalaciones de generación térmica renovable y de redes de calor y/o frío.
- MEDIDA 4: Lucha contra la contaminación lumínica, alumbrado eficiente e inteligente, Smart Rural y TIC.
- MEDIDA 5: Movilidad Sostenible.

El presupuesto inicial del programa fue de 75.000.000 euros, si bien ha sido ampliado en el año 2022 hasta los 675.000.000 euros, para dar respuesta a peticiones de ampliación de diversas comunidades autónomas.

6. Plan para la transición energética en la Administración General del Estado

La componente 11 “Modernización de las Administraciones Públicas” del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) incluye un plan de transición energética en la Administración General del Estado (C11.4). Este plan conforma un paquete global de 1.070.000.000 euros que tiene como objetivo modernizar las administraciones públicas en el ámbito de la transición ecológica, en coherencia con el Pacto Verde Europeo y la Directiva de la Eficiencia Energética, incluyendo medidas dirigidas hacia el ahorro y eficiencia energética, y el compromiso con las energías renovables y movilidad sostenible.

Así, durante 2021 y 2022 se han alcanzado distintos acuerdos interdepartamentales entre la Secretaría de Estado de Energía con distintos ministerios e instituciones definiendo una serie de actuaciones concretas en

edificios e instalaciones (renovación de alumbrado, instalación de sistemas de autoconsumo y generación térmica con fuentes de origen renovable) con la intención de reducir el consumo energético. Respecto a la movilidad, los acuerdos contemplan la sustitución de vehículos existentes por vehículos nuevos “Cero Emisiones” y la instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos que den cobertura a los nuevos vehículos.

10.6. ETIQUETADO ENERGÉTICO: EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EQUIPOS

El etiquetado energético es una herramienta comparativa puesta a disposición de los consumidores que les permite incorporar a sus criterios de compra habituales (precio, reconocimiento de marca, prestaciones, etc.) el criterio medio ambiental sobre el consumo de energía y de otros parámetros asociados (consumo de agua, aptitud para la función, etc.). Así, y de forma muy visual, los consumidores tienen la opción de comparar tanto online como en los lineales de las tiendas físicas, productos de las mismas familias y de similares características técnicas, desde el punto de vista de su eficiencia energética y consecuente ahorro económico y contribución medio ambiental.

El Reglamento (UE) 2017/1369 del Parlamento Europeo y del Consejo de 4 de julio de 2017, por el que se establece un marco para el Etiquetado Energético y deroga la Directiva 2010/30/UE, desarrolla dicho marco mediante Reglamentos Delegados para cada familia de productos. En 2021 y 2022 solo se agregó un nuevo Reglamentos Delegado a los anteriormente aprobados:

Reglamento	Familia de productos
Reglamento Delegado (UE) 2021/340	Modificación de Reglamentos Delegados de etiquetado energético de pantallas electrónicas, las lavadoras domésticas y las lavadoras-secadoras domésticas, las fuentes luminosas, los aparatos de refrigeración, los lavavajillas domésticos y los aparatos de refrigeración con función de venta directa

El Reglamento de Etiquetado Energético establece la creación de una base de datos de productos con etiquetado energético (EPREL) así como su acceso online. Desde el 1 de enero de 2019, los fabricantes, importadores y representantes autorizados deben registrar los productos que requieran etiquetas energéticas en EPREL y cargar la documentación técnica antes de venderlos en el mercado europeo.

La base de datos proporciona información adicional sobre los productos que no está incluida en la etiqueta, además de la etiqueta para su visualización y descarga, e incluye dos secciones para diferentes grupos objetivo: Una parte pública para los consumidores y una parte privada como herramienta de apoyo a las autoridades de vigilancia del mercado, permitiéndoles acceder, sólo a ellas, a la información técnica y datos de los proveedores para verificar el cumplimiento de los requisitos marcados por la legislación.

10.6.1. Vigilancia de mercado

Toda esta reglamentación debe respetar lo establecido en el Reglamento (UE) 2019/1020 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de junio de 2019, relativo a la vigilancia del mercado y la conformidad de los productos y que modifica la Directiva 2004/42/CE y los Reglamentos (CE) n.º 765/2008 y (UE) n.º 305/2011.

Para dar cumplimiento al artículo 13 del citado Reglamento, se ha aprobado el MARCO ESTRATÉGICO NACIONAL GENERAL PARA LA VIGILANCIA DEL MERCADO DE PRODUCTOS NO ALIMENTARIOS (MENVIME) 2022-2025.

El MENVIME representa una panorámica de la estrategia nacional general de vigilancia del mercado, con el fin de garantizar un enfoque coherente, global e integrado para la vigilancia de mercado en España y la aplicación coordinada de la legislación de armonización de la Unión dentro de nuestro territorio, incluido el control en las fronteras, que lo son también de la UE.

El MENVIME se desarrolla a partir de planes sectoriales. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, junto con las CCAA, ha elaborado y aprobado el PLAN SECTORIAL DE VIGILANCIA DEL MERCADO DE ETIQUETADO ENERGÉTICO 2022-2025. En él se realiza un diagnóstico específico del sector, se identifican áreas horizontales como prioridades y se planifican las campañas para este periodo.

Por otro lado, en el año 2022 concluyeron los trabajos de comprobaciones documentales y comprobaciones online y físicas desarrolladas en la campaña de prospección de mercado para la vigilancia del cumplimiento del Reglamento (UE) 2017/1369 de etiquetado energético, cuyo objetivo era garantizar que los productos puestos a disposición de los consumidores, así como los fabricantes y distribuidores cumplieran los requisitos establecidos en la normativa vigente y aplicable.

10.7. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INSTALACIONES DE ALUMBRADO EXTERIOR

Mediante el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones Técnicas Complementarias EA-01 a EA-07.

En el año 2022, se modificó la ITC-EA-01 sobre eficiencia energética, por el Real Decreto-Ley 18/2022, de 18 de octubre, con el objetivo de actualizarla e introducir aquellas mejoras que se han puesto de manifiesto en estos años gracias a los avances técnicos producidos.

La finalidad es contemplar nuevas tecnologías de alumbrado que no se contemplaban en el 2008, aumentar la exigencia de la eficiencia energética de las instalaciones de alumbrado exterior y dar visibilidad a la etiqueta energética al ciudadano, fomentando la eficiencia energética, dado que se exige su exposición al exterior. De esta manera, se actualiza el sistema de clasificación de modo que sólo las instalaciones de alumbrado más eficientes alcanzarán un etiquetado A o B.

A su vez, se mejoran significativamente los requisitos mínimos de eficiencia energética (ϵ), mejorando un 119% de promedio para alumbrado funcional y un 163% para alumbrado ambiental, así como exigiendo un nuevo requisito de potencia unitaria máxima (P_u), que limita la potencia a instalar por superficie.

Con este nuevo procedimiento de cálculo, el etiquetado refleja fielmente el estado de la técnica, dando al usuario final información más realista de la eficiencia de su instalación. Esta información favorecerá la instalación del alumbrado más eficiente, permitiendo a las administraciones públicas u otras entidades que instalen o renueven alumbrado exterior descartar aquellas alternativas que no lo sean.

11. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE

11.1. INTRODUCCIÓN

España tiene el firme compromiso de luchar contra el cambio climático y esto se manifiesta en 2021 con la aprobación de la Ley 7/21, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, en donde se fija el objetivo de alcanzar la neutralidad climática antes de 2050.

Debido a la intensa relación entre energía y clima, en los últimos años se está produciendo una creciente integración de las políticas públicas en estos dos ámbitos, tanto a nivel europeo como nacional. Un claro exponente de ello es la exigencia a los Estados miembros de la Unión Europea (UE) de disponer de Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) aprobados y actualizados para la década 2021-2030, que garanticen el cumplimiento de los objetivos europeos en los dos ámbitos.

El PNIEC establece las bases para alcanzar la neutralidad climática a mediados de siglo, de manera que se aprovechen por parte de la economía española la multitud de oportunidades que plantea la descarbonización: generación de tejido productivo, empleo, aumento del valor añadido y de la competitividad de las empresas españolas por el abaratamiento de los costes energéticos.

El PNIEC establece los siguientes objetivos(así como las medidas para su consecución):

- Un 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Un 42% de renovables en el uso final de la energía.
- Un 39,5% de mejora de eficiencia energética en la próxima década.
- Un 74% de presencia de energías renovables en el sector eléctrico

Por todo ello, en este apartado 11 se presenta información sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector energético, el precio de los derechos de emisión del régimen de comercio de derechos de emisión (RCDE) y, debido a su importancia en el sector eléctrico y en la obtención de combustibles a través del refino, se concretan las emisiones a la atmósfera más relevantes de las grandes instalaciones de combustión (GIC).

11.2. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2021 Y 2022

El Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2021 (GEI)¹ estimó unas **emisiones brutas de 288,85 MtCO_{2eq}² para el año 2021**, lo que supone un aumento global de las emisiones de CO_{2eq} en 2021 respecto al año anterior del +6,1 %, un +0,4% más respecto de 1990 (figura 11.2) y una disminución del -34,2% respecto de 2005.

¹ Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2021, edición 2023: https://www.miteco.gob.es/content/dam/miteco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei/es_nir_edicion2023_tcm30-560374.pdf

² MtCO_{2eq} son Millones de toneladas de CO₂ equivalente, es decir, las emisiones de todos los gases de efecto invernadero se equiparan a las que corresponderían si fueran CO₂ para poder dar un solo parámetro. Esto se debe a que el potencial de calentamiento global no es igual para todos los gases.

Según el inventario, este aumento en comparación con las emisiones de 2020 en el sector de la energía puede explicarse por:

- El crecimiento en la demanda de energía eléctrica del +2,6 %, que no ha logrado compensar el descenso de emisiones por el aumento de la generación eléctrica de origen renovable (46,7 % del total de electricidad generada en 2021 en España) especialmente gracias a la generación eólica y solar fotovoltaica, con unos incrementos respecto a 2020 de un +10,2 % y un +36,9 %, respectivamente. En la generación eléctrica, se ha continuado la reducción en el uso del carbón en 2021 (-0,7 % respecto a 2020, año en el que había bajado un -60 %). Las emisiones del sector de la generación eléctrica han sido el 10,8 % del total. En comparación con el año anterior, ha supuesto un incremento del +1,6 %.
- Una disminución de las emisiones de la combustión en refinerías del -2,1 %, a pesar de suponer el +3,1 % de las emisiones totales, que puede estar ligada seguramente al descenso de actividad en el sector.
- Un aumento de las emisiones del transporte por carretera del +15,2 %, transporte aéreo nacional del +43,4 % y de la navegación doméstica del 13,5 %.

En el Avance de Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2022³ publicado en septiembre de 2023 se estiman unas emisiones brutas de **293,8 MtCO_{2eq}** para el año 2022, lo que supondría un **aumento del +1,7 % respecto a las de 2021** (ver tabla 11.1), lo que equivale a un incremento en **+4,9 MtCO_{2eq}**, un **+2,1 % respecto de 1990 y -33 % respecto de 2005**.

Las emisiones de GEI procedentes de sectores sujetos al sistema europeo de comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés), que han supuesto el +32,7 % del total, y aumentaron en 2022 un +5,16 % respecto al año anterior, mientras que las emisiones procedentes de los sectores difusos disminuyeron en un -0,29 %.

A grandes rasgos, en lo que respecta a la energía, según el Avance de inventario 1990-2022, este aumento puede explicarse porque:

- Las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la generación eléctrica han aumentado un +43,3 % respecto a 2021, debido a que: la demanda eléctrica total disminuyó en 2022 un +2,4 % respecto a 2021, pero la generación total subió un +6,3 % (se exportó al exterior un total de 19.802 GWh); al haber sido 2022 un año hidrológico seco, la producción hidráulica en 2022 descendió un -39,6 % respecto al año anterior, lo que fue compensado con el uso de otras fuentes renovables (crecimiento de la producción eólica del +1,1 % respecto al 2021 y de la fotovoltaica con un +33 %), pero también con el uso de combustibles fósiles para exportar energía fuera de España, de forma que la producción en centrales de ciclo combinado creció un +53,1 % respecto al año 2021 (Ver figura 11.14).
- Las emisiones originadas por el transporte muestran una variación interanual del +4,4 %. El transporte por carretera, que por sí solo representa el 28,1 % del total del inventario, aumentó un +2,9 % respec-

³ Avance de Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2022 publicado en septiembre de 2023: https://www.miteco.gob.es/content/dam/mitco/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/avance_GEI_2022.pdf

to al 2021, y la aviación nacional, aunque sólo supone un 1 % del total del Inventario, aumentó un +35,5 % respecto al año anterior.

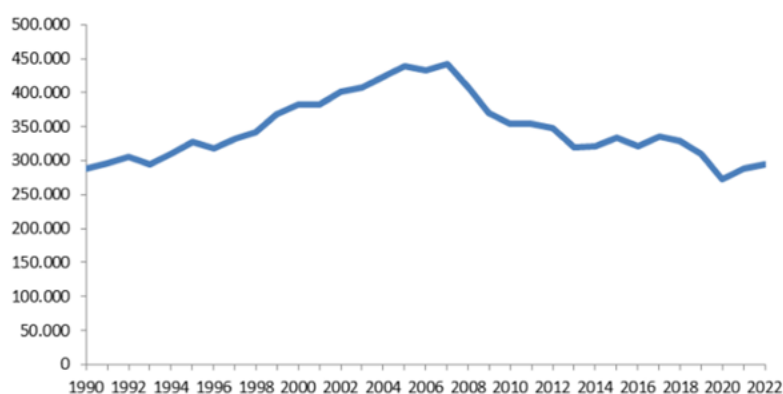
- En conjunto, las emisiones por consumo de combustibles en el sector de la Energía, que incluye generación eléctrica, transportes y combustión en industrias, entre otros, registra un aumento de emisiones de GEI del +3,7 % respecto al año anterior.

Las variaciones interanuales para el sector de la generación eléctrica entre 2021 y 2022 (+15,2 % de las emisiones totales nacionales) se caracterizan porque:

- En 2022 es el subsector que más aumenta sus emisiones, tanto en términos absolutos (+13,5 millones de toneladas de $\text{CO}_{2\text{eq}}$) como relativos (+43,3 % respecto a 2021).
- La demanda eléctrica total nacional disminuyó un -2,4 % respecto a 2021, pero la generación total subió un +6,3 %, debido a un incremento de la exportación al exterior (19.802 GWh en total). Continúa habiendo una fuerte penetración de las renovables (42,2 % del total de la generación eléctrica en 2022), con un crecimiento de la producción eólica del +1,1 % respecto al 2021 y de la fotovoltaica con un +33 %.
- Debido al descenso de la producción hidráulica en 2022 se registró un aumento del uso de combustibles fósiles. La producción en centrales de ciclo combinado con gas natural creció un +53,1 % respecto al año anterior. La generación con combustibles sólidos, incluido el carbón, aunque sólo supone un 3,9 % del total de emisiones de GEI del Inventario, registró un aumento interanual del +55,8%. La generación eléctrica extrapeninsular con fuel/gas aumentó un +9 % respecto a 2021.
- Todo esto debe entenderse en el contexto de cambio que hubo entre 2020 y los dos años posteriores debido al impacto del COVID-19 durante 2020 y el posterior inicio de la recuperación económica. En 2022 se registró un crecimiento del Producto Interior Bruto a precios de mercado del 5,5 % respecto al del año 2021, por lo que se observa que sigue habiendo un desacoplamiento entre las emisiones de gases de efecto invernadero y el crecimiento del PIB. Igualmente, se comprueba que las emisiones de $\text{CO}_{2\text{eq}}$ son un -5,2 % inferiores a las del año 2019, antes del comienzo de la crisis originada por la pandemia del COVID-19.

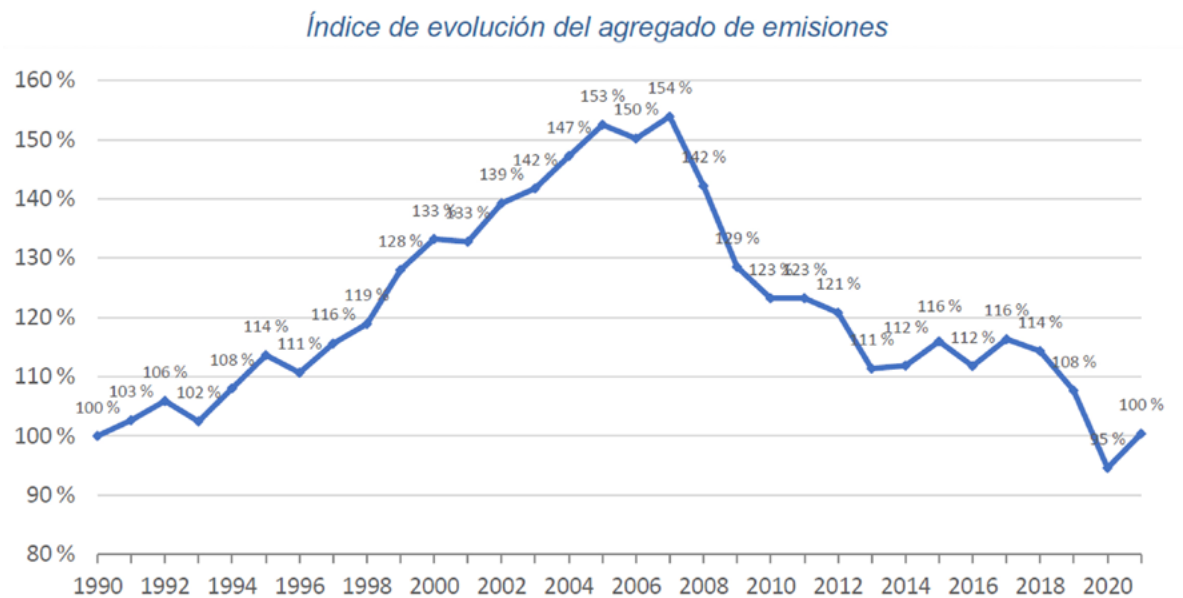
FIGURA 11.1.: HISTÓRICO DE LAS EMISIONES BRUTAS DE GEI.

Evolución emisiones GEI, kt $\text{CO}_2\text{-eq}$



FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

FIGURA 11.2.: ÍNDICE DE EVOLUCIÓN DEL AGREGADO DE EMISIONES GEI DESDE 1990 A 2021



FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

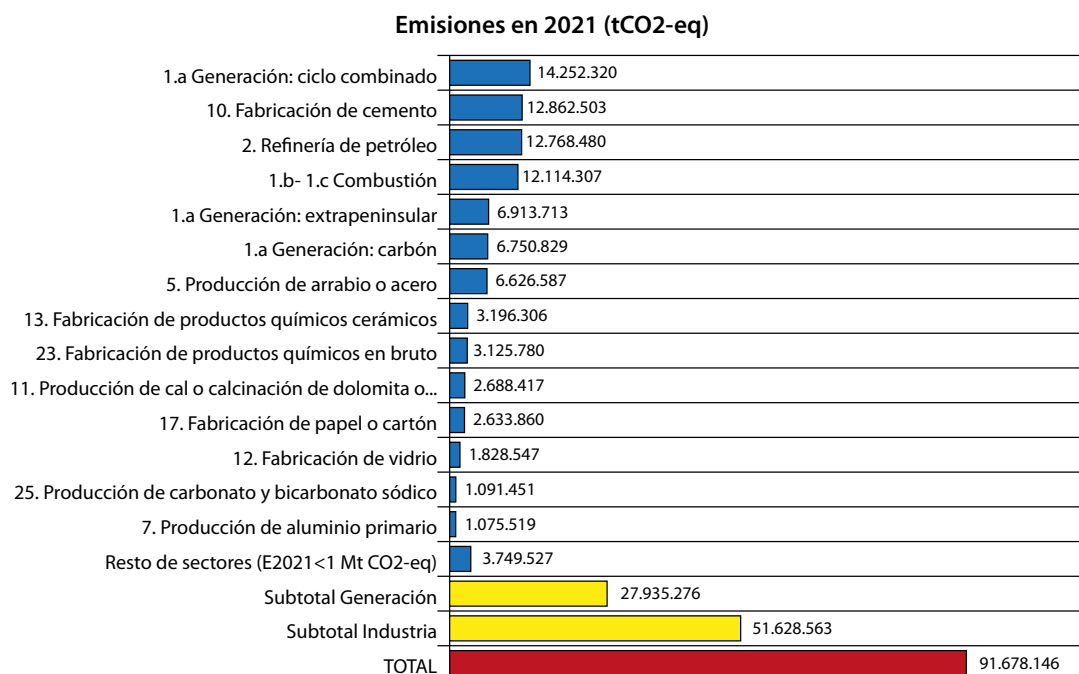
TABLA 11.1: TABLA RESUMEN DE LAS EMISIONES DE GEI DE 2021 Y 2022. FUENTE: MITERD (OFICINA ESPAÑOLA DE CAMBIO CLIMÁTICO)

Sector	Emisiones GEI (kt CO ₂ -eq)		Variación 2022-2021		Contribución al total de 2022
	2021	2022	absoluta	%	
ETS	91.541	96.260	4719	5,16 %	32,80 %
Difusos	195.133	194.573	-560	-0,29 %	66,20 %
Aviación	2.175	2.946	771	35,47 %	1,00 %

FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

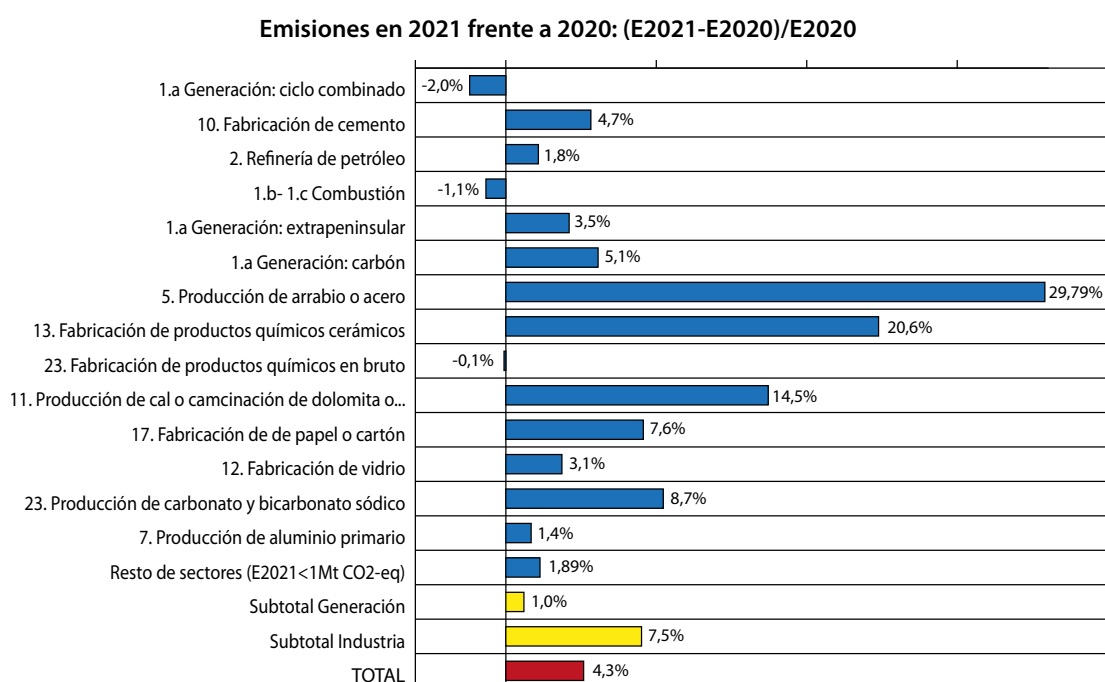
En la figura 11.3 se muestran las emisiones del año 2021 y en la figura 11.5 las de 2022⁴. No aparecen todas las actividades que definen el ámbito de aplicación, sino sólo aquellas cuyas emisiones superaron en el año correspondiente el millón de toneladas equivalentes de CO₂. Las actividades con emisiones por debajo de este umbral se agrupan. En el sector de la energía se destaca la generación con ciclo combinado, la refinería de petróleo, la combustión, la generación extrapeninsular, la generación con carbón y el sumatorio total de la generación de electricidad.

⁴ Análisis global y sectorial del año 2021 de la Aplicación de la ley 1/2005 publicado por el MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

FIGURA 11.3.: EMISIONES DE GEI EN 2021.

FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

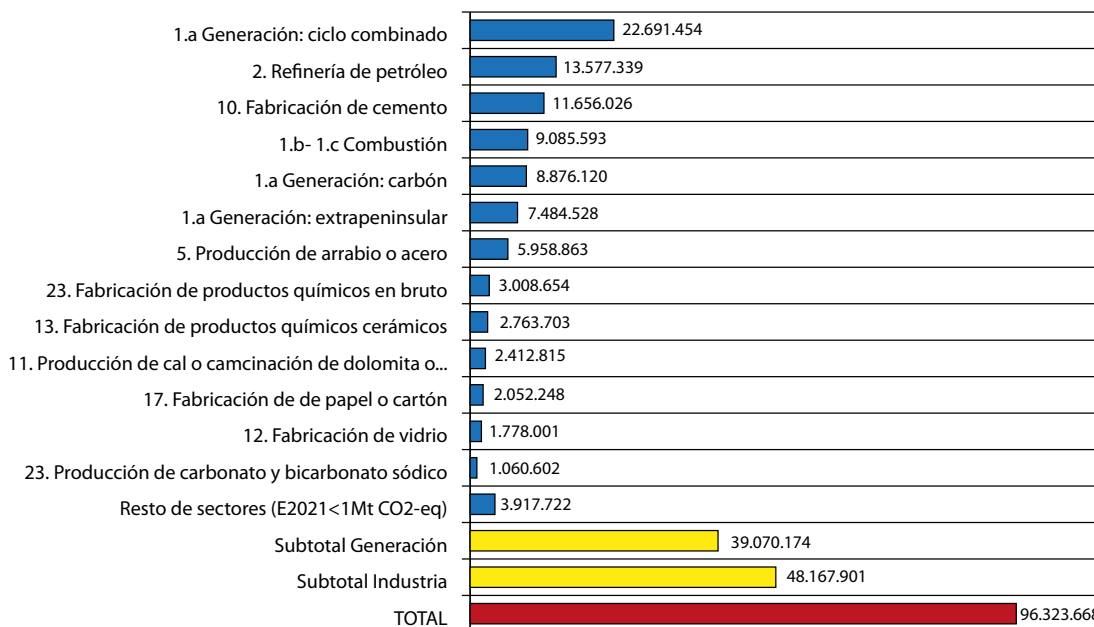
En la figura 11.4 se comparan las emisiones de 2021 con las correspondientes a 2020 y en la figura 11.6 las de 2021 con las de 2022. Las emisiones de la generación de electricidad se pueden observar que fueron un +1% mayores en 2021 que en 2020 y un +39,9% en 2022 que en 2021.

FIGURA 11.4.: EMISIONES DE GEI EN 2021 FRENTE A 2020.

FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

FIGURA 11.5.: EMISIONES DE GEI EN 2022.

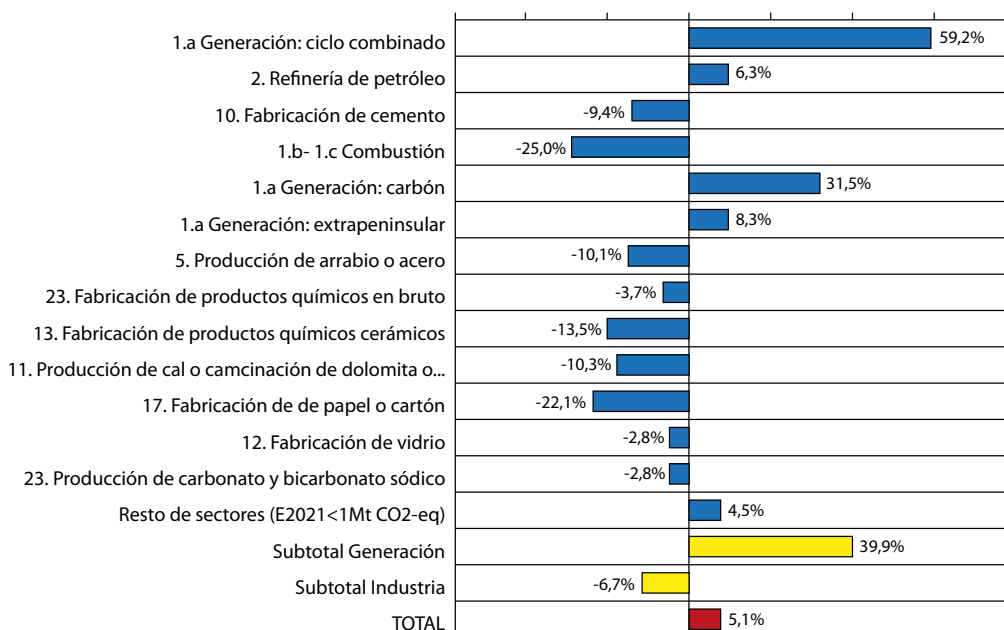
Emisiones en 2022 (tCO₂-eq)



FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

FIGURA 11.6.: EMISIONES DE GEI EN 2022 FRENTE A 2021.

Emisiones en 2022 frente a 2021: (E2022-E2021)/E2021

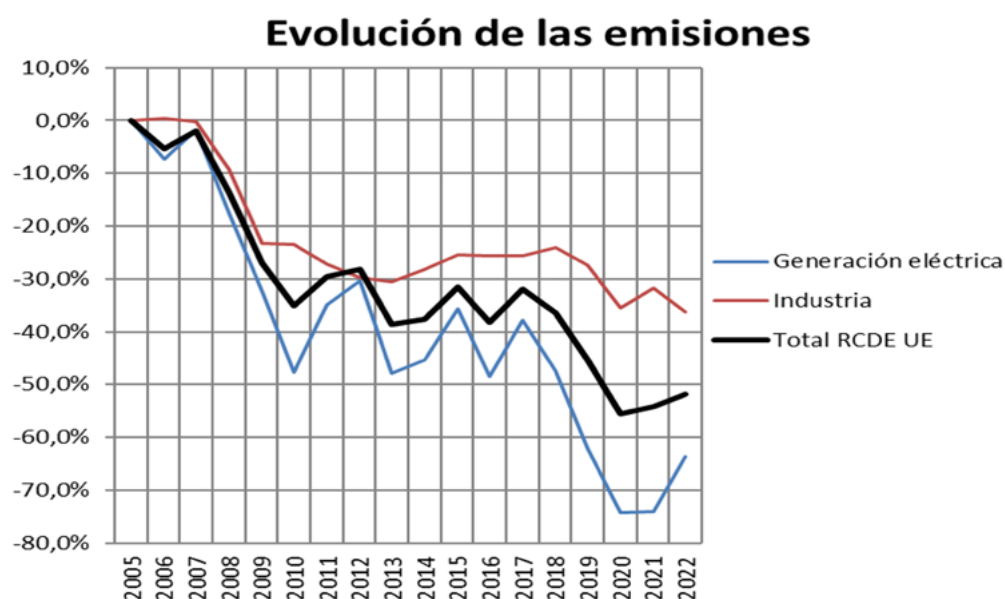


FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

Según los datos de Red Eléctrica de España la generación de electricidad aumentó un 3,4% en 2021 respecto a 2020 y claramente por encima del aumento de las emisiones. Así pues, se produce una ligera mejoría en el índice de emisiones por electricidad generada (la eficiencia atmosférica), pasando de 0,144 a 0,138 tCO₂/MWh. Respecto a la generación es destacable que el saldo neto de intercambio pasó en 2021 de ser importador (852 GWh) a exportador en 2022 (-19.800 GWh); este saldo neto exportador supone alrededor de un 7% del total de electricidad generada. Por tecnologías, creció la generación con ciclo combinado (+53%), carbón (+56%) y fotovoltaica (+33%), y descendió notablemente la hidráulica (-40%) respecto a 2021. En términos absolutos, lo más relevante es el aumento en la generación mediante ciclo combinado, principal razón detrás del aumento de emisiones.

A continuación, en la figura 11.7 se presentan los datos de emisiones desde que arrancó el RCDE en la Unión Europea en el año 2005:

FIGURA 11.7.: EVOLUCIÓN DE LAS EMISIONES DESDE 2005 HASTA 2022.



FUENTE: MITERD (Oficina Española de Cambio Climático).

11.3. EVOLUCIÓN PRECIOS DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN DE CO₂ EN 2021 Y 2022

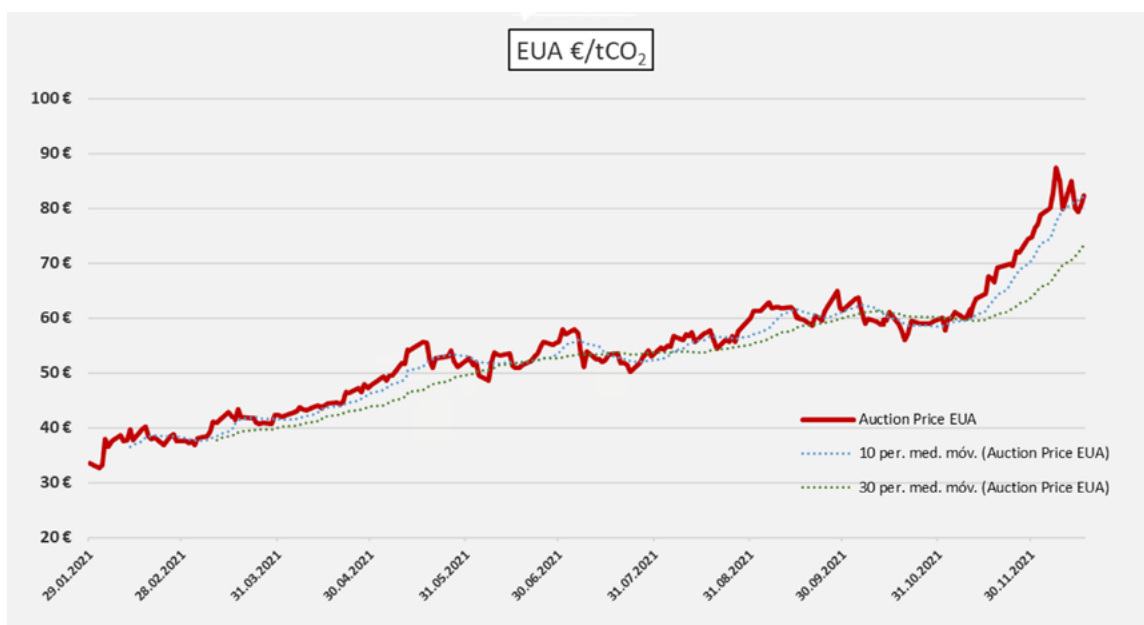
Las instalaciones que se listan en la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de octubre de 2003, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en la Comunidad, deben entregar a la autoridad competente los derechos de emisión que equivalgan a la cantidad de emisiones que se les ha permitido realizar para un año concreto. Es por ello, que surge un mercado de derechos de emisión y estos tienen un precio que fluctúa en función de su demanda y su disponibilidad.

El mercado de derechos de emisión se regula en España desde 2005 con la Ley 1/2005⁵. A continuación, se muestra la evolución del precio para 2021 y 2022. El acrónimo en inglés de derechos de emisión es EUA⁶ (Emission Unit Allowance).

2021

El precio de los derechos de emisión de CO_{2eq} aumentó a lo largo de todo el año, aunque con pequeñas fluctuaciones, experimentando una subida más pronunciada en los últimos meses de 2021. La variación anual fue del 145,45% Ver figura 11.8.

FIGURA 11.8.: EVOLUCIÓN DIARIA DE LOS PRECIOS DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN EN €/TCO_{2eq} A LO LARGO DE 2021.



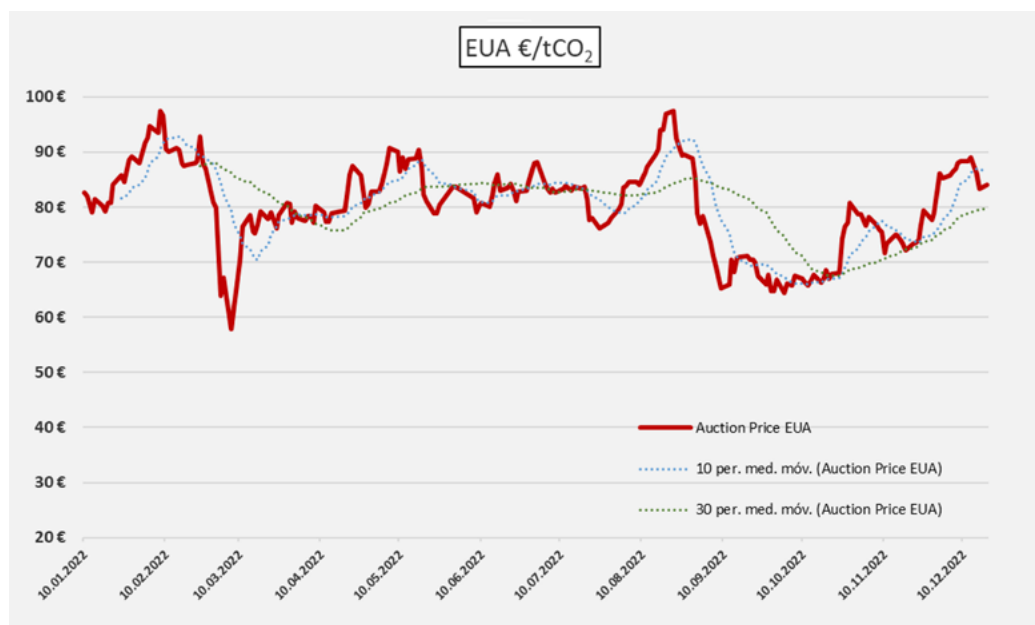
FUENTE: MITERD

2022

Durante todo el año 2022 los precios de los derechos de emisión han fluctuado entre los casi 100€ y algo por debajo de los 60€. Después de una bajada importante tanto en marzo como en septiembre, volvieron a subir y recuperar sus valores anteriores tras unos meses. Ver figura 11.9.

⁵ Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

⁶ EUA son los derechos de emisión de las instalaciones fijas y los EUAA son los correspondientes al sector de la aviación. Con el objetivo de simplificar el texto, se hará referencia a ambos como un conjunto bajo el acrónimo EUA.

FIGURA 11.9.: EVOLUCIÓN DIARIA DE LOS PRECIOS DE LOS DERECHOS DE EMISIÓN EN €/Tco_{2EQ} A LO LARGO DE 2022.

FUENTE: MITERD

Entre los métodos de asignación de derechos de emisión vigente en el Régimen de Comercio de Derechos de emisión (RCDE UE) se encuentra la asignación gratuita, en el caso de cumplir una serie de requisitos establecidos en la normativa aplicable, existiendo otra forma es a partir de una subasta. Cada Estado Miembro tiene una cantidad de EUA asignada que subasta en determinados días en el European Energy Exchange (EEX). En ese momento se establece el precio de venta según las ofertas, de ahí las fluctuaciones que podemos observar en las dos figuras anteriores. En la tabla 11.2 se presenta un resumen de estas subastas desde 2014 hasta 2022.

TABLA 11.2: DATOS SOBRE LAS SUBASTAS DE EUA DESDE 2014 HASTA 2022.

Periodo	Nº Subastas	Volumen Subasta (Eua+Euaa)	Volumen Medio Por Subasta (Eua+Euaa)	Ingresos (€)	Precio Máximo (€/Tco ₂)	Precio Mínimo (€/Tco ₂)	Precio Medio (€/Tco ₂)
2014	148	55.880.500	377.571	330.096.810	7,10	4,17	5,91
2015	151	64.385.500	426.394	489.523.565	8,63	6,36	7,61
2016	138	70.193.500	508.649	369.456.665	7,45	3,94	5,25
2017	140	85.544.500	611.032	493.550.495	7,91	4,35	5,77
2018	143	84.476.500	590.745	1.306.041.790	24,85	7,68	15,68
2019	146	50.573.500	346.394	1.245.192.165	29,46	18,62	24,73
2020	145	60.145.000	414.793	1.240.340.445	30,92	14,60	24,37
2021	137	58.436.000	426.540	2.482.936.710	87,45	32,66	54,22
2022	147	40.531.500	275.725	3.231.161.675	97,51	57,91	80,75

FUENTE: MITERD - SENDECO

11.4. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Este apartado se centra en las emisiones de las Grandes Centrales de Combustión (GIC).

En el Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos, correspondiente a la serie 1990-2021⁷, se muestra datos sobre los óxidos de Nitrógeno (NO_x), compuestos orgánicos volátiles no metálicos (COVNM), dióxido de Azufre (SO₂), amoníaco (NH₃) y partículas en suspensión de diámetro inferior a 2,5 micrómetros (PM_{2,5}) en las actividades del sector energético tal y como se muestra en la tabla 11.3, ya que son los contaminantes gaseosos exigidos por la Directiva de Techos Nacionales de Emisión⁸. Sin embargo, las GIC están reguladas más específicamente en la Directiva 2010/75/UE de Emisiones Industriales⁹ y se detallan en este apartado sus emisiones según los requerimientos de esta normativa.

TABLA 11.3: DESGLOSE DE LAS EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS DEL AÑO 2021 PARA EL TOTAL NACIONAL.

FUENTES EMISORAS DE GEI Y SUMIDEROS	NO _x	COVNM	SO ₂	NH ₃	PM _{2,5}
	kilotoneladas				
Total emisiones	667,5	565,2	130,6	482,1	138,5
1. Procesado de la energía	522,4	129,8	113,4	10,8	69,5
A. Actividades de combustión	518,3	107,5	92,0	10,7	69,3
1. Industrias del sector energético	70,1	11,1	13,3	1,9	5,0
2. Industrias manufactureras y de la construcción	104,1	22,0	54,6	1,7	9,3
3. Transporte	254,6	26,2	5,6	2,7	15,7
4. Residencial y otros	86,6	48,2	18,4	4,4	39,3
5. Otros sectores	3,0	0,1	0,1	0,0	0,0
B. Emisiones fugitivas de combustibles	4,0	22,0	21,4	0,0	0,2
1. Combustibles sólidos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
2. Petróleo y gas natural	4,0	22,3	21,4	0,0	0,1

FUENTE: Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos

En la figura 11.10 se muestran los datos publicados en el Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos, correspondiente a la serie 1990-2021, en donde se muestra el peso del sector energético en las emisiones contaminantes nacionales excluyendo las Islas Canarias (en este archipiélago, las GIC instaladas usan únicamente calderas de fueloil/gasoil). Se puede observar que las emisiones de SO₂, NO_x y PM (tenidas en cuenta como sumatorio de las PM_{2,5} y PM₁₀) son las que mayor peso tienen respecto a las emisiones totales de todos los sectores junto con las de hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH) y hexaclorobenceno (HCB).

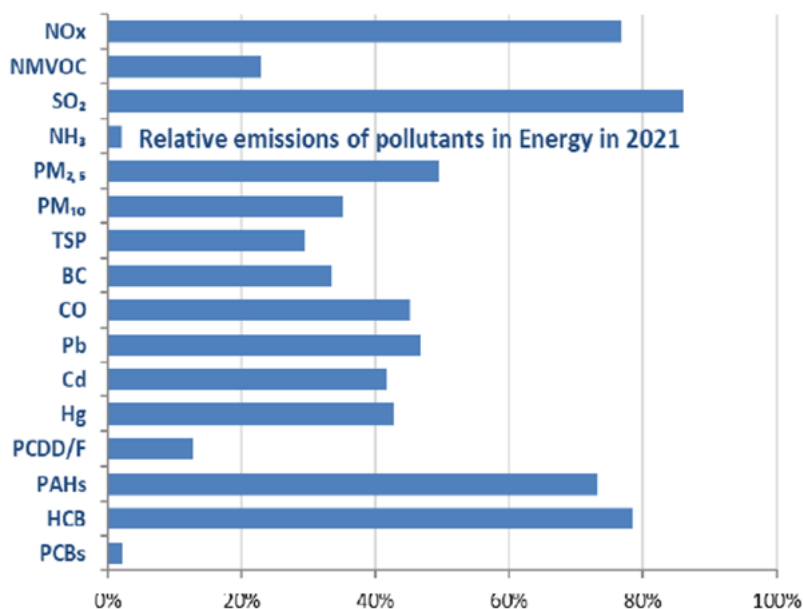
En la figura 11.11 se puede observar la variación en las emisiones de los contaminantes respecto al año base 1990 (para las PM es el año 2000). En general, hay una mejora, pero las emisiones de amoníaco (NH₃) y policlorobifenilos (PCBs) han empeorado más de un 20%.

⁷ <https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/inventario-contaminantes-atmosfericos.html>

⁸ Directiva (UE) 2016/2284/UE, 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.

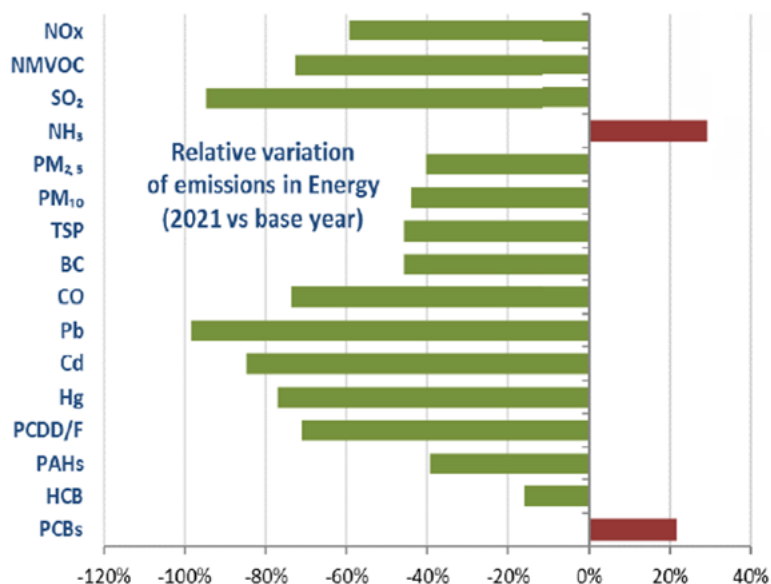
⁹ Directiva 2010/75/UE del parlamento europeo y del consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales.

FIGURA 11.10: EMISIONES RELATIVAS DE CONTAMINANTES EN 2021 (ENERGÍA VS. EMISIONES TOTALES, EXCLUYENDO LAS ISLAS CANARIAS).



FUENTE: Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos

FIGURA 11.11: VARIACIÓN RELATIVA DE EMISIONES DE CONTAMINANTES EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA EN 2021 VS AÑO BASE (EXCLUYENDO LAS ISLAS CANARIAS).

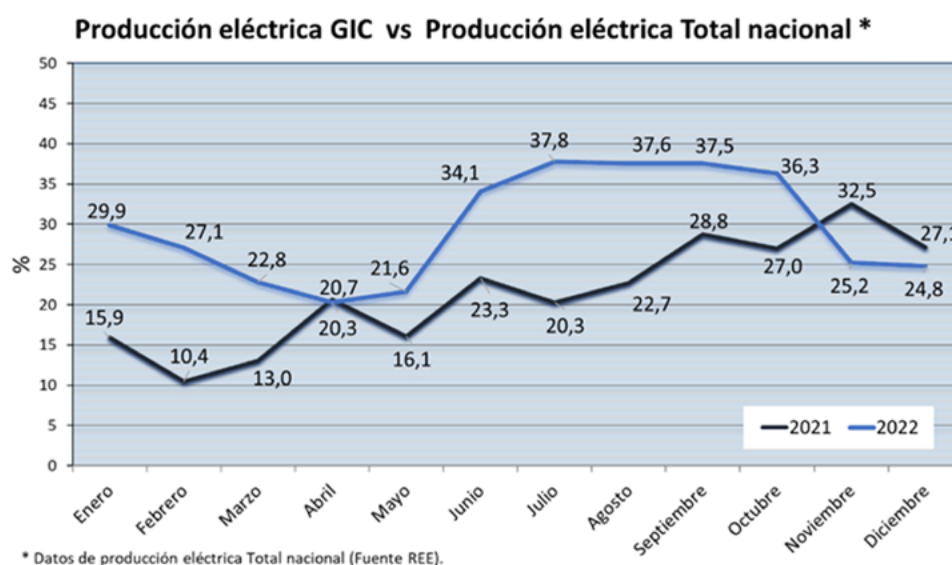


FUENTE: Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos

La energía eléctrica en España se genera en parte por las Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), que son aquellas que tienen una potencia nominal térmica instalada igual o superior a 50MW. Aproximadamente, su aportación media anual está en el año 2021 en torno al 30% mientras que en 2022 fue del 20%. En la figura 11.12 se puede ver la aportación mensual de estas centrales a la producción eléctrica nacional en ambos años.

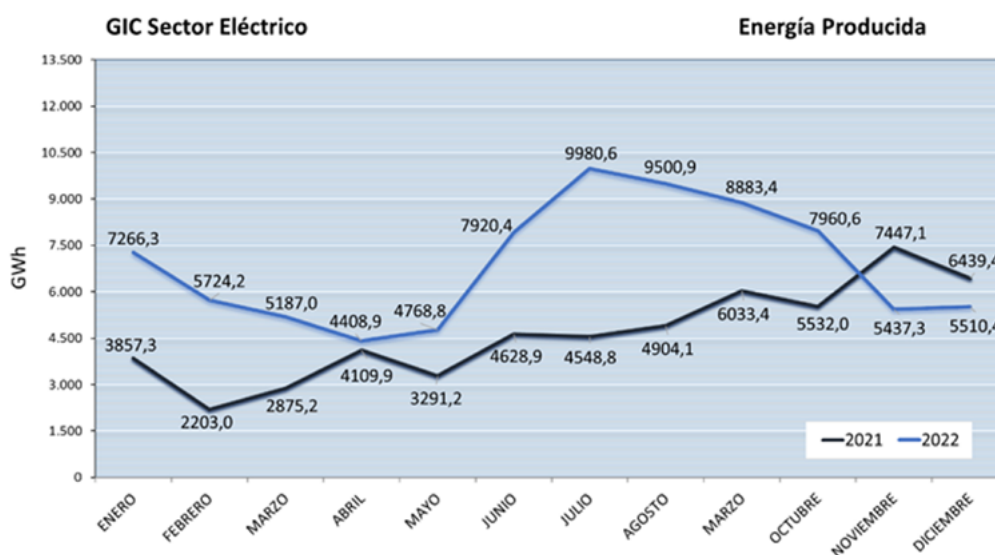
Las tecnologías dentro del sector eléctrico que se utilizan en estas centrales son los ciclos combinados/turbinas de gas, las calderas convencionales de carbón, fueloil o gasoil, las calderas de biomasa y la cogeneración. Por otra parte, dentro del sector energético, están las GIC que se dedican al sector del refino de petróleo. En la figura 11.13 se muestra la producción eléctrica por parte de las GIC en 2021 y 2022, mientras que en la figura 11.14 se desglosa para cada una de estas tecnologías tanto en 2021 como en 2022. Si comparamos la producción eléctrica de las GIC con las emisiones de las GIC eléctricas de la figura 11.15, puede verse que las emisiones siguen la tendencia general que marca la producción eléctrica, es decir, si hay una subida acusada de la producción, suelen aumentar de manera más o menos acusada las emisiones, aunque no lo hagan exactamente igual, ya que las emisiones están estrechamente ligadas a la eficiencia energética y atmosférica de la tecnología utilizada y dependerá de cuál sea la tecnología utilizada para aportar más electricidad al mix energético nacional.

FIGURA 11.12: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN VS. TOTAL NACIONAL.



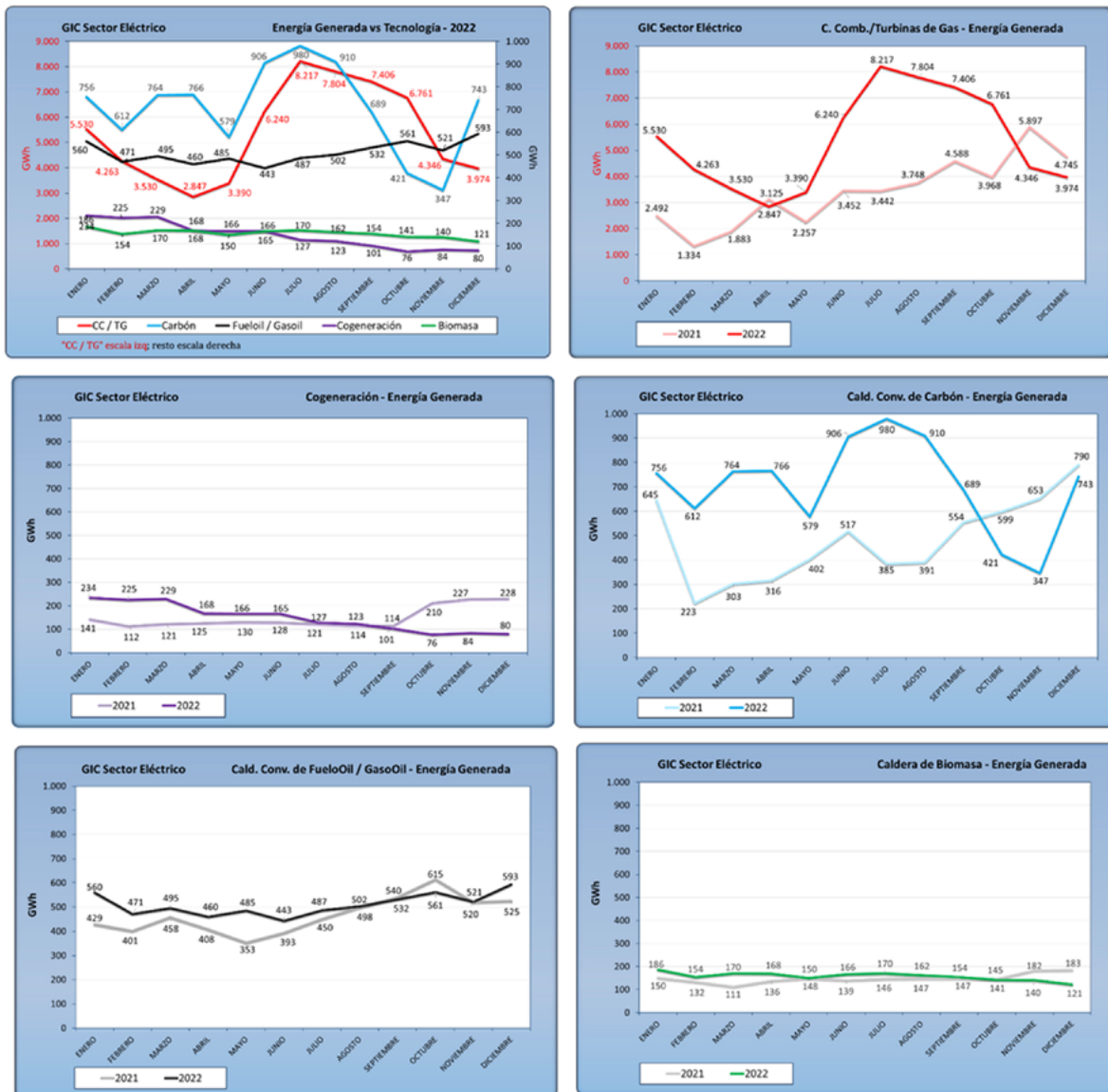
FUENTE: MITERD

FIGURA 11.13: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN.



FUENTE: MITERD

FIGURA 11.14: PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN POR TECNOLOGÍA.

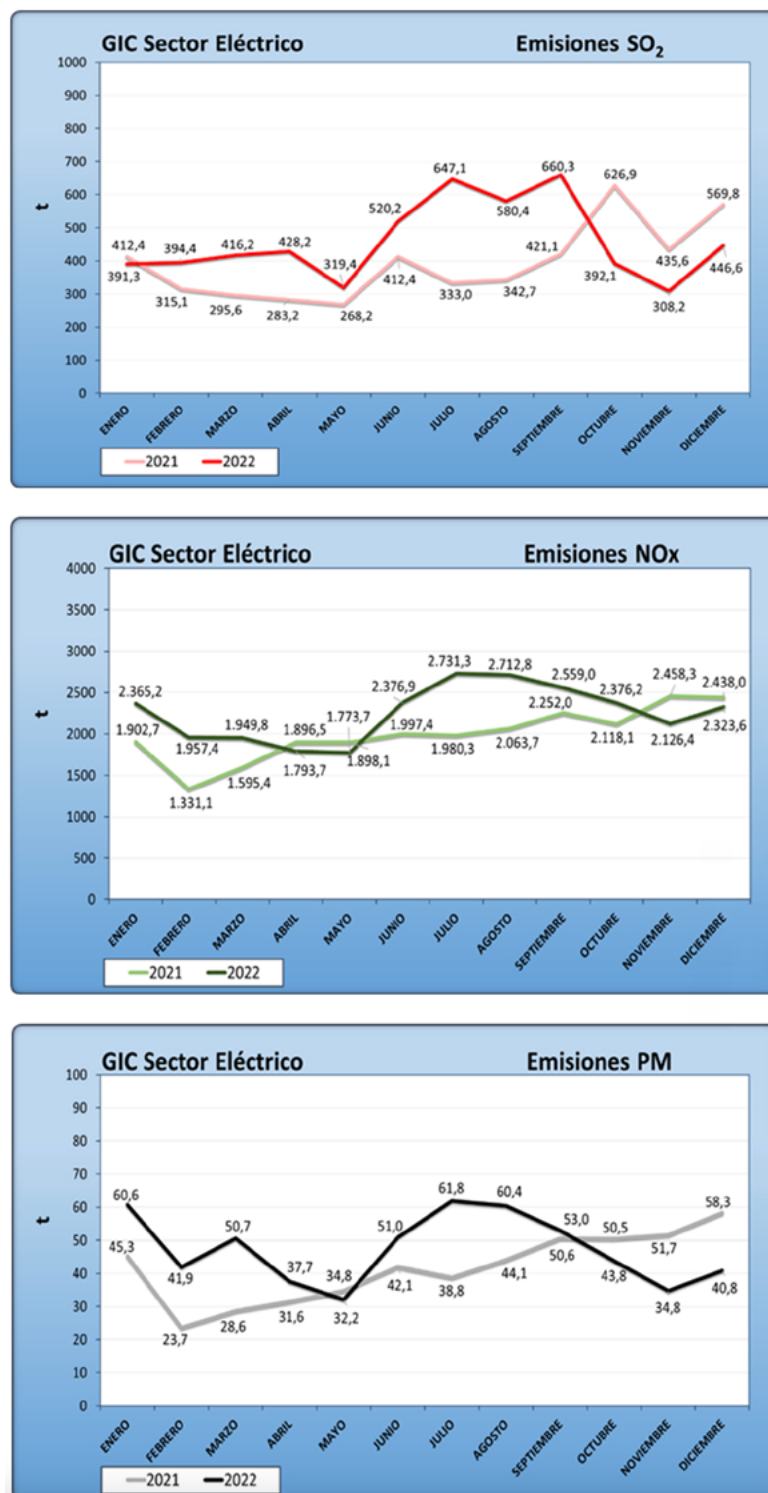


FUENTE: MITERD

En la figura 11.15 se observan las emisiones totales mensuales por cada uno de los contaminantes en 2021 y 2022. Al haber aumentado la producción eléctrica por parte de las GIC en 2022, las emisiones han aumentado consecuentemente.

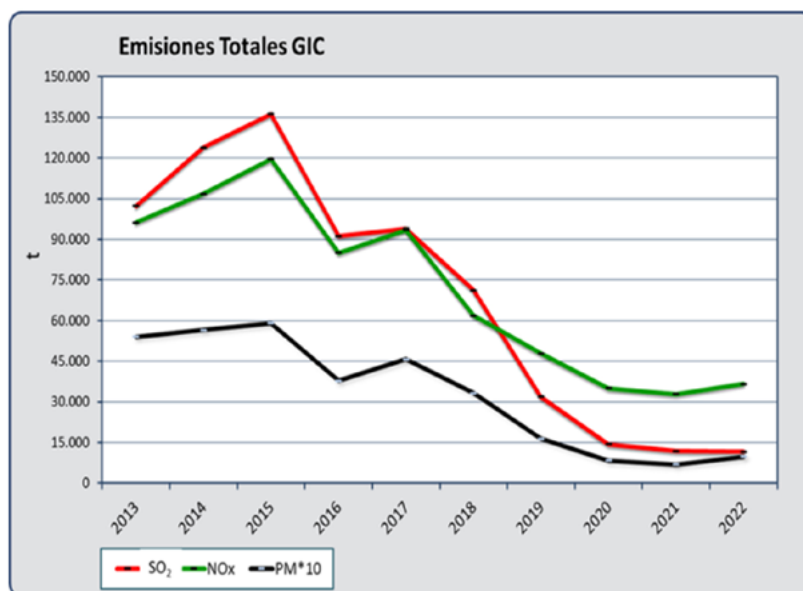
En cuanto a las emisiones totales históricas, podemos ver que en 2022 ha habido un cambio de tendencia que ya comenzó en 2021 (ver figura 11.16). Respecto a 2021, las emisiones de NO_x y PM han aumentado en un 12% y 22% respectivamente, mientras que las de SO_2 han descendido (-2,2%), aunque no a la misma velocidad con la que venían haciéndolo. Esto se ha debido a un aumento de la actividad de las GIC del sector eléctrico.

FIGURA 11.15: EMISIONES TOTALES DE LAS GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN.



FUENTE: MITERD

FIGURA 11.16: EMISIONES TOTALES EMITIDAS POR LAS GIC EN 2021 Y 2022.



FUENTE: MITERD

12. LA I+D+I DEL SECTOR ENERGÉTICO

12.1. 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, Tecnología e Innovación 2021-2027 (EECTI 2021-2027)**¹ es el instrumento de base para consolidar y reforzar el SECTI en los próximos siete años y está específicamente diseñada para facilitar la articulación de nuestra política de I+D+I con las políticas de la Unión Europea. En este aspecto la estrategia añade elementos que pretenden promover también la máxima coordinación entre la planificación y programación Estatal y Autonómica.

El contexto político europeo está marcado actualmente por la **Ley Europea del Clima**² adoptada en 2021, el paquete de medidas **"Fit for 55"**³, comunicado en 2021 y el **Plan REPowerEU**⁴ de la Comisión en 2022. La EECTI y sus respectivos planes tienen como objetivo contribuir a la gobernanza de este contexto europeo, cuyos ambiciosos objetivos requieren la colaboración y coordinación de los diferentes agentes de la I+D+i en España, tanto las entidades financiadoras como los organismos responsables.

12.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+I EN ENERGÍA

El Ministerio de Ciencia e Innovación (MICIN), como órgano de la Administración General del Estado, es responsable de proponer y ejecutar la política del Gobierno en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en todos los sectores, incluyendo el desarrollo de la política de I+D+i en el sector de la energía.

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. Entre sus 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 Innovación (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.

¹ Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación 2021-2027

² https://climate.ec.europa.eu/eu-action/european-climate-law_es

³ Objetivo 55 - El plan de la UE para la transición ecológica - Consilium (europa.eu)

⁴ Plan REPowerEU (europa.eu)

Además, cuenta, como principales órganos centrados en la ejecución propiamente dicha, con Centros **Públicos de Investigación, caso del Centro de Investigaciones Energéticas**, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) y del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), así como el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) y la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), adscritos al ministerio.

Los objetivos de la EECTI se alinean con los marcados por la Unión Europea dentro del programa marco para la financiación de las actividades de I+D+i «Horizonte Europa» **para el período 2021-2027**.

Desde el MICIN y sobre la base de la EECTI, se han elaborado los **Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación**⁵ (PEICTI) contando con la participación de las Administraciones Públicas (representantes de los Ministerios), CC.AA, organismos de investigación, plataformas tecnológicas, universidades, centros tecnológicos, las asociaciones empresariales y la participación de la sociedad civil a través de representantes de sociedades de la comunidad científica y expertos procedentes de la comunidad científica, técnica, empresarial.

En el **Acuerdo de Asociación de España 2021-2027**⁶ con la Unión Europea se reconoce que la EECTI para el periodo 2021-2027 junto a sus Planes Estatales se configura como la Estrategia de Especialización Inteligente Estatal S3. Además, la EECTI dará cobertura a las **Estrategias de Especialización Inteligente S3 Regionales desarrolladas en las CC. AA**, que definen las prioridades y necesidades en investigación e innovación de cada región y en respuesta a ello la EECTI desarrolla actuaciones orientadas a la cohesión y cooperación territorial, abundando en la especificidad y especialización de cada región, así como otras que contribuyen a la generación de sinergias territoriales.

El PEICTI 2021-2027 está integrado por cuatro programas estatales que corresponden a los objetivos generales establecidos en la Estrategia:

1. Afrontar las prioridades de nuestro entorno
2. Fomentar la I+D+i y su transferencia
3. Desarrollar, atraer y retener talento
4. Catalizar la innovación y el liderazgo empresarial

Entre las 6 líneas Estratégicas identificadas en la Estrategia Española⁷, el sector energético se aborda en la línea 5: Clima, Energía y Movilidad, que se desarrolla en su cuádruple vertiente: (1) cambio climático y descarbonización; (2) movilidad sostenible; (3) ciudades y ecosistemas sostenibles y (4) transición energética. El PEICTI

⁵ Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación (PEICTI) (ciencia.gob.es)

⁶ DGFE: Acuerdo de Asociación (hacienda.gob.es)

⁷ 1) Salud 2) Cultura, Creatividad y Sociedad Inclusiva 3) Seguridad para la Sociedad 4) Mundo digital, Industria, Espacio y Defensa 5) Clima, Energía y Movilidad 6) Alimentación, Bioeconomía, Recursos Naturales y Medio Ambiente

2021-2027 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 2021-2023 en materia de I+D+i en energía se incluyen:

- I. Reducción de emisión de gases de efecto invernadero y mejora de eficiencia energética focalizando los esfuerzos en el sector residencial, comercial y de servicios, en el transporte y en el sector industrial, así como en la generación eléctrica, que será 100% renovable en 2050.
- II. Incremento de la participación de las energías renovables sobre el uso final de energía mediante la innovación en tecnologías en las que ya se tiene una posición competitiva y el desarrollo tecnológico de aquellas con gran potencial en la integración de renovables y en la reducción de sus vertidos, como el almacenamiento energético.
- III. Incremento de energía renovable en el sistema energético mediante el desarrollo de sistemas de almacenamiento y la digitalización del sistema eléctrico, para la consecución de un sistema más descentralizado, seguro, flexible y resiliente.
- IV. Tecnologías para la descarbonización con el desarrollo del hidrógeno renovable a lo largo de toda la cadena de valor, así como otras tecnologías para el desarrollo de biogás, o la descarbonización.

La EECTI se ha alineado con los objetivos marcados en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**⁸, y en consecuencia con las políticas sectoriales marcadas por dicho Plan y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (EDLP) 2050, que persiguen 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.

La financiación de las actuaciones del PEICTI se lleva a cabo a través de diferentes fondos. Entre los Fondos procedentes de la UE se encuentra el instrumento del **Mecanismo para la Recuperación y la Resiliencia (MRR)** proveniente de Fondo **NextGenerationEU**⁹. Para Poder acceder a la financiación del MRR se desarrolló el **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Español (PTRR)**¹⁰, de abril de 2021, que tiene cuatro ejes transversales que se vertebran en 10 políticas palanca, dentro de las cuales se recogen treinta componentes, que permiten articular los programas coherentes de inversiones y reformas del Plan. El MICIN y sus organismos y entidades adscritas son responsables del diseño y ejecución del componente 17 "Reforma institucional y fortalecimiento de las capacidades del sistema nacional de ciencia, tecnología e innovación".

Una de las medidas incluidas son los Planes Complementarios, un nuevo instrumento dirigido a establecer colaboraciones con las CC. AA en acciones de I+D+I que tengan objetivos comunes basados en intereses

⁸ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (miteco.gob.es)

⁹ NextGenerationEU (europa.eu)

¹⁰ Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia Gobierno de España (planderecuperacion.gob.es)

reflejados en la Estrategia de Especialización Inteligente (RIS3) estatal y autonómica. Entre las 8 áreas de interés científico-técnicas hay una dedicada a Energía e hidrógeno renovable. El presupuesto total del Plan es de 88,5 millones de euros, de los que 69,2 millones proceden del Ministerio de Ciencia e Innovación. La dotación presupuestaria concedida mediante subvenciones directas a las CC. AA y el CSIC en 2021, es de 49.521.485€ y en 2022 la ayuda concedida a dos CC. AA fue de 2.214.664€.

12.3. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION-SET-PLAN

Desde su lanzamiento en 2007, el **SET Plan**¹¹ se ha convertido en el marco de referencia para abordar los avances en I+I en energías limpias en Europa. Desarrollando una cartera de tecnologías menos costosas, más eficientes y de baja emisión de carbono, coordinada a nivel europeo a través de la I+I, el SET Plan define prioridades y propone acciones para acelerar la innovación en estas tecnologías y ponerlas a disposición del mercado.

La Estrategia Marco de la Unión de la Energía, publicada por la Comisión Europea en febrero de 2015, identificó a la investigación, la innovación y la competitividad como una de sus cinco dimensiones fundamentales (5º pilar), convirtiendo al SET Plan en uno de los principales instrumentos de esta. Se identificaron así, 10 acciones clave, para dar respuesta a las prioridades de la Unión de la Energía, en su búsqueda de un cambio definitivo del sistema energético europeo hacia un sistema integrado que va más allá de los silos de las tecnologías energéticas, como había sido hasta entonces.

Para establecer los objetivos de las 10 acciones, se establecieron inicialmente 13 Grupos de trabajo (IWG. Implementation Working Group) que establecieron los Planes de implementación para cada acción clave en I+I. Estos IWG fueron lanzados por la Comisión Europea en cooperación con los Estados Miembros (EE.MM) que forman parte del Grupo Directivo del SET Plan, representantes de la industria e institutos de investigación, cuyo trabajo ha logrado establecer prioridades comunes de investigación sobre energías bajas en carbono, que han influido en las agendas de I+I a nivel europeo, nacional e industrial. El IWG de Energía solar concentrada (CSP)/Energía solar Térmica (STE) está liderado por España.

Conviene destacar que las actividades de cada IWG se benefician y cuentan con la ayuda de otras iniciativas europeas como las:

- **European Technology and Innovation Platforms (ETIPs)** en las que trabajan juntos la industria, las organizaciones de investigación y el mundo académico en la implementación de las prioridades del SET Plan, a lo largo de la cadena de innovación, desarrollando agendas estratégicas de investigación;
- la **Alianza Europea para la Investigación Energética (EERA)**, que representa a la comunidad investigadora y busca catalizar la Investigación energética europea en línea con los objetivos definidos por el SET Plan;

¹¹ Strategic Energy Technology Plan (europa.eu)

- las diversas **Acciones de Coordinación y Apoyo (CSAs)**, financiadas en el marco de Horizonte 2020, para apoyar a los IWG en comunicación, actividades de difusión y aprendizaje mutuo;
- las **Redes del Espacio Europeo de Investigación (ERA-NET)** cofinanciadas, uno de los principales instrumentos que permiten a los EE. MM apoyar al SET Plan con mayor financiación para la investigación transnacional y los Programas Marco de I+I. Tras el establecimiento de Horizonte Europa, las iniciativas co-fund han sido sustituidas por las Asociaciones o Partenariados Europeos Cofinanciados, como el Clean Energy Transition (CETP) y el Driving Urban Transition (DUTP).

El contexto político ha traído novedades a la Comunidad del SET Plan durante los años 2021 y 2022. La introducción del Pacto Verde Europeo en 2019 y su Ley del Clima asociada, que se adoptó en 2021, han fijado objetivos ambiciosos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 y 2050, que requiere de las instituciones de la UE y los EE. MM, tomar las medidas necesarias para hacerles frente. También en 2021, la Comisión presentó su paquete legislativo Fit-for-55 con idea de sentar las bases para cumplir el objetivo de 2030 de una reducción del 55% de las emisiones y revisar, entre otras, la legislación existente sobre emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables, eficiencia energética, así como la fiscalidad de la energía y los mercados del hidrógeno y los gases descarbonizados. Todas estas medidas deben estar respaldadas por importantes esfuerzos en I+I, en los que el SET Plan juega un papel central.

El desarrollo y despliegue de soluciones de energía limpia es, no sólo la respuesta al problema del cambio climático, sino también al de seguridad del suministro energético. En mayo de 2022, la Comisión propuso el Plan REPowerEU para eliminar gradualmente la dependencia de Europa de los combustibles fósiles rusos (junto con la eficiencia energética y la diversificación del suministro) acelerando el despliegue de tecnologías de energía limpia como la eólica, la solar fotovoltaica, las bombas de calor y el hidrógeno.

Por último, en el marco del Espacio Europeo de Investigación, ERA, se adoptó en 2021, el Pacto por la Investigación e Innovación diseñado para comprometer a los Estados miembros a movilizar aún más las políticas de I+I con acciones concretas que aborden los desafíos actuales, incluidas las transiciones verde y digital. Entre las 20 acciones prioritarias identificadas en la Agenda Política ERA para 2022-2024, se encuentra la Acción 11, “Una ERA para la transformación verde”, que contempla varias subacciones entre las que se haya la Subacción 11.1: “Construyendo una ERA de I+I sobre el hidrógeno”. El «Proceso de la agenda sobre el piloto del EEI (Espacio Europeo de Investigación) sobre hidrógeno verde» se desarrolló en torno a tres talleres temáticos a lo largo de 2021 para identificar cuestiones urgentes de investigación e innovación para la competitividad del hidrógeno verde, y se publicó el 18 de marzo de 2022. La Subacción 11.2: “Renovación del SET Plan” aborda específicamente la necesidad de fortalecer y reorientar la I+I en tecnologías de energía limpia a través de un Plan SET renovado. A lo largo de 2022 se han llevado a cabo diferentes acciones para implementar esta renovación.

En este contexto como novedades del SET Plan cabe destacar la creación en 2021 de un nuevo grupo de trabajo sobre tecnologías de corriente continua de alto voltaje (HVDC) y corriente continua, que finalizó su Plan de implementación en este mismo año.

La colaboración intersectorial ha sido uno de los éxitos del SET Plan, tanto internamente, entre los grupos de trabajo, como externamente, en asociaciones más amplias. Se ha colaborado en alinear planes de trabajo, abordar desafíos comunes y en mejorar las sinergias entre industrias. Así, durante 2021 se establecieron las

12. LA I+D+I del sector energético

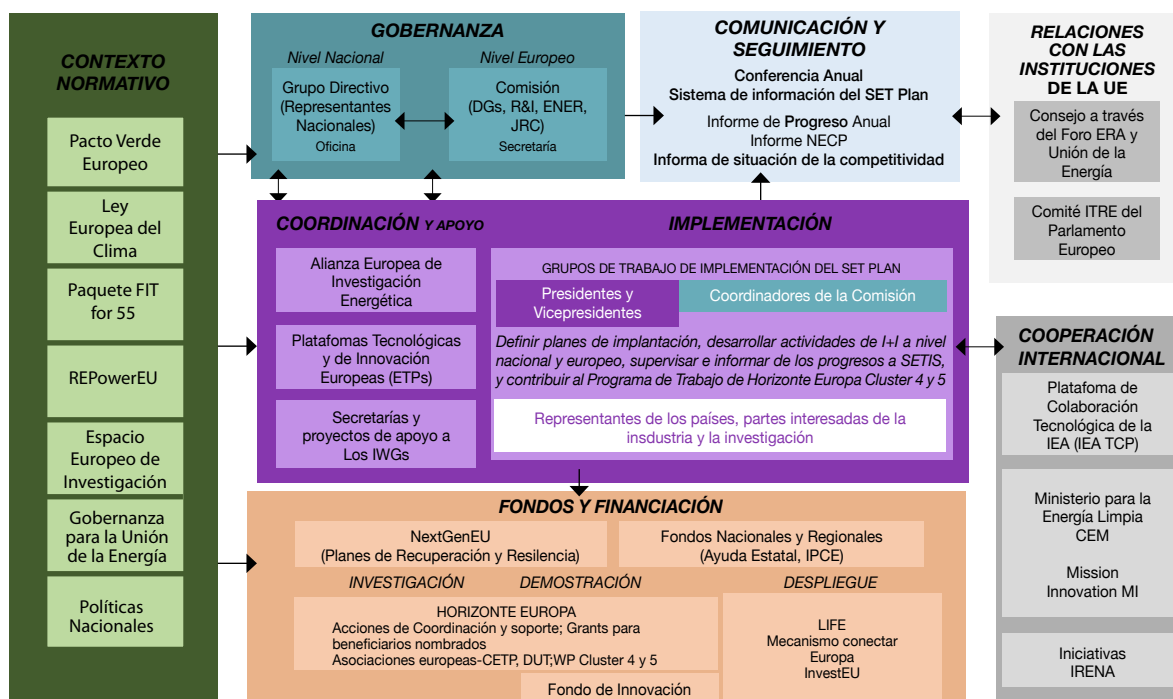
colaboraciones entre los grupos de trabajo sobre energía oceánica y eólica marina, así como entre CCS-CCU y combustibles renovables y bioenergía. Por otra parte, a nivel de la UE, se han establecido varias iniciativas, estrechamente relacionadas con los objetivos del SET Plan, para abordar la descarbonización del sistema energético. Entre otras cabe destacar, la CETP, vinculada con los IWG que se ocupan de las fuentes de energía renovables, así como de la eficiencia energética en la industria y los edificios y la DUTP, vinculada con los IWGs sobre distritos energéticos positivos y eficiencia energética en los edificios.

También durante 2021 se iniciaron las revisiones de los Planes de Implementación de las distintas tecnologías energéticas, no sólo para actualizar sus objetivos y actividades de I+I, también para adecuarlos a los objetivos del Pacto Verde europeo.

Las actuaciones de SET Plan durante 2022 por una parte, han continuado las iniciadas en 2021 en relación, tanto a la revisión de los planes de implementación de las distintas tecnologías energéticas, como a la colaboración intersectorial de los grupos de trabajo en distintas áreas temáticas. Se ha puesto especial énfasis en tres áreas de cooperación, integración de las tecnologías de generación de energía renovable (flexibilidad del sistema y almacenamiento), integración de fuentes de generación de calor renovable (con almacenamiento y gestión de calor/frío) y circularidad (análisis del ciclo de vida, materiales y fabricación avanzada).

A lo largo de los años, ha aumentado el número de partes interesadas y socios en el ecosistema del SET Plan, para bordar el espectro completo de desafíos tecnológicos. La figura 12.1 muestra el estado actual de la Gobernanza y todas las partes implicadas, según el Informe de Progreso del SET Plan 2022

FIGURA 12.1 GOBERNANZA DEL SET PLAN (2022)



Por otra parte, y tras 15 años de SET plan, este 2022 se ha iniciado el proceso de revisión de esta iniciativa para adecuarla a la nueva agenda energética de la UE descrita anteriormente. Dicha revisión afecta a los objetivos, la gobernanza, el alcance y las actividades del plan, para alinearlos plenamente con el Pacto Verde Europeo, el paquete Fit for 55, el Plan REPowerEU y la nueva Agenda del Espacio Europeo de Investigación. Entre los objetivos que aborda el SET plan renovado se incluyen:

- emplear una estrategia actualizada para aprovechar mejor las sinergias entre las estrategias de I+D y el panorama de la innovación a nivel nacional, europeo e internacional;
- identificar sinergias entre los mecanismos de apoyo financiero a la I+D regionales, nacionales y de la UE;
- mejorar el rendimiento y la rentabilidad de las tecnologías de energía limpia, así como la eficiencia y la resiliencia de las cadenas de valor de energía limpia, incluso a nivel de fabricación industrial;
- facilitar la aceleración del desarrollo y el despliegue de tecnologías de energía limpia menos maduras
- abordar cuestiones temáticas transversales, como aspectos ambientales (sostenibilidad, circularidad, mejor uso de los recursos) y aspectos sociales (salud, seguridad, disponibilidad y asequibilidad de energía, compromiso público);
- considerar los desafíos para la transición energética que han surgido desde la creación del SET Plan, como la disponibilidad de materiales críticos, la digitalización, la dependencia tecnológica y la resiliencia;

12.4. CONTEXTO INTERNACIONAL

Mission Innovation (MI)¹² es una iniciativa global, surgida en la COP 21, en la que participan 23 países de todo el mundo junto con la Comisión Europea, que tiene el objetivo de catalizar la acción y la inversión en investigación, desarrollo y demostración para hacer que la energía limpia sea asequible, atractiva y accesible para todos en esta década. Estas actuaciones acelerarán el progreso hacia los objetivos del Acuerdo de París y los caminos hacia la neutralidad climática en 2050. En junio de 2021 se lanzó una nueva Declaración conjunta de MI, ante la necesidad tanto de ampliar el despliegue de tecnologías energéticas limpias ya existentes, como de acelerar la innovación en energía limpia, constituyendo MI 2.0

En este contexto de internacionalización, el MICIN promovió la adhesión de España a esta iniciativa global MI 2.0 con el objetivo de fortalecer sus alianzas a nivel internacional y avanzar hacia la descarbonización de la economía en beneficio de la sostenibilidad, aunando esfuerzos a nivel mundial en la lucha contra el cambio climático y la aceleración de las tecnologías limpias.

La adhesión de España como país miembro se formalizó en septiembre de 2022. De las siete misiones con las que cuenta MI, España participa inicialmente en tres: Green Powered Future, Clean Hydrogen y Urban Transitions.

¹² <http://mission-innovation.net/>

12.5. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES

12.5.1. Agencia Española de Investigación

12.5.1.1. Actividades de financiación de la AEI en el ámbito nacional

El Programa Estatal para impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia, enmarcado en el PEICTI 2021-2023, engloba, entre otros, los Subprogramas Estatales de Generación de Conocimiento y de Transferencia de Conocimiento. Las principales actuaciones en I+D+i en la subárea de Energía, gestionadas por la Agencia Estatal de Investigación (AEI), al amparo de estos dos Subprogramas en diferentes convocatorias de concurrencia competitiva efectuadas en el periodo 2021-2022 son:

- Proyectos de Generación de Conocimiento (PID)
- Proyectos de Transición Ecológica y Digital (TED)
- Proyectos de Prueba de Concepto (PDC)
- Proyectos en Líneas Estratégicas (PLE)
- Proyectos de Colaboración Público Privada (CPP)
- Plataformas Tecnológicas y de Innovación (PTR)

A excepción de la convocatoria de proyectos en Líneas Estratégicas (PLE), que es *top-down*, con *topics* previamente definidos en la convocatoria, el resto de estas convocatorias son *bottom-up*. A continuación, se detallan las principales características de cada una de estas convocatorias y las temáticas de los proyectos financiados en las mismas.

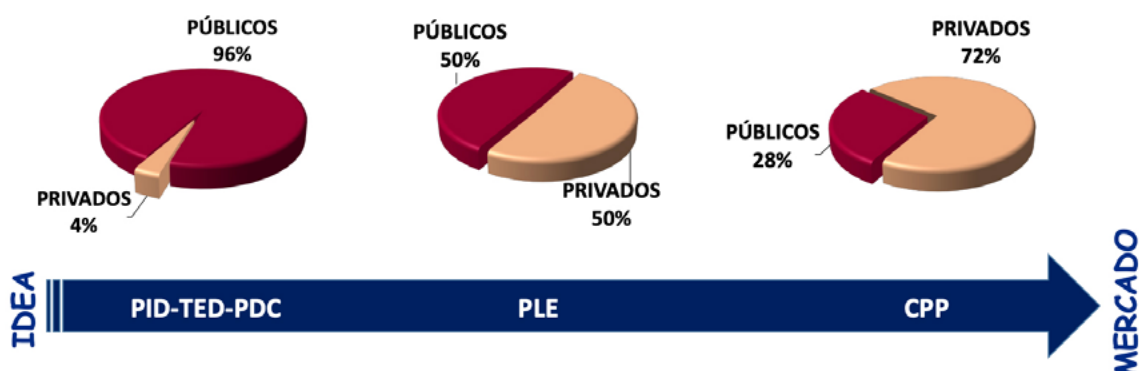
A modo indicativo del nivel de maduración tecnológica de cada una de estas actuaciones, en el esquema de la Figura 12.2 puede verse la secuencia de estas, desde la “idea” hasta el “mercado”, así como la ayuda total concedida en Energía en cada una de las convocatorias resueltas hasta la fecha.

FIGURA 12.2. ACTUACIONES Y AYUDAS CONCEDIDAS EN ENERGÍA EN 2021-2022



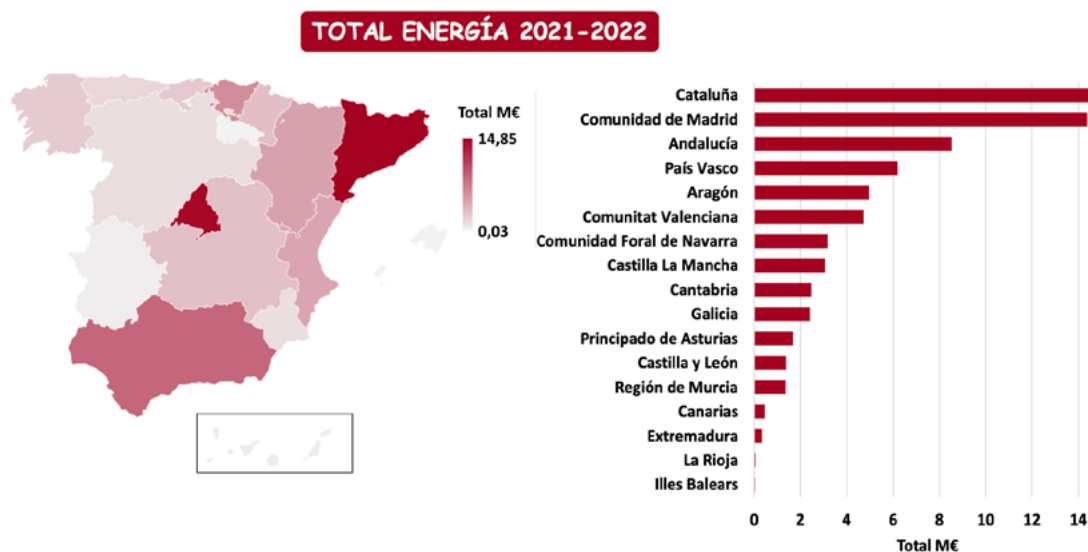
Los beneficiarios de los proyectos en las convocatorias más lejos del mercado, en las que los participantes son únicamente agentes de I+D, son un 96% de naturaleza pública y solo un 4% son privados (valores medios de las convocatorias PID, TED y PDC). Ya en proyectos llevados a cabo por consorcios con presencia empresarial, la proporción pasa al 50% públicos y 50% privados en los proyectos de investigación industrial (PLE), y finalmente al 28% públicos y 72% privados en los proyectos de desarrollo experimental traccionados por empresas (CPP), Figura 12.3.

FIGURA 12.3. NATURALEZA DE LAS ENTIDADES PARTICIPANTES



Considerando el total de las convocatorias analizadas, Figura 12.4, las Comunidades Autónomas más destacadas en cuanto a número de proyectos y ayuda concedida son claramente Cataluña y Madrid, acompañadas de Andalucía, País Vasco, Aragón y Comunidad Valenciana. Ya por debajo del valor promedio se encuentran el resto de las comunidades autónomas. Hay que hacer notar que esta posición tan destacada del País Vasco está relacionada con los proyectos de innovación de desarrollo experimental financiados en la convocatoria de Colaboración Público Privada (CPP).

FIGURA 12.4. TOTAL, DE AYUDAS CONCEDIDAS EN ENERGÍA POR CCAA



PROYECTOS DE GENERACIÓN DE CONOCIMIENTO (PID)

Esta convocatoria, denominada en adelante PID, está enmarcada en el Programa Estatal para impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia, Subprograma Estatal de generación de conocimiento, y tiene como finalidad fomentar la generación de conocimiento científico y tecnológico de calidad a través de la financiación de proyectos de investigación.

Contempla las siguientes modalidades:

- a) *Proyectos de «Investigación No Orientada»*: proyectos sin orientación temática previamente definida, motivados por la curiosidad científica y con el objetivo primordial de avanzar en el conocimiento, independientemente del horizonte temporal y su ámbito de aplicación.
- b) *Proyectos de «Investigación Orientada»*: proyectos orientados a las prioridades temáticas de los desafíos mundiales y competitividad industrial definidos en la EECTI y en el PEICTI.

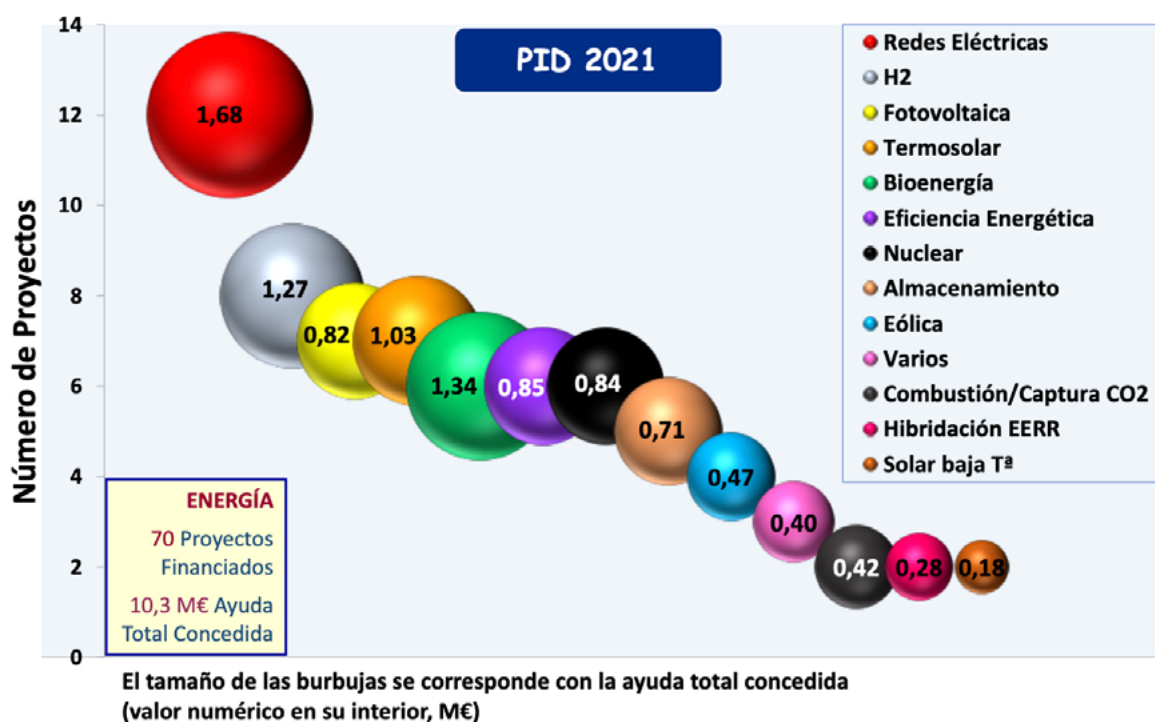
Las principales características de ambas modalidades son las siguientes:

- 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. 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 Anticipo Reembolsable FEDER según la CCAA de realización del proyecto.

En la convocatoria PID, efectuada en el año 2021, en total en Energía se han financiado 70 proyectos, 2 de la modalidad de «Investigación No Orientada» y 68 de «Investigación Orientada», siendo 10,3 M€ la ayuda total concedida. Las líneas temáticas de estos proyectos y la ayuda concedida en cada línea se presentan en la Figura 12.5

Se observa que el mayor número de proyectos financiados corresponden a redes eléctricas/inteligentes, seguidos de H2, fotovoltaica, termosolar, bioenergía, eficiencia energética, nuclear (fundamentalmente fusión), almacenamiento y eólica. Como líneas más minoritarias aparecen proyectos de combustión/captura CO2, hibridación de Energías Renovables (EERR) y solar de baja temperatura. 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 este sentido, cabe destacar la existencia de algunos proyectos con difícil clasificación por incluir varias tecnologías energéticas por lo que se han englobado en «varios». Por otra parte, destaca en la gráfica el mayor tamaño de la burbuja.

FIGURA 12.5 CONVOCATORIA PID 2021. N.º DE PROYECTOS FINANCIADOS POR LÍNEAS TEMÁTICAS Y AYUDA CONCEDIDA (M€).



PROYECTOS ESTRATÉGICOS ORIENTADOS A LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y A LA TRANSICIÓN DIGITAL (TED)

Esta convocatoria está enmarcada en ayudas a Proyectos Estratégicos dentro del Programa Estatal para impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia, Subprograma Estatal de generación de conocimiento. Las ayudas tienen como finalidad fomentar las actividades de I+D+i con el fin de incrementar la competitividad y liderazgo internacional de la ciencia y la tecnología españolas a través de la generación de conocimiento científico, mediante una investigación de calidad orientada a:

- La transición ecológica: proyectos dirigidos a aspectos como la descarbonización, la eficiencia energética, el despliegue de las EERR, la electrificación de la economía, el desarrollo del almacenamiento de energía, las soluciones basadas en la naturaleza, la restauración ecológica, la economía circular y la mejora de la resiliencia de todos los sectores económicos, entre otros, con la finalidad de contribuir a los objetivos medioambientales de la transición ecológica.
- La transición digital: para digitalizar toda la cadena de valor en sectores tractores, aprovechando plenamente las sinergias y oportunidades de los nuevos desarrollos tecnológicos y de gestión de datos. Se pretende usar tecnologías digitales disruptivas y poner en el centro del proceso a las personas y sus derechos digitales. La transición digital supondrá un importante apoyo a la transición ecológica y deberá ser inclusiva y sostenible, vertebradora de la cohesión territorial y social.

12. LA I+D+I del sector energético

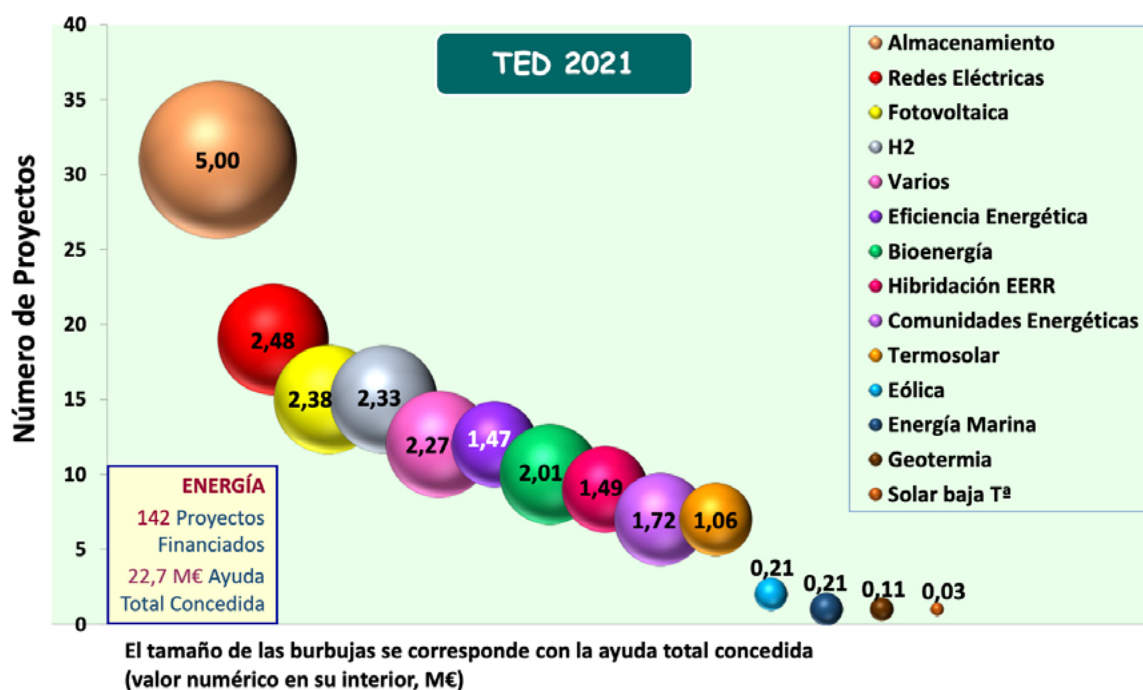
Las principales características de estos proyectos son las siguientes:

- Los beneficiarios son agentes de I+D, tanto públicos como privados, tales como OPIS, universidades, centros de I+D+I y centros tecnológicos. Hay un solo beneficiario por proyecto.
- Duración de 2 años.
- Las ayudas consisten en subvenciones financiadas por el MRR.
- Los proyectos no pueden implicar actividades que directa o indirectamente ocasionen un perjuicio significativo al medio ambiente («principio DNSH», por sus siglas en inglés).

Considerando específicamente la subárea de Energía dentro de los proyectos aprobados en la convocatoria TED2021, se han financiado 142 proyectos siendo 22,7 M€ la ayuda total concedida en forma de subvención. Las líneas temáticas de estos proyectos y la ayuda concedida en cada línea se presentan en la Figura 12.6.

Los resultados muestran claramente mayoría de proyectos en temas relacionados con el almacenamiento de energía, seguidos de redes eléctricas, fotovoltaica, H2, eficiencia energética, bioenergía, hibridación de EERR, comunidades energéticas y termosolar. Por último, aparece algún proyecto de eólica, energías marinas, geotermia y solar de baja temperatura. Como ya se ha mencionado, existen proyectos, englobados en “varios”, de difícil clasificación, normalmente por tener componentes de varias tecnologías energéticas.

FIGURA 12.6 CONVOCATORIA TED 2021. N.º DE PROYECTOS FINANCIADOS POR LÍNEAS TEMÁTICAS Y AYUDA CONCEDIDA.



PROYECTOS DE PRUEBAS DE CONCEPTO (PDC)

Las ayudas destinadas a financiar los Proyectos de Prueba de Concepto (PDC), se incluyen entre las actuaciones del Subprograma Estatal de transferencia de conocimiento, dentro del Programa Estatal para impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia.

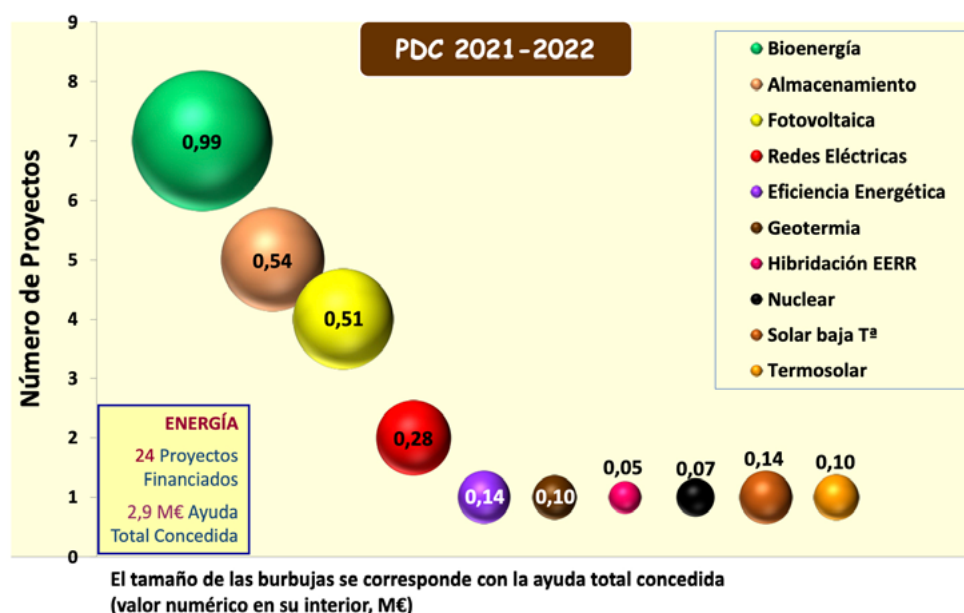
La finalidad de estos proyectos es fomentar y acelerar la transferencia de conocimientos y resultados generados en proyectos de investigación del Plan Estatal previamente realizados. Las ayudas pretenden impulsar las primeras etapas del desarrollo precompetitivo y facilitar su aplicación práctica, como es la protección del conocimiento generado, el análisis de la viabilidad técnica, comercial o social, la obtención de prototipos tecnológicos, el desarrollo de escala piloto, las pruebas con usuarios finales, la definición del modelo de negocio o las primeras etapas de la creación de una empresa. Asimismo, se persigue fomentar el espíritu emprendedor e innovador de los equipos de investigación, contribuyendo a su capacitación a través de acciones de formación, asesoría o mentoría.

Las principales características de estos proyectos son las siguientes:

- Los beneficiarios son agentes de I+D, tanto públicos como privados, tales como OPIS, universidades, centros de I+D+I y centros tecnológicos. Hay un solo beneficiario por proyecto.
- Duración de 2 años.
- Las ayudas consisten en subvenciones financiadas por el MRR
- Los proyectos no pueden implicar actividades que no cumplan con el «principio DNSH».

Hasta la fecha se han resuelto dos convocatorias, PDC 2021 y PDC 2022, presentándose a continuación los resultados agregados de ambas. En total, en la subárea de Energía, se han financiado 24 proyectos, siendo 2,9 M€ la ayuda total concedida. Las líneas temáticas de estos proyectos y la ayuda total concedida en cada línea se presentan en la Figura 12.7. Mayoritariamente se han aprobado proyectos de bioenergía, almacenamiento y fotovoltaica.

FIGURA 12.7. CONVOCATORIAS PDC 2021+PDC 2022. N.º DE PROYECTOS FINANCIADOS POR LÍNEAS TEMÁTICAS Y AYUDA CONCEDIDA.



PROYECTOS EN LÍNEAS ESTRATÉGICAS EN COLABORACIÓN PÚBLICO PRIVADA (PLE)

Las ayudas a Proyectos en Líneas Estratégicas (PLE) están contempladas en el Subprograma de generación de conocimiento dentro del Programa Estatal para impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia.

Su objetivo es financiar proyectos de investigación industrial, en colaboración entre empresas y organismos de investigación, para dar respuesta a los desafíos identificados en las prioridades o *topics* recogidos en cada una de las convocatorias. Por tanto, a diferencia del resto de las convocatorias descritas en este informe, que son bottom-up, esta es una convocatorias top-down. Asimismo, con estos proyectos se pretende dar impulso a los avances en el campo de aplicación al que se dirigen los proyectos, tanto en el ámbito científico como en el desarrollo tecnológico y la innovación.

Las principales características de estos proyectos son las siguientes:

- Las temáticas de los proyectos deben estar alineadas con las prioridades (*topics*), recogidas en cada una de las convocatorias.
- Los proyectos son de investigación industrial, realizados en colaboración entre varias entidades. Cada proyecto debe contar con la participación de un mínimo de dos entidades, siendo obligatorio que una de las entidades participantes sea un organismo de investigación, público o privado, y que otra sea una empresa. La participación mínima por entidad es del 10% del presupuesto total del proyecto.
- El presupuesto del proyecto es mínimo de 400.000 € y máximo de 2.000.000 €.
- La duración de los proyectos es de 3 años.
- Las ayudas se conceden bajo la modalidad de subvención o de préstamo. Las ayudas bajo la modalidad de subvención están financiadas por el MRR.
- La determinación de la modalidad de ayuda otorgada a cada entidad beneficiaria se realiza en base a los siguientes criterios:
 - Subvención para los agentes de I+D públicos y privados, y para las empresas públicas.
 - Préstamo para las empresas y asociaciones empresariales sectoriales (Euribor de interés y amortización en 10 años, con 3 de carencia y 7 de devolución).
- Los proyectos no pueden implicar actividades que no cumplan con el «principio DNSH».

Hasta la fecha se han realizado dos convocatorias, en 2021 y 2022, presentándose a continuación los resultados agregados de ambas. En total se han concedido 26 proyectos en ocho *topics* relacionados con temas energéticos, siendo 18,9 M€ la ayuda total concedida a los mismos. El desglose de esta ayuda en subvención y préstamo se indica en la Tabla 12.1.

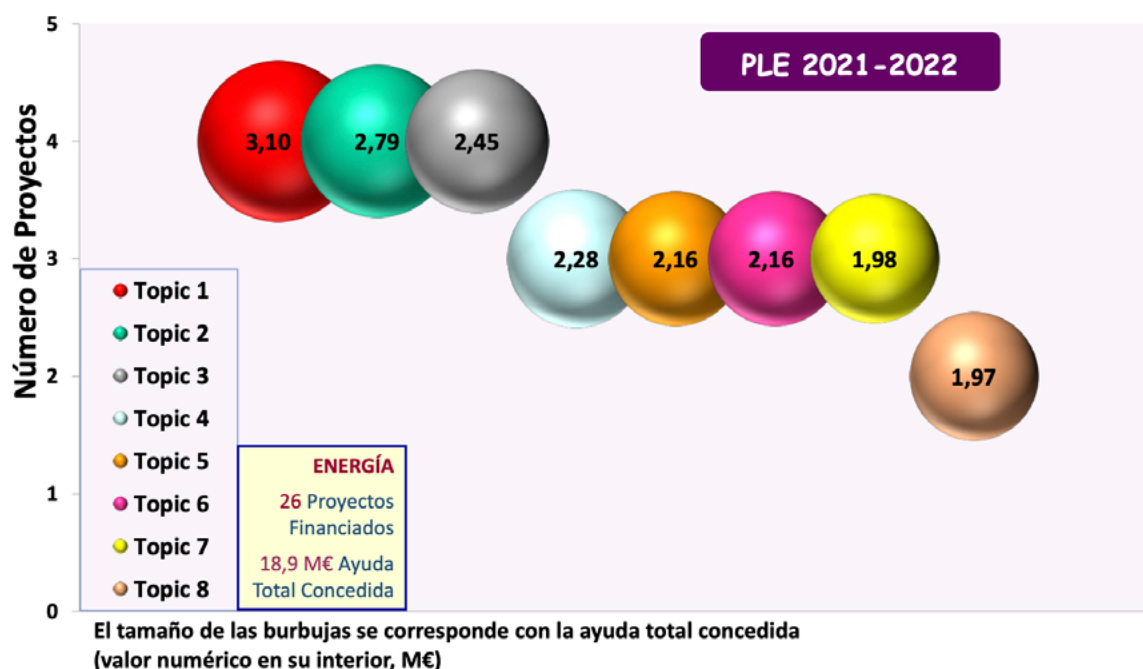
TABLA 12.1. TOTAL, CONVOCATORIAS PROYECTOS EN LÍNEAS ESTRATÉGICAS (PLE) 2021+2022.

PLE 2021 + PLE 2022			
Nº Proyectos Financiados	Subvención (€)	Préstamo (€)	Ayuda Total Concedida (€)
26	13.205.570	5.681.399	18.886.969

En la Figura 12.8 pueden verse los *topics* o prioridades temáticas, así como el número de proyectos, entre dos y cuatro, y la ayuda total concedida en cada uno de ellos.

FIGURA 12.8 CONVOCATORIAS PLE 2021+PLE 2022. N.º DE PROYECTOS FINANCIADOS POR TOPICS Y AYUDA TOTAL CONCEDIDA.

TOPICS	Prioridades Temáticas
1	Reducir el consumo futuro de energía y las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria
2	Combustibles sostenibles
3	Captura, almacenamiento y valorización de CO2
4	Una nueva generación de baterías
5	Conversión eficiente de la luz solar a combustibles y productos químicos
6	Tecnologías de edificios inteligentes.
7	Desarrollo e integración de aplicaciones fotovoltaicas: agrovoltaica y solar flotante
8	Nuevos métodos de almacenamiento, transporte y transmisión de energía para sistemas autónomos



PROYECTOS DE COLABORACIÓN PÚBLICO-PRIVADA (CPP)

Las ayudas a proyectos de Colaboración Público Privada (CPP) se incluyen en el Subprograma Estatal de transferencia de conocimiento, dentro del Programa Estatal para impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia.

Estos proyectos están dirigidos a fomentar la colaboración público-privada en una fase de transferencia de conocimiento cercana a los procesos productivos y al mercado. La convocatoria representa una oportunidad para las empresas y agentes de I+D, tanto públicos como privados, para la ejecución de proyectos de I+D+I de desarrollo experimental innovadores en colaboración y con resultados cercanos al mercado, que movilicen la inversión privada, generen empleo y mejoren la balanza tecnológica del país.

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.
- Proyectos realizados por consorcios formados mínimo por una empresa y un agente de I+D, y máximo por 10 entidades, siempre liderados por una empresa.
- Presupuesto mínimo 400.000 €. La suma del porcentaje de participación empresarial tiene que ser superior al 51% del presupuesto total presentado y la participación mínima por entidad es del 10% del presupuesto total del proyecto.
- Duración de 3 años.
- Las ayudas se conceden bajo la modalidad de subvención o de préstamo. Las ayudas bajo la modalidad de subvención están financiadas por el MRR
- La determinación de la modalidad de ayuda otorgada a cada entidad beneficiaria se realiza en base a los siguientes criterios:
 - Subvención para los agentes de I+D públicos y privados, y para las empresas públicas.
 - Préstamo para las empresas y asociaciones empresariales sectoriales (Euribor de interés y amortización en 10 años, con 3 de carencia y 7 de devolución). No obstante, en este tipo de entidades se financian con subvención las ayudas destinadas a cubrir el gasto para nuevas contrataciones, con carácter indefinido, de investigadores e investigadoras con el grado de doctor para la ejecución del proyecto.
- Los proyectos no pueden implicar actividades que no cumplan con el «principio DNSH», por sus siglas en inglés).

En la convocatoria CPP 2021 se han financiado en Energía un total de 22 proyectos, siendo 15,4 M€ la ayuda total concedida. En la Tabla 12.2 pueden verse desglosadas las cantidades en préstamo y subvención, y en la

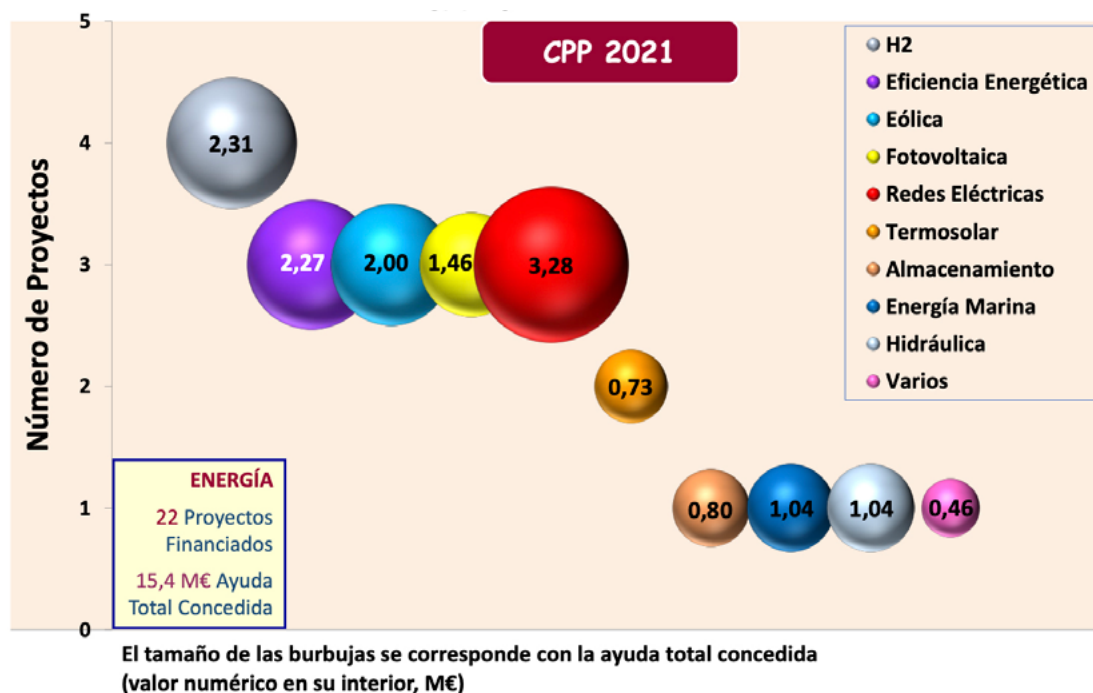
Figura 12.9 las líneas temáticas de los proyectos y las ayudas concedidas a cada una de ellas. Comentar en este punto que, al igual que en las convocatorias anteriores, los sectores energéticos a los que se han asociado los proyectos son los prioritarios en cada caso.

TABLA 12.2. CONVOCATORIA COLABORACIÓN PÚBLICO PRIVADA (CPP) 2021.

CPP 2021			
Nº Proyectos Financiados	Subvención (€)	Préstamos (€)	Ayuda Total Concedida (€)
22	9.448.905	5.948.690	15.397.595

A pesar del número no muy alto de proyectos, parece observarse dos bloques diferenciados. En el primero de ellos, con mayor número de proyectos financiados y mayor ayuda concedida, están las temáticas de H2, eficiencia energética, eólica, fotovoltaica y redes eléctricas, esta última línea con un volumen mayor de ayuda concedida por la mayor envergadura y mayor número de participantes en general en los consorcios que conforman estos proyectos. En un segundo bloque, y con un solo proyecto en cada caso, aparecen almacenamiento, energía marina e hidráulica.

FIGURA 12.9. CONVOCATORIA CPP 2021. N.º DE PROYECTOS FINANCIADOS POR LÍNEAS TEMÁTICAS Y AYUDA TOTAL CONCEDIDA.



PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS (PTR)

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, OPIs, 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:

12. LA I+D+I del sector energético

- 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.
- Hay doce Plataformas Tecnológicas en sectores energéticos relevantes para nuestra economía:

TABLA 12.3. PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Plataformas Tecnológicas (P.T.)	Objetivos	Página web
P.T. Española del H ₂ y de las Pilas de Combustible	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.	www.ptehpc.org
REOLTEC P.T. del Sector Eólico Español	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.	https://reoltec.net/
P.T. Española del CO ₂	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 CO ₂ , fomentando la implantación en la industria de estas tecnologías.	www.pteco2.es
FUTURED P.T. Española de Redes Eléctricas	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.	www.futured.es
BIOPLAT P.T. Española de Biomasa	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.	https://bioplat.org/
EE P.T. Española de Eficiencia Energética	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.	www.ptee-ee.org
GEOPLAT P.T. Española de Geotermia	Identificación y desarrollo de estrategias sostenibles para la promoción y comercialización de la energía geotérmica en España.	www.geoplat.org
SOLAR CONCENTRA P.T. de Energía Solar Térmica de Concentración	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.	www.solarconcentra.org
FOTOPLAT P.T. Española Fotovoltaica	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.	http://fotoplat.org/
CEIDEN P.T. de Energía Nuclear de Fisión	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.	www.ceiden.es
SOLPLAT P.T. de Energía Solar Térmica de Baja Temperatura	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.	www.solplat.com
BATTERYPLAT P.T. Española de Almacenamiento de Energía	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 y situar al sector en la vanguardia a nivel mundial.	www.batteryplat.com/

Grupos Interplataformas

Se trata de grupos formados por plataformas de diferentes sectores, entre los que destacan el de **Ciudades Inteligentes (GICI)** y el de **Economía Circular (GIEC)**.

Por otra parte, existe la Alianza por la Investigación y la Innovación en Energía, ALINNE, integrada por agentes públicos (administraciones y generadores de conocimiento) y privados (empresas y asociaciones empresariales), que actúa como foro de debate y cuya misión es contribuir a la definición y seguimiento de la estrategia nacional en el ámbito de la I+D+I en tecnologías energéticas para la transición energética. ALINNE cuenta con el apoyo y colaboración de las Plataformas Tecnológicas Españolas del ámbito energético (PTEs).

12.5.1.2. Programa Marco de la Unión Europea “Horizonte Europa”

La Agencia Estatal de Investigación ha participado en las convocatorias transnacionales de las iniciativas SOLAR ERA-NET, ERA-NET ACT, CSP ERA-NET y ERA-NET GEOTHERMICA dentro del programa marco H2020, y ha iniciado su participación en Clean Energy Transition Partnership del programa marco Horizonte Europa.

Las ayudas concedidas en este periodo 2021-2022 han sido cinco en el marco de la CSP ERA-NET, sobre energía solar de concentración con un importe total de 799.500 €.

Adicionalmente, durante este periodo, se encuentran en seguimiento por la AEI 28 ayudas concedidas los años anteriores mediante las convocatorias transnacionales de SOLAR ERA-NET sobre energía solar fotovoltaica (PV) y termoelectrónica de concentración (CSP), ERA-NET ACT, sobre Captura, Utilización y Almacenamiento de CO₂ y ERA-NET GEOTHERMICA cuyo principal objetivo es la financiación de proyectos demostrativos sobre el uso de energía geotérmica y su acercamiento al mercado.

Todas estas iniciativas del programa marco H2020 han sido recogidas en Horizonte Europa mediante la “Clean Energy Transition Partnership” (<https://cetpartnership.eu/>), cuya primera convocatoria transnacional fue lanzada en el 2022, y las primeras ayudas a financiar por parte de la AEI se darán en el 2023. Las convocatorias anuales de CETP incluirán las siguientes temáticas:

- Sistema energético europeo integrado y optimizado con cero emisiones netas
- Tecnologías mejoradas de energía con cero emisiones
- Permitir la neutralidad climática con tecnologías de almacenamiento, hidrógeno y combustibles renovables y CCU/CCS
- Soluciones eficientes de calefacción y refrigeración con cero emisiones
- Sistemas energéticos regionales integrados
- Sistemas energéticos industriales integrados
- Integración en el entorno construido

12.5.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)

12.5.2.1. 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 2021 el CDTI aprobó 174 operaciones empresariales de I+D e innovación en el área de energía, correspondientes a diferentes tipologías de proyectos CDTI tanto de 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 2021-2023. El conjunto de estas ayudas ha dado lugar a una inversión total de 122,51 millones de euros y unos compromisos de aportación CDTI de 87,00 millones de euros.

Las anteriores cifras se incrementaron en 2022, año en el que el CDTI aprobó 188 operaciones empresariales de I+D e innovación que supusieron una inversión total de 151,27 millones de euros y unos compromisos de aportación CDTI de 105,96 millones de euros.

Con relación a los compromisos CDTI del año 2020 cabe señalar que en 2021 y en 2022 se registraron acusados incrementos: los compromisos de aportación CDTI de 2022 (105,96 millones de euros) son un 76% mayores que los de 2020 (60,10 millones).

a) Financiación directa mediante préstamos y subvenciones ^{13 14}

Las tablas que siguen muestran, según tipología, comunidad de desarrollo del proyecto y áreas sectorial o temática del proyecto, las operaciones CDTI aprobadas en 2021 y en 2022.

TABLA 12.4 TIPOLOGÍA, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS APROBADOS POR EL CDTI EN 2021

Tipología	Operaciones	Compromisos de Aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
Programa Misiones	84	44.672.665	65.608.341
Proyectos CDTI de I+D	64	31.204.656	40.360.308
Programa CERVERA	4	3.850.796	3.850.796
Programa Tecnológico de Automoción Sostenible	5	3.010.612	5.073.749
Partenariados ¹⁵	11	2.552.011	5.011.131
Neotec	5	1.491.168	2.362.236
Proyectos de Líneas de Innovación	1	221.177	294.903
Total	174	87.003.085	122.561.464

¹³ Incluye tanto proyectos de programas de subvenciones resueltos en 2021 y 2022 como proyectos de programas de convocatoria permanente aprobados en 2021 y 2022 (Proyectos CDTI de I+D; Proyectos de Líneas de Innovación).

¹⁴ 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".

¹⁵ Antiguos CDTI-Eranet y CDTI-Eurostars.

TABLA 12.5 TIPOLOGÍA, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS APROBADOS POR EL CDTI EN 2022

Tipología	Operaciones	Compromisos de Aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
Programa Misiones	110	56.122.712	82.707.424
Proyectos CDTI de I+D	65	43.905.764	59.236.617
Sello de Excelencia	2	2.979.431	4.794.088
Neotec	8	2.406.510	3.621.436
Partenariados	3	547.530	912.550
Total	188	105.961.947	151.272.115

Tanto en 2021 como en 2022, las tres cuartas partes del apoyo del CDTI se concentra en 5 CCAA. En concreto, en 2021 las CCAA de Madrid, Cataluña, Andalucía, Navarra y País Vasco fueron destinatarias del 76,9% de los compromisos de aportación CDTI y en 2022, estas 5 mismas CCAA, aunque con un orden distinto, el 75,6%.

TABLA 12.6. COMUNIDADES AUTÓNOMAS, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS APROBADOS POR EL CDTI EN 2021

CCAA	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
MADRID (COMUNIDAD de)	50	30.911.578	46.042.137
CATALUÑA	30	12.247.561	16.709.900
ANDALUCIA	25	11.321.709	15.507.157
NAVARRA (C. FORAL de)	10	6.713.286	8.783.745
PAIS VASCO	13	5.739.411	7.789.293
CASTILLA-LA MANCHA	8	4.288.172	6.077.829
GALICIA	9	3.943.611	5.694.525
COMUNIDAD VALENCIANA	10	3.550.916	4.995.479
ARAGON	4	2.825.457	3.604.380
CASTILLA Y LEON	4	1.884.284	2.402.826
CANTABRIA	3	1.582.932	2.028.388
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	6	1.554.578	2.240.983
MURCIA (REGION de)	1	319.560	484.769
EXTREMADURA	1	120.031	200.053
Total	174	87.003.085	122.561.464

TABLA 12.7. COMUNIDADES AUTÓNOMAS, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS APROBADOS POR EL CDTI EN 2022.

CCAA	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
MADRID (COMUNIDAD de)	42	26.069.021	36.087.571
PAIS VASCO	29	19.499.925	27.103.253
ANDALUCIA	33	18.623.821	28.514.611
NAVARRA (C. FORAL de)	9	8.151.758	12.229.305
CATALUÑA	17	7.734.020	11.247.810
COMUNIDAD VALENCIANA	14	6.002.100	8.659.717
CASTILLA Y LEON	11	5.197.564	7.311.778
MURCIA (REGION de)	8	2.828.643	3.977.264

12. LA I+D+I del sector energético

CCAA	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
GALICIA	5	2.692.395	3.659.553
CANTABRIA	3	2.405.297	3.117.633
CASTILLA-LA MANCHA	3	2.159.074	2.889.646
EXTREMADURA	3	1.114.777	1.504.881
ARAGON	4	907.665	1.220.387
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	2	851.102	1.333.235
CANARIAS	2	714.233	881.827
BALEARS (ILLES)	2	610.219	983.653
RIOJA (LA)	1	400.334	549.991
Total	188	105.961.947	151.272.115

Los proyectos del área sectorial de energía supusieron más del 95% de los compromisos de aportación CDTI, tanto 2021 como en 2022. Entre ellos la mayor aportación CDTI corresponde a los proyectos de I+D+i en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes, que supusieron el 54,5% en 2021 y el 44,4% en 2022. Tras esta categoría, se encuentra la de I+D+i en tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes, con una aportación del 25,6% en 2021 y del 28,0% en 2022. Por su parte, los proyectos de I+D+i de optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía, supusieron el 15,7% y el 24,1% de la aportación CDTI en 2021 y 2022, respectivamente. Las demás áreas sectoriales, como pueden verse en las tablas correspondientes, tienen volúmenes mucho menores.

El acusado incremento de los compromisos del CDTI en apoyo a proyectos de energías registrado en 2021 y 2022 junto con la concentración del apoyo CDTI en proyectos específicos de energía ilustran un hecho muy relevante: la decidida contribución del CDTI a la transición energética por medio del apoyo a la I+D+i empresarial en energía.

TABLA 12.8 ÁREAS SECTORIALES, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS DE ENERGÍA APROBADOS POR EL CDTI EN 2021.

Área sectorial 1 y 2	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
ENERGÍA	165	83.673.313	118.325.687
Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	97	47.395.874	67.474.458
Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	38	22.304.369	32.195.122
Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía	29	13.693.418	18.179.107
Sin Nivel Asignado	1	279.652	477.000
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	6	2.372.604	2.900.727
Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales (de energía)	6	2.372.604	2.900.727
AEROESPACIAL	1	600.000	816.891
Espacial	1	600.000	813.891
CONSTRUCCIÓN, ORDENACIÓN DEL TERRITORIO Y PATRIMONIO CULTURAL	1	167.170	246.927
Construcción	1	167.170	246.927
SECTORES INDUSTRIALES	1	189.998	271.232
Bienes de equipo.	1	189.998	271.232
Total	174	87.003.085	122.561.464

TABLA 12.9 ÁREAS SECTORIALES, N.º OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS DE ENERGÍA APROBADOS POR EL CDTI EN 2022.

Área sectorial 1 y 2	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
ENERGÍA	177	102.255.567	146.646.867
Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	78	47.080.564	68.529.991
Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	53	29.644.416	40.528.822
Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.	45	25.484.204	37.510.747
Sin Nivel Asignado	1	46.384	77.307
SECTORES INDUSTRIALES	4	1.617.868	1.968.428
Electrotecnia, equipos eléctricos y electrodomésticos.	4	1.617.868	1.968.428
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES	3	1.092.322	1.484.832
Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales (de energía)	2	787.220	1.023.882
Electrónica y Dispositivos	1	305.103	460.950
TRANSPORTE E INFRAESTRUCTURAS	1	274.700	323.176
Transporte. (excepto Vehículos de transporte 9.4)	1	274.700	323.176
CONSTRUCCIÓN, ORDENACIÓN DEL TERRITORIO Y PATRIMONIO CULTURAL	1	258.171	303.730
Construcción	1	258.171	303.730
ALIMENTACIÓN, AGRICULTURA Y PESCA.	1	256.152	301.355
Agricultura	1	256.152	301.355
BIOTECNOLOGÍA	1	207.168	243.727
Agroalimentación.	1	207.168	243.727
Total	188	105.961.947	151.272.115

b) Programa «INNVIERTE»

La gestión del Programa se instrumenta a través de la Sociedad de Capital Riesgo INNVIERTE ECONOMIA SOSTENIBLE SICC SME, S.A, 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 mediante la inversión en vehículos público-privados.

Las inversiones en el área de energía y medio ambiente de los vehículos de capital riesgo realizadas y apoyadas por **Innvierte** (Fondos recibidos) y los existentes tras desinversiones (Fondos remanentes), a diciembre de 2021 y a diciembre de 2022, son:

TABLA 12.10 INVERSIONES DE LOS VEHÍCULOS DE CAPITAL RIESGO APOYADOS POR INNVIERTE EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, A DICIEMBRE DE 2021

Sector	Empresa que lidera	Empresas invertidas con cada vehículo	Fondos recibidos por empresas participadas (€)	Empresas en cartera	Fondos remanentes en participadas en cartera (€)
Energía-medio Ambiente, EMA	AGBAR	8	13.370.800	3	5.155.841
Energía-medio Ambiente, EMA	Iberdrola	2	1.724.996	1	1.225.000
Energía-medio Ambiente, EMA	Repsol	5	11.078.733	4	7.742.135

12. LA I+D+I del sector energético

TABLA 12.11 INVERSIONES DE LOS VEHÍCULOS DE CAPITAL RIESGO APOYADOS POR INNVIERTE EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, A DICIEMBRE DE 2022.

Sector	Empresa que lidera	Empresas invertidas con cada vehículo	Fondos recibidos por empresas participadas (€)	Empresas en cartera	Fondos remanentes en participadas en cartera (€)
Energía-medio Ambiente, EMA	AGBAR	8	13.370.800	1	555.928
Energía-medio Ambiente, EMA	Iberdrola	2	1.724.996	0	0
Energía-medio Ambiente, EMA	Repsol	5	11.357.280	2	3.455.957

Innvierte Coinversión

En 2019 se puso en marcha un nuevo Programa (Innvierte Coinversión) con el objetivo de realizar inversiones conjuntas de Innvierte y vehículos de inversión previamente homologados por Innvierte.

A diciembre de 2021 Innvierte había homologado 7 vehículos de inversión en iniciativas de energía y medioambiente. Durante 2022 se homologaron 2 más con lo que a diciembre de 2022 se habían homologado 9 vehículos de inversión en iniciativas de energía y medioambiente.

Las inversiones conjuntas de Innvierte y estos vehículos de inversión comenzaron en 2021. Así, en el marco de este Programa de coinversión, Innvierte invirtió en 3 empresas en 2021, con una aportación total de 6.767.483 euros, y en 2022 lo hizo en 3 empresas más, con una aportación total de 1.999.903 euros. El total acumulado hasta diciembre de 2022 del Programa de coinversión puesto en marcha en 2019 es de 8.767.386 euros en una cartera de 6 empresas.

12.5.2.2. Programa Marco de la Unión Europea “Horizonte Europa”

El Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE 2021-2027, Horizonte Europa (HE), es el mayor y más ambicioso programa dedicado a la Investigación e Innovación a nivel europeo, y dentro de sus objetivos está el conseguir que los resultados de la investigación y desarrollo (I+D) lleguen al mercado y a la sociedad. Se estructura en tres grandes pilares, **el Pilar I** dedicado a la Ciencia Excelente, **el Pilar II** denominado Retos mundiales y competitividad industrial europea, que tiene asignado el 50% del presupuesto de Horizonte Europa y donde se concentran el mayor número de convocatorias en colaboración, y finalmente **el Pilar III**, denominado Consejo Europeo de Innovación. El Pilar II, a su vez se estructura en distintos clústeres que aglutinan distintas temáticas y a través de los cuales se implementan los programas de trabajo bienales. El clúster 5, titulado “Clima, Energía y Movilidad” con un presupuesto para los siete años de 15.123 millones de euros, cubre las principales acciones de I+D en esas tres temáticas, incluyéndose aquí por tanto el grueso de las acciones de I+D+i del sector energético.

Las convocatorias dentro de los programas de trabajo del clúster 5 se estructuran en 6 destinos, siendo los específicos de la temática de energía, los siguientes:

Destino 2 - Cubre actividades entre los tres sectores: clima, energía y movilidad, y se incluyen aquí, las tecnologías disruptivas con muy bajos niveles de maduración tecnológica ligadas a energía.

Destino 3 - Cubre las tecnologías de energías renovables, abarcando todos los niveles de maduración tecnológica y sus aplicaciones en distintos sectores; las redes y sistemas energéticos incluido almacenamiento y digitalización; las tecnologías de captura, almacenamiento, transporte y uso de CO₂ (CCUS) y actividades transversales.

Destino 4 - Cubre los temas de eficiencia energética en edificios e industria. En este destino se incluyen las actividades propuestas por el partenariado europeo coprogramado “Build4People”, que engloba no sólo eficiencia energética en la edificación, sino también otros aspectos como el ciclo de vida de la construcción del edificio, circularidad, reciclaje, etc., con una visión holística que abarca el edificio y su entorno y con un enfoque centrado en el ciudadano.

Los temas relacionados con ciudades y comunidades inteligentes vienen recogidos en un programa separado de Misiones, donde se incluyen las convocatorias de las cinco misiones aprobadas durante el primer periodo de Horizonte Europa, entre ellas la Misión de ciudades inteligentes y climáticamente neutras.

Los temas de hidrógeno se recogen en el partenariado institucional de Hidrógeno Verde, que es continuación del anterior partenariado de Horizonte 2020 denominado, Hidrógeno y Pilas de Combustibles. Este partenariado de Hidrógeno Verde tiene una duración desde 2021 hasta 2027, cuenta con una dotación de 1.000€ de la Comisión Europea, y abarca toda la cadena de valor del hidrógeno, desde su producción, distribución, almacenamiento, transporte y aplicaciones en distintos sectores.

Todas las áreas de energía recogen las prioridades identificadas en el Plan Estratégico Europeo de Tecnologías Energéticas (SET Plan en inglés).

Programa de trabajo de 2021-2022

El primer programa de trabajo del clúster 5 de Horizonte Europa cubre los años 2021 y 2022. Tuvo una dotación presupuestaria de alrededor de 3.000 M€, de los cuales aproximadamente el 50% ha sido destinado a actividades de I+D ligadas al sector de la energía.

En el ámbito de la energía se incluyeron un total de 12 convocatorias, entre los tres destinos antes mencionados.

Los temas planteados en este primer programa de trabajo 2021-2022 están orientados a contribuir, desde la investigación y desarrollo, a los ambiciosos objetivos en materia de energía establecidos a nivel europeo en el contexto del “Pacto Verde Europeo”, aprobado por la Comisión a finales del 2019 y en varias comunicaciones y estrategias que la Comisión ha publicado a lo largo del 2020, siendo las más destacadas:

12. LA I+D+I del sector energético

- Una Estrategia de la UE para la Integración del Sistema Energético, (julio 2020)
- Comunicación: Ola de Renovación para Europa, (octubre 2020)
- Una estrategia de la UE para aprovechar el potencial de la energía renovable marina
- para un futuro climáticamente neutro, (noviembre 2020)

Datos de 2021-2022

Los datos facilitados a continuación, corresponden a 12 convocatorias del programa de trabajo 2021-2022 del clúster 5 relacionadas con Energía, que pertenecen al Destino 2 (la parte de energía), y Destinos 3 y 4.

A nivel global, se han concedido 1.508,4 M€, de los que 220,1 M€ han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 16,6% de retorno UE. España se sitúa a la cabeza en el ranking de países de la UE por retorno conseguido, seguido de Alemania con un 15,4%, Italia con un 10,9% y Francia con un 10%. Las entidades españolas lideran 53 proyectos de un total de 223 proyectos financiados, lo que representa una tasa de liderazgo del 23,8%. España es el país con más proyectos liderados. En 163 de los proyectos financiados hay participación de entidades españolas lo que significa una tasa de participación muy considerable del 73%.

En las figuras 12.10 y 12.11 se representa el retorno conseguido por entidades españolas, distribuido por tipo de entidad y por comunidades autónomas respectivamente. Destaca una alta participación empresarial con el 45% del retorno, seguido de los centros tecnológicos con un 19% y las universidades con el 11%. A nivel de comunidades autónomas, Madrid consigue el mayor retorno con un 24%, seguida de Cataluña con un 19% y País Vasco con un 14%.

Como entidades destacadas por financiación recibida están Fundación Tecnalia, CSIC, Fundación CIRCE, Acciona Construcción, S.A, Fundación Cartif, ETRA Investigación y Desarrollo, S.A., Fundación Cener-Ciemat, Universidad de Sevilla, Universidad de Valencia, SCHWARTZ-HAUTMONT Construcciones Metálicas, S.A., CIEMAT y Plataforma Oceánica de Canarias.

FIGURA 12.10. RETORNO DE ENTIDADES ESPAÑOLAS DISTRIBUIDO POR TIPO DE ENTIDAD

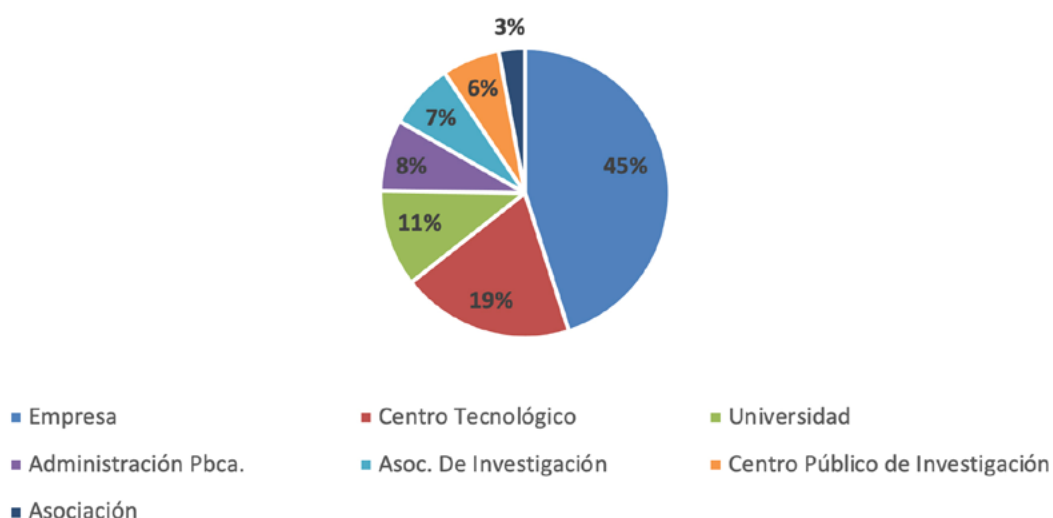
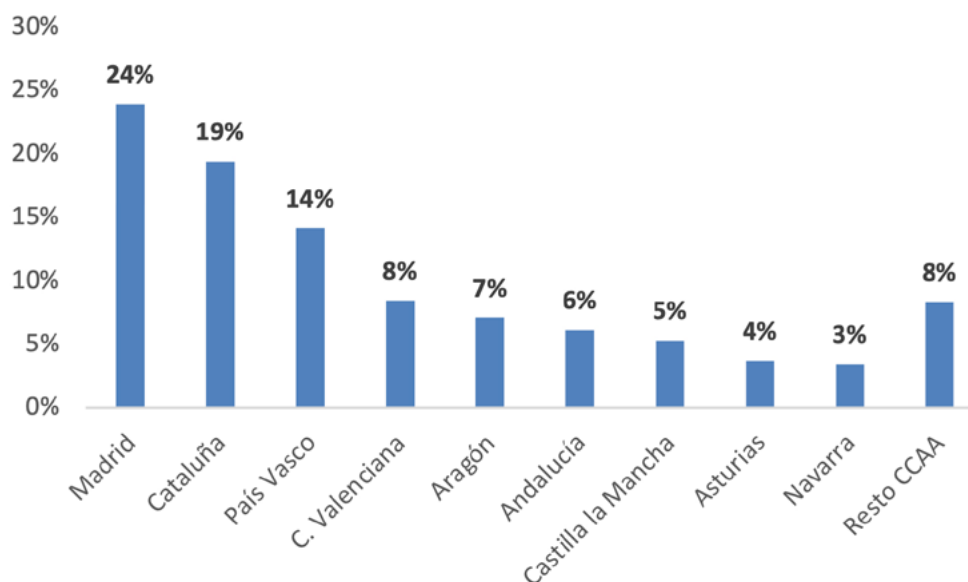


FIGURA 12.11. RETORNO DE ENTIDADES ESPAÑOLAS DISTRIBUIDO POR COMUNIDAD AUTÓNOMA



Los resultados por Destinos son muy buenos, en línea con los resultados globales. En el **Destino 3**, que tiene el mayor presupuesto, se ha conseguido un retorno muy destacable del 16,3% UE, y una tasa de liderazgo en proyectos financiados del 21,8%. Dentro de las áreas que se incluyen en este destino:

- El **área de energías renovables**, que incluye también los combustibles sostenibles, ha tenido muy buenos resultados con un retorno del 19,4% UE y una tasa de liderazgo en proyectos financiados del 21%. En esta área además de las entidades antes mencionadas, destacan también la Fundación Imdea Energía, la empresa ACSM SHIPPING CO SL, y Mondragón Assembly, S. Coop.
- En el **área de sistemas energéticos, redes y almacenamiento** los retornos son del 14,6% y una tasa de liderazgo del 30%. Destacan como entidades participantes además de las mencionadas con anterioridad a nivel global, la Fundación Tekniker, Giroa, S.A., la Universidad Pontificia de Comillas, Cuerva Energía S.L, y OMI-POLO español, S.A.
- En el área de **CCUS** los resultados no son tan destacados, con un retorno del 7,7%. Se da una participación equitativa entre empresas y centros públicos de investigación, destacando el CSIC con un proyecto aprobado.

En el **Destino 4**, dedicado a eficiencia energética en edificios e industria, los resultados de las entidades españolas han sido también muy buenos, sobre todo en el área de eficiencia energética en edificios donde se ha conseguido un retorno del 20,7% UE, y una tasa de liderazgo en proyecto financiados del 31%. En esta área destacan las siguientes entidades: Fundación Cartif, Fundación Tecnalia, Fundación Circe, Fundación CTIC, IDENER Research & Development AIE, Institut de Tecnologia de la Construcción de Catalunya (ITEC), IDP

Ingeniería y Arquitectura Iberia, S.L., Ayuntamiento de MALGRAT de MAR, COMSA, S.A., ETRA Investigación y Desarrollo, S.A.

El programa de trabajo de la **Misión de Ciudades** recoge principalmente grandes proyectos de innovación en el área de Energía, con temas de diseño de planificación urbana y distritos de energía positiva, y en el área de Movilidad con temas de transporte público y de movilidad urbana sostenibles. Se incluye también una acción para financiar la plataforma europea de apoyo a ciudades de la Misión, que se canaliza a través de un acuerdo marco entre la Comisión Europea y un consorcio determinado que es el que constituye la plataforma u oficina de ventanilla única. Los retornos en esta Misión, sin tener en cuenta la plataforma de apoyo a las ciudades, han sido positivos, con un retorno conseguido por entidades españolas del 14,3%, y mejorable en la tasa de liderazgo donde sólo se coordina un proyecto de los catorce financiados, en este caso por la Fundación Cartif.

Con respecto al partenariado institucional de **Hidrógeno Verde**, los resultados de la convocatoria de 2022 han sido modestos pero mejores que los conseguidos de media en el anterior partenariado de Horizonte 2020, antecesor de éste. Las entidades españolas han conseguido una financiación de 21,5 M€ de un total asignado de 351 M€, lo que representa un retorno del 6,5%. Se han liderado 7 proyectos de los 53 proyectos financiados (13,2%). La participación empresarial es alta con un 57%, seguido de las asociaciones de investigación y centros tecnológicos con un 14% cada uno. España se encuentra en la 7ª posición en términos de retorno conseguido, siendo Alemania, Francia e Italia quienes encabezan el ranking de países por retorno. Destacan en esta convocatoria las siguientes entidades: IREC, Fundación H2 Aragón, Enagás Transporte, S.A., Fundación Tecnalia, Universidad de País Vasco, CSIC, Gabadi, S.L. y Airbus Operations, S.L. Se advierte una mayor participación en propuestas y proyectos que en programas anteriores de Horizonte 2020, derivado de la existencia de una estrategia nacional que define el marco para un desarrollo e implementación en España de las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible y su posterior aplicación.

12.6. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO

12.6.1. CIEMAT

El CIEMAT es un Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Ciencia e Innovación que 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 1.257 personas está diversificado tecnológicamente y geográficamente. Su sede está en Madrid, donde se ubica el Laboratorio Nacional de Fusión, instalación científica singular (ICTS) dedicada a la investigación de esta fuente de energía, y cuenta con otros cinco centros: la Plataforma Solar de Almería

(PSA), gran instalación científica de reconocido prestigio internacional en tecnologías solares e ICTS; el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) y el Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA) en Soria; el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA) en Trujillo y el Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT) en Barcelona.

Por su naturaleza como organismo público de investigación, una parte sustancial de los gastos del CIEMAT son cubiertos a través de los Presupuestos Generales del Estado. Además, los grupos de investigación reciben financiación para el desarrollo de los proyectos de I+D+i a través de las subvenciones obtenidas en convocatorias competitivas nacionales e internacionales, de colaboraciones con empresas y entidades y por la prestación de servicios técnicos. Los ingresos exteriores obtenidos por estas vías fueron de 23,93 M€ en 2021 y de 26,01 M€ en 2022.

En cuanto a los proyectos vigentes en el área de Energía, los ingresos exteriores han procedido en su mayoría de programas europeos (Horizonte Europa, Horizonte 2020 y EURATOM), de otros programas internacionales (AECID, CYTED, DOE, EIG, ENI-CBCMED 2014-2020, F4E, FONDEF – CONICYT, IAEA, IEA, INTERREG V, ITER, JRC, LIFE, LSST Corporation, RFCS, Service Contracts – Tenders y UNIDO) y convocatorias del Plan Estatal (principalmente en el programa estatal para catalizar la innovación y en el programa estatal de liderazgo empresarial e impulsar la investigación científico-técnica y su transferencia).

Hay que destacar durante 2021 y 2022 los avances en las iniciativas EUSOLARIS y en IFMIF-DONES.

EU-SOLARIS creada como una entidad ERIC - Consorcio Europeo de Infraestructura de Investigación, es una infraestructura de investigación distribuida de primera categoría sobre tecnologías de Concentración Solar Térmica (CST) en Europa, y se configura como el núcleo central responsable de la explotación coordinada de los centros nacionales de investigación en tecnologías CST. España, a través del Ministerio de Ciencia e Innovación, es el país encargado de la coordinación de esta iniciativa que tendrá su sede en la PSA. En septiembre de 2022 se estableció como ERIC.

IFMIF-DONES (International Fusion Materials Irradiation facility - DEMO Oriented NEutron Source) es una infraestructura científica única en el mundo cuyo objetivo es operar una fuente de neutrones destinada a cualificar los materiales que se usarán en los futuros reactores de fusión. IFMIF-DONES se va a construir en Escúzar (Granada). En junio de 2021 se creó el consorcio, mediante la firma de un convenio de colaboración entre la Administración General del Estado (Ministerio de Ciencia e Innovación) y la Junta de Andalucía (Consejería de Transformación Económica, Industria, Conocimiento y Universidades) con el objetivo de contribuir al Programa Europeo de Fusión, entre otras cosas, a través del diseño, construcción, equipamiento y explotación de la instalación IFMIF-DONES. En noviembre de 2022 se formalizó el compromiso de colaboración de Croacia, en una visita realizada por la Ministra de Ciencia e Innovación a ese país.

Los porcentajes dedicados al área de Energía con respecto a los gastos totales del CIEMAT fueron del 34% sobre 113,13 millones de euros en 2021 y del 36% sobre 120,05 millones de euros en 2022. Las líneas en las que se investiga con dichos fondos son:

- Análisis de sistemas energéticos sostenibles.
- Bioenergía, bioproductos y residuos.
- Energía eólica y fotovoltaica y eficiencia energética.
- Tecnologías de hidrógeno.
- Tecnologías solares térmicas y fotoquímicas.
- Ciencia y tecnología para fisión nuclear.
- Ciencia y tecnología para energía de fusión.

El CIEMAT tiene una relevante participación en comités, comisiones, grupos de trabajo, plataformas tecnológicas, asociaciones, redes... a través de los expertos de la talla y el prestigio de los que trabajan en el CIEMAT. En el área de Energía el CIEMAT participa en 314 comités. De ellos, el 65% son de ámbito internacional. El 26% 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 (56%). Este alto porcentaje muestra cómo los expertos del CIEMAT están muy demandados entre quienes requieren consejo en el ámbito de nuestro conocimiento. Entre las múltiples participaciones se pueden destacar:

Alianza por la Investigación y la Innovación Energética (ALINNE), donde se tiene representación en el comité delegado de estrategia, el comité delegado de coordinación y el comité delegado de internacionalización.

- Comité rector del Club Español de la Energía (ENERCLUB).
- Comisión para la elaboración de la Estrategia de Seguridad Energética Nacional.
- Junta Directiva de la Sociedad Nuclear Española.
- Mesa Nacional del Sistema de Certificación IEC en Energías Renovables (sistema IECRE).
- Patronos de la Fundación Parque Científico de Madrid.
- Executive Committee of the European Energy Research Alliance (EERA).
- Executive Committee of the Sustainable Nuclear Energy Technology Platform (SNETP).
- Governing Board of Fusion for Energy (F4E).
- Science and Technology Advisory Committee of ITER project.
- Steering Committee of the Jules Horowitz Reactor (JHR) project.

12.6.2. CSIC

El Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) es el Organismo Público de Investigación más grande de España (la cuarta de Europa y séptima del mundo), y se encuentra adscrito al Ministerio de Ciencia e

Innovación. Cuenta con 146 Centros e Institutos, con un total de 13.888 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 sostenibles, recuperación de energía, electrificación, 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 los años 2021-2022 el CSIC participó en un total de 359 proyectos colaborativos correspondientes al Horizonte Europa.

Como parte de sus acciones de promoción y colaboración, el CSIC ha impulsado las **Plataformas Científicas Interdisciplinares (PTI)**. Estas plataformas movilizan a diversos grupos de distintas disciplinas, en colaboración con otras instituciones, empresas y la Administración, para alinearse con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas. Su objetivo es responder a los retos de la sociedad a través de la investigación y la innovación. En 2021, el CSIC lanzó una de estas plataformas, la **PTI para la Transición Energética Sostenible (PTI-TransEner+)**, con el objetivo de acelerar la transición hacia un modelo energético más asequible y sostenible. Esta PTI se centra en cinco áreas: generación renovable, almacenamiento eficiente, descarbonización industrial, tecnologías del hidrógeno y electrificación. Con la participación de 22 centros del CSIC y más de 200 investigadores, y gracias a una financiación de 37,8 M€ del Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia concedida por el MICINN, la PTI está llevando a cabo grandes proyectos que promueven la transferencia al sector industrial. Algunos ejemplos de los nuevos desarrollos y demostradores realizados dentro de esta PTI son:

- **Biorrefinería** para la obtención de biocombustibles a partir de residuos agrícolas.
- **Batería de flujo redox de vanadio (V-BFR) de 50 kW.**
- Nuevas tecnologías de **captura de CO₂** para industrias intensivas en carbono basadas en ciclos de carbonatación-calcinación (**Calcium Looping**).
- Nuevas tecnologías intensificadas de **captura de CO₂** mediante oxidación con membranas de **óxidos sólidos** y producción de **hidrógeno verde**.
- **Electrolizador** de agua de **5kW** con membrana polimérica de **intercambio aniónico**.
- **Electrolizadores** de alta temperatura **SOEC**.
- **Hidrogenera** con gestión avanzada de la energía, con **generación renovable**, apta para funcionamiento con conexión a la red o sin ella.
- **Banco de ensayos** para electrolizadores y pilas de combustible de baja temperatura (**PEM**), para electrolizadores y pilas de combustible de óxidos sólidos (**SOEC**). Y, para la utilizando radiación sincrotrón (**ALBA**) en la caracterización de materiales con aplicación en energía verde.

Además de las iniciativas mencionadas anteriormente, el CSIC colabora con empresas del sector de la energía en otros proyectos. Durante el 2021-2022, el CSIC ha tenido más de 75 contratos vigentes en el ámbito de la energía, lo que supone unos ingresos para el CSIC de unos 8.6 millones de euros. Por ejemplo, están trabajando en el sistema de almacenamiento de energía térmica basado en sales fundidas, que permite aprovechar el excedente de energía renovable para generar calor y electricidad cuando se necesita (este proyecto forma parte del consorcio europeo TESSE2B). También están trabajando en el diseño y la construcción de un prototipo de reactor de fusión nuclear por confinamiento magnético, denominado TJ-II, y forma parte de la red europea EUROfusion2. El uso de metamateriales aplicados a células fotovoltaicas es otro ejemplo. Además, están investigando ideas disruptivas en conversión de energía para dispositivos para el internet de las cosas (IoT) o en enfriadores radiactivos que transformarán el sector energético a más largo plazo.

La excelencia del CSIC ha posicionado a sus expertos como figuras clave en comités, comisiones, redes, asociaciones y plataformas tecnológicas tanto a nivel nacional como internacional, todas ellas relacionadas con la energía. Su participación en estos comités consultivos es crucial para la toma de decisiones estratégicas en temas científico-técnicos y en política científica. Esto subraya el papel vital del CSIC como un centro de consulta indispensable para la transición energética. Si deseas obtener más información sobre el estado actual de la investigación en el CSIC durante estos años y los desafíos que se van a abordar hasta el año 2030, puedes visitar su sitio web: <https://desafios2030.csic.es/energia-eficiente-limpia-y-segura/>

12.6.3. CENER

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada en energías renovables de alta cualificación y reconocido prestigio nacional e internacional. Con un presupuesto próximo a 20M€, CENER cuenta con 225 trabajadores entre doctores, ingenieros, personal técnico y de apoyo. Gracias a la competitividad y su amplia red de clientes y socios nacionales, europeos e internacionales CENER se autofinancia en un 70% por contratos privados de desarrollo y transferencia tecnológica y proyectos de concurrencia competitiva.

Su 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 las áreas de interés asociadas a las renovables y la transición energética: energía eólica, solar térmica, termoeléctrica y fotovoltaica, biomasa y residuos para uso energético y bioproductos, uso de la energía en edificios y ciudades, gestión de la demanda, almacenamiento térmico y eléctrico, gestión de redes e integración en las redes energéticas de las energías renovables.

CENER enfoca su actividad hacia el progreso tecnológico y el apoyo a las empresas del sector:

- 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 singulares.

CENER opera importantes infraestructuras tecnológicas, con modernos laboratorios e instalaciones de referencia para el sector a nivel internacional, destacando especialmente su Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores “LEA”, el parque eólico para prototipos de Aláiz, la Biorrefinería “BIO2C” y la microrred “ATENEA”.

Adicionalmente a éstas CENER ofrece al sector para llevar a cabo I+D+i otras infraestructuras de gran relevancia: ensayos de módulos fotovoltaicos e inversores, ensayos de tubos receptores de plantas cilindro-parabólicas, ensayos de captadores planos, desarrollo de células y procesos de fabricación fotovoltaica.

CENER es un participante habitual en los foros de planificación y coordinación de I+D tanto nacionales (plataformas tecnológicas, ALINNE), como europeos (SET Plan a través de la participación en las plataformas tecnológicas europeas, o los diferentes Subprogramas de la EERA), e internacionales (la IEA y sus TCP). Es además un participante relevante en los consorcios nacionales y europeos destacando especialmente en el Programa Marco de la Comisión Europea, donde está entre las entidades nacionales con mayor retorno en el reto de Energía. CENER cuenta con una red de socios europeos en programas europeos de más de 870 colaboradores.

En los años 2021-2022, CENER ha conseguido financiación para un total de 7 proyectos en Horizonte Europa (2 de ellos como coordinador), con presupuestos que suman más de 45 M€, de los que 3,8 M€ corresponden a CENER. Adicionalmente, en estos dos años CENER ha participado también en otros programas europeos como LIFE, con 3 proyectos financiados (uno de ellos como coordinador); Interreg Atlantic Área, con un proyecto financiado; y COST, con una red de investigación sobre materiales orgánicos para fotovoltaica. Estos proyectos se suman a los 8 proyectos aprobados en las convocatorias del año 2020 del programa H2020 con presupuestos de más de 83 M€, 3,8 M€ de los cuales corresponden a CENER.

Estos valores vienen a reforzar la participación de CENER en programas europeos, contando con un histórico de más de 115 proyectos financiados desde 2001, 13 de ellos como coordinadores.

12.6.4. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)

El CNH2 es un consorcio público de I+D+i orientado a impulsar la investigación científica y tecnológica de las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible que depende, a partes iguales, del Ministerio de Ciencia e Innovación y de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha. Creado en el año 2007, y una vez expirada la duración del convenio constitutivo, ha renovado el compromiso suscrito entre las administraciones consorciadas hasta el año 2031, con un incremento de la dotación presupuestaria por parte de estas.

La entidad ha cumplido satisfactoriamente los objetivos establecidos en su Plan Estratégico 2019-2022 y ha elaborado uno nuevo, enfocado al marco temporal de 2023 a 2026. En este plan, si bien se mantienen las principales líneas estratégicas relativas a cubrir toda la cadena de valor del hidrógeno y los aspectos facilitadores (como pueden ser normativa, implantación tecnológica y aspectos socioeconómicos), se ha tenido en cuenta la situación de desarrollo empresarial que se ha generado en torno a las tecnologías de hidrógeno y, tras un proceso de vigilancia tecnológica, las nuevas necesidades que pueden surgir a medio largo plazo, incorporando nuevas oportunidades de desarrollo científico-técnico y potenciando las colaboraciones con terceros.

Durante los últimos años, el CNH2 ha incrementado su infraestructura realizando inversiones tanto mediante fondos propios como mediante fondos de desarrollo europeos, con la concesión de 1.422.799,20 € para la consolidación y mejora de infraestructura de I+D+i, en el marco del Programa Operativo Feder Castilla-La Mancha 2014-2020, o con la dotación de una nueva línea de producción semiindustrial de sistemas reversibles de electrólisis SOEC del Programa Operativo Plurirregional de España 2014-2020 del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), a través de CDTI, con una financiación recibida de 2.652.500 €.

Estas capacidades, junto con la experiencia y capacitación adquiridas por el personal, han llevado al CNH2 a ser beneficiario en diversas convocatorias europeas desarrollándose, entre otros, los Proyectos GREEN HYSLAND, FCH2RAIL, ARENHA, MACBETH, IMPROVEMENT, H2PORTS, junto con varios de carácter nacional en los que se debe destacar el papel del CNH2 como agente científico-técnico, colaborador con empresas en los programas MISIONES y RETOS, colaboración que, en otros casos, también se ha llevado a cabo mediante la prestación directa de servicios a entidades públicas o privadas.

El CNH2 participa en la coordinación y la ejecución a nivel nacional del Plan Complementario de Energía e Hidrógeno Renovable, programa de investigación cogobernado y cofinanciado entre el MICIN y diez comunidades autónomas, con una movilización conjunta superior a los 90 millones de euros. Este plan se enmarca en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), y plantea acciones estratégicas que se llevarán a cabo de forma coordinada entre las comunidades autónomas que forman parte del programa y el CSIC en torno al Hidrógeno Renovable.

Esta notable actividad a nivel nacional se ha simultaneado con el crecimiento de las relaciones internacionales, en las que se aúnan las participaciones en asociaciones y foros a nivel europeo y contactos con iniciativas de centros de investigación, empresas y universidades de la Unión Europea, con la cooperación y colaboraciones con entidades de Sudamérica (Chile, Argentina, Uruguay, Costa Rica, etc.), y con China y Japón, entre otros.

También debe hacerse mención al interés por parte del CNH2 en llevar a cabo la capacitación y formación de nuevos profesionales, que se ha materializado en el desarrollo de múltiples actividades formativas y de divulgación, colaboración con universidades y empresas, acogida de estudiantes para la realización de prácticas, proyectos finales y tesis doctorales, así como la puesta en marcha de una plataforma *on-line* para ofrecer cursos de formación a estudiantes y trabajadores interesados por incorporarse al sector.

Por último, es importante destacar la visita al CNH2 en febrero de 2022 del presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, quien reafirmó en sus instalaciones la apuesta del Gobierno por el hidrógeno verde, que ha quedado plasmada en el establecimiento de una Hoja de Ruta del Hidrógeno y la aprobación del PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA), que movilizará más de 4.300 millones de euros en este ámbito, con una inversión pública de 1.555 millones de euros.

12.6.5. Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN)

La Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) es una infraestructura contenida en el Mapa Nacional de Instalaciones Científico Técnicas Singulares (ICTS) vigente, aprobado por el Consejo de Política Científica, Tecnológica y de Innovación el 6 de noviembre de 2018. La ICTS PLOCAN es gestionada desde 2007 por un

Consortio Público en el que participan al 50% el Ministerio de Ciencia e Innovación (MCIN) y el Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias (CAC). Está adscrito a la AGE desde 2015.

Ubicada en la costa Este de la isla de Gran Canaria, la ICTS-PLOCAN ofrece un conjunto de infraestructuras y servicios especializados, en el mar y en tierra, para contribuir en los procesos de diseño, desarrollo, validación y demostración de nuevos conceptos, materiales, metodologías y prototipos de nuevas tecnologías marino-marítimas, con el objetivo último de acelerar su maduración tecnológica y comercial y, de esta forma, facilitar su integración y aplicación futura en los mercados de sectores claves de la Economía Azul. Cuenta con una plataforma oceánica off-shore, un banco de ensayos y un observatorio oceánico.

PLOCAN busca ser centro de referencia a nivel nacional en su ámbito a través de las siguientes vías:

- Transformar la excelencia científica y el conocimiento en tecnologías funcionales, ensamblando tecnologías en modelos de negocio rentables y desarrollo de normativas y procedimientos innovadores acordes con el conocimiento científico y los valores sociales que demanda el siglo XXI.
- El fomento del desarrollo de nuevas tecnologías relacionadas con el aprovechamiento de las energías marinas, en línea con los objetivos del Pacto Verde, la estrategia de crecimiento azul establecido en el ámbito de la Unión Europea, y los objetivos de la agenda 2030 de Naciones Unidas.
- La transformación del conocimiento en diversificación económica a corto y medio plazo, dirigido a la generación de empleo y actividad económica, la solución de los retos de una sociedad que necesita encontrar nuevas vías para crear valor económico y social, nuevos productos y servicios acordes con los tiempos y el estado del conocimiento.
- Ofrecer infraestructuras singulares a la comunidad científica y empresarial.

12.6.6. Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético (CIIAE)

Dentro de la Inversión 7 del Componente 17 del PRTR se planteó para la promoción de energías renovables, la creación de un centro de I+D de almacenamiento de energía en Extremadura. En diciembre de 2021, se firmó el Convenio entre la Administración General del Estado, a través del Ministerio de Ciencia e Innovación y del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas, y la Junta de Extremadura, a través de la Consejería de Economía, Ciencia y Agenda Digital y de FUNDECYT-Parque Científico y Tecnológico de Extremadura, para la realización de actuaciones tendentes a la creación, equipamiento y puesta en marcha del Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético. El presupuesto total del proyecto es de 74.583.050€, de los cuales 52.929.000,00€ serán financiados por el MICIN, a través del MRR (29.333.000,00€ en 2021 y 23.596.000,00€ en 2022).

El Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético (CIIAE) nace para dar respuestas desde la investigación y la innovación, a procesos tecnológicos e industriales de almacenamiento de energía que aceleren la transición energética, desarrollando sistemas eléctricos descarbonizados, que permitan la integración de los suministros intermitentes de las energías renovables; y que ofrezca y aporte soluciones renovables para eliminar las emisiones provocadas por el sector del transporte terrestre, ferroviario, marítimo y aéreo.



GOBIERNO
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA
Y EL RETO DEMOGRÁFICO