

**PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA
2021-2030**

20 de enero 2020

**PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA
2021-2030**

20 de enero de 2020

Índice

PRESENTACIÓN	7
1 SÍNTESIS Y PROCESO DE ELABORACIÓN.....	11
1.1 RESUMEN EJECUTIVO	11
1.2 PANORAMA DE LA SITUACIÓN ACTUAL	24
1.2.1 <i>Energía y Clima en la Unión Europea</i>	24
1.2.2 <i>Políticas y medidas actuales en materia de energía y clima relativas a las cinco dimensiones de la Unión de la Energía</i>	25
2 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS.....	37
2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN.....	37
2.1.1 <i>Electrificación y descarbonización del sistema energético</i>	43
2.1.2 <i>Adaptación al cambio climático</i>	46
2.1.3 <i>De la generación a la gestión de la demanda y el almacenamiento</i>	52
2.1.4 <i>El papel de la ciudadanía en la transición energética</i>	52
2.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA	54
2.2.1 <i>Objetivo nacional de eficiencia energética a 2030</i>	54
2.2.2 <i>Objetivo acumulado de ahorro de energía final 2030</i>	56
2.2.3 <i>Estrategia a largo plazo de renovación de edificios</i>	57
2.2.4 <i>Objetivo de eficiencia energética en los edificios públicos</i>	58
2.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA.....	60
2.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA	64
2.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD.....	70
2.5.1 <i>Objetivos nacionales en I+i+c y objetivos nacionales de financiación</i>	70
2.5.2 <i>Objetivos específicos para tecnologías energéticas hipocarbónicas y limpias</i>	73
2.5.3 <i>La competitividad de la economía</i>	79
3 POLÍTICAS Y MEDIDAS	81
3.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN.....	83
3.1.1 <i>Medidas de promoción de las energías renovables</i>	83
3.1.2 <i>Medidas transversales de promoción de las energías renovables</i>	110
3.1.3 <i>Sectores sujetos al comercio de derechos de emisión</i>	116
3.1.4 <i>Sectores difusos</i>	117
3.1.5 <i>LULUCF (Reglamento 2018/841)</i>	125
3.1.6 <i>Fiscalidad</i>	131
3.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA	132
3.2.1 <i>Medidas para el cumplimiento de la obligación de ahorro de energía. Enfoque sectorial</i>	132
3.2.2 <i>Medidas horizontales relacionadas con la eficiencia energética</i>	155
3.2.3 <i>Eficiencia energética en las infraestructuras de gas y electricidad</i>	162
3.2.4 <i>Medidas financieras</i>	162
3.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA.....	164
3.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA	177
3.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD.....	193
3.5.1 <i>Políticas y medidas para alcanzar los objetivos nacionales</i>	193
3.6 INTERRELACIONES ENTRE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS	207
4 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS.....	211
4.1 INTRODUCCIÓN	211
4.2 METODOLOGÍA	211
4.3 ESTIMACIÓN INVERSIONES DEL PNIEC 2021-2030	212
4.4 RESULTADOS	213
4.4.1 <i>Impactos macroeconómicos</i>	214
4.4.2 <i>Impactos en el empleo</i>	218
4.4.3 <i>Impactos en las Administraciones Públicas</i>	220
4.4.4 <i>Impactos sociales</i>	222
4.4.5 <i>Impactos sobre la contaminación y la salud pública</i>	223
4.4.6 <i>Análisis de sensibilidad</i>	224
4.4.7 <i>Conclusiones</i>	226

ANEXO A.	
SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES: ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO	229
ANEXO B.	
MODELOS.....	293
ANEXO C.	
PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA.....	329
ANEXO D.	
INFORMES RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.....	333
ANEXO E.	
CONTRIBUCIÓN DEL PLAN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030.....	359
ANEXO F.	
MEDIDAS Y METODOLOGÍA PARA APLICAR EL ARTÍCULO 7 DE LA DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	363
ANEXO G.	
PROCESO PARTICIPATIVO Y COMUNICATIVO	375
ANEXO H.	
INTERACCIONES CON OTROS PLANES Y PROGRAMAS	381
ANEXO I.	
GLOSARIO DE TÉRMINOS	413
ÍNDICE DE FIGURAS	421
ÍNDICE DE TABLAS.....	423

Presentación

El marco de la política energética y climática en España está determinado por la Unión Europea (UE) que a su vez responde a los requerimientos del Acuerdo de París alcanzado en 2015 para dar una respuesta internacional y coordinada al reto de la crisis climática. La UE ratificó el Acuerdo de París en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de ese año. España hizo lo propio en 2017, estableciendo así un compromiso renovado con las políticas energéticas y de cambio climático.

En este contexto, la Comisión Europea presentó en 2016 el denominado “paquete de invierno” (*“Energía limpia para todos los europeos”*, COM (2016) 860 final) que se ha desarrollado a través de diversos reglamentos y directivas. En ellos se incluyen revisiones y propuestas legislativas sobre eficiencia energética, energías renovables, diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía. Este nuevo marco normativo y político aporta certidumbre regulatoria, genera las condiciones para que se lleven a cabo las importantes inversiones que se precisa movilizar y promueve que los consumidores europeos se conviertan en actores de la transición energética.

El objetivo de estas iniciativas es facilitar y actualizar el cumplimiento de los principales objetivos vinculantes para la UE en 2030 y que se recogen a continuación:

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

A ello hay que añadir que la Comisión Europea actualizó el 28 de noviembre de 2018 su visión estratégica a largo plazo (*“Un planeta limpio para todos”* COM (2018) 773 final), a fin de que la **Unión Europea alcance una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra en 2050.**

Al objeto de conseguir estos objetivos de forma coordinada entre todos los Estados miembros de la UE el “paquete de invierno” recoge un Reglamento de Gobernanza. El mismo establece el procedimiento de planificación para cumplir los objetivos y metas, garantizando la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y al Acuerdo de París.

En concreto, **la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**. Los PNIEC presentados por cada Estado miembro servirán a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento conjunto y establecer actuaciones para corregir posibles desvíos. El Reglamento define, a su vez, un proceso iterativo entre la Comisión y los Estados miembros con vistas a la finalización de los Planes en 2019 y su posterior aplicación. Incluye un calendario de actualización de los Planes cada cinco años y establece que los Estados miembros deberán presentar cada dos años informes de progreso (el primero de los cuales se elaborará antes del 15 de marzo de 2023). Finalmente, establece garantías para la continuidad del Plan más allá del 2030 mediante la elaboración de una Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050).

En este contexto internacional y europeo, España ha mostrado su compromiso con la crisis climática al situar el Plan como uno de los ejes prioritarios de acción política. Este compromiso, además de dar mayor certidumbre a los inversores y facilitar el aprovechamiento de las oportunidades, también se dirige a la preservación del bien común y a garantizar la protección de los colectivos más vulnerables.

El PNIEC 2021-2030 que se presenta en este documento pretende reflejar dicho compromiso y la contribución de España al esfuerzo internacional y europeo. El PNIEC de España 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 PNIEC envía las señales necesarias para proporcionar certidumbre y sentido de dirección a todos los actores, aportando además flexibilidad y gestionabilidad a la transición energética y la descarbonización de la economía. De esa manera, se espera capturar el máximo de oportunidades de desarrollo económico y generación de empleo derivadas de dicha transición.

El PNIEC se divide en dos grandes bloques: el primero detalla el proceso, los objetivos, 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, constituido por los Anexos al documento principal, integra la parte analítica, en la que se detallan las proyecciones, tanto del Escenario Tendencial (sin nuevas políticas) como del Escenario Objetivo (con el PNIEC), así como las descripciones de los diferentes modelos que han posibilitado el análisis prospectivo y que proporcionan robustez a los resultados.

El PNIEC 2021-2030 de España tiene como objetivo avanzar en la descarbonización, sentando unas bases firmes para consolidar una trayectoria de neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte 2050. Cabe recordar, en ese sentido que, en nuestro país, tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se originan en el sistema energético, por lo que su descarbonización es el elemento central sobre el que se desarrollará la transición energética. No obstante, los retos y oportunidades asociados a este Plan inciden en planes y políticas de distintos ámbitos sectoriales, por lo que será necesaria la coordinación interadministrativa para hacer compatibles las distintas políticas.

Además, el PNIEC se acompaña de la Estrategia de Transición Justa, dirigida a prever y gestionar con criterios de equidad y solidaridad las consecuencias sobre aquellas comarcas y personas directamente vinculadas a tecnologías que se verán progresivamente desplazadas como consecuencia de la transición impulsada por este Plan. Asimismo, es importante destacar que, dado el reparto competencial en España, es imprescindible la continua coordinación de la Administración General del Estado con las Comunidades Autónomas, así como la implicación activa por parte de las mismas para garantizar el cumplimiento de los objetivos.

Uno de los principios fundamentales que ha guiado la preparación del presente Plan ha sido el de **“primero, la eficiencia energética”**. De hecho, con las medidas contempladas se espera alcanzar un 39,5% de mejora de la eficiencia energética en 2030. Concretamente, la reducción del consumo de energía primaria propuesta en este PNIEC equivale a una mejora de la intensidad energética primaria del 3,5% anual hasta 2030, lo que sin duda va a redundar de manera positiva en el conjunto de la economía española.

La ejecución de este Plan transformará el sistema energético hacia una mayor autosuficiencia energética sobre la base de aprovechar de una manera eficiente el potencial renovable existente en nuestro país, particularmente el solar y el eólico. Esta transformación incidirá de manera positiva en la seguridad energética nacional al disminuir de manera significativa la dependencia de unas importaciones de combustibles fósiles que suponen una elevada factura económica y que está sometida a factores geopolíticos y a una volatilidad elevada en los precios.

Además, como resultado de la ejecución del Plan se espera lograr en 2030 una presencia de las energías renovables sobre el uso final de energía del 42%, debido a la inversión prevista en renovables eléctricas y térmicas, así como a la notable reducción en el consumo final de energía como resultado de los programas y medidas de ahorro y eficiencia en todos los sectores de la economía.

El impulso al despliegue de las energías renovables, la generación distribuida y la eficiencia energética que promueve este PNIEC se caracteriza por estar anclado al territorio. En consecuencia, su ejecución generará importantes oportunidades de inversión y empleo.

Adicionalmente, se prevé que, mediante el autoconsumo, la generación distribuida, la gestión de la demanda, el fomento de las comunidades energéticas locales, así como medidas específicas destinadas a promover el papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización, se incremente la diversidad de actores y la existencia de proyectos participativos tanto en la generación de energía renovable, como en el conjunto del sistema energético.

Finalmente, y para dar cumplimiento a las obligaciones de seguimiento e información del PNIEC, se prevé reforzar la coordinación entre las distintas administraciones públicas mediante el Sistema Nacional de Políticas, Medidas y Proyecciones en materia de Energía y Clima, capaz de responder en tiempo y forma a las obligaciones de información contraídas. Este sistema incluirá la elaboración y actualización de los informes de progreso que nuestro país ha de presentar periódicamente a la Unión Europea y Naciones Unidas. También incluirá información de la interrelación de los distintos planes y políticas sectoriales con los objetivos transversales previstos en este Plan. Esto permitirá disponer de una fuente oficial que posibilite conocer el grado de cumplimiento de las políticas y medidas del PNIEC, su contribución a los objetivos y la evaluación de su efectividad.

1. SÍNTESIS Y PROCESO DE ELABORACIÓN

1.1 RESUMEN EJECUTIVO

Según el estudio realizado, las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990¹.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Estos resultados permitirán avanzar hacia el cumplimiento del objetivo a más largo plazo que ha guiado la elaboración de este Plan que es alcanzar la neutralidad de emisiones de GEI de España en 2050, en coherencia con las posiciones adoptadas por la Comisión Europea y la mayoría de los Estados miembros. Este objetivo supone la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2050. Además, se persigue alcanzar para esa fecha un sistema eléctrico 100% renovable.

Descarbonización de la economía y avance en las renovables

El objetivo a largo plazo que guía la preparación del Plan es **convertir a España en un país neutro en carbono en 2050**. En esa dirección, el objetivo del Plan a medio plazo es lograr una disminución de emisiones de, al menos, el 20% respecto a 1990 en el año 2030. Según la previsión realizada por el Plan, las medidas contempladas en el mismo permitirán alcanzar un nivel de reducción de emisiones del 23%. Los sectores difusos (residencial, transporte, agricultura, residuos, gases fluorados e industria no sujeta al comercio de emisiones) contribuyen a ese objetivo con una mitigación en 2030 del 39% con respecto a los niveles del año 2005, mientras que los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión lo hacen con una disminución del 61% con respecto a 2005.

La senda trazada para el cumplimiento de los objetivos fijados para el año 2030 se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste-eficiencia. Para ello se ha realizado un trabajo de modelización energética que tiene como objetivo la minimización de costes de la provisión de los servicios energéticos, dada la evolución de las diferentes tecnologías y respetando las condiciones de contorno establecidas para cumplir los objetivos de las cinco dimensiones del Plan.

Dado que tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se originan en el sistema energético, su descarbonización es la piedra angular sobre la que desarrollar la transición energética y la descarbonización de la economía, si bien el PNIEC también dedica una gran atención y medidas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del resto de sectores.

¹ Equivale a una reducción del 38% respecto a las emisiones brutas totales del año 2010 (357.677 MtCO₂-eq.), en línea con lo demandado por el IPCC a la comunidad internacional en su informe especial 1,5°C. Este objetivo es totalmente coherente con una trayectoria equilibrada hacia la neutralidad climática de España en 2050.

Las medidas del PNIEC, 2021-2030, consiguen que las emisiones totales brutas de GEI pasen de 319,3 MtCO₂-eq previstos para el año 2020 a 221,8 MtCO₂-eq en 2030. Los sectores de la economía que, en cifras absolutas, reducen más emisiones en ese período son los de generación eléctrica (**36 MtCO₂-eq**) y movilidad y transporte (**27 MtCO₂-eq**), a los que se suman el sector residencial, comercial e institucional, y la industria (combustión)² con disminuciones adicionales **de 10 y 7 MtCO₂-eq, respectivamente**. Esos sectores considerados de forma conjunta representan el 83% de la reducción de emisiones en el período 2021-2030.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de **161 GW** de los que 50 GW serán energía eólica; 39 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas³; 16 GW hidráulica; 9,5 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como capacidades menores de otras tecnologías. El total de la potencia instalada de renovables para los diferentes años queda comprometido en el PNIEC. Ahora bien, el desglose preciso entre tecnologías que se presenta en este documento responde a la proyección actual en función de los costes e hipótesis considerados en el ejercicio de modelización (ver anexos A y B). La distribución concreta por tecnologías renovables que se lleve a cabo año a año entre 2021 y 2030 dependerá, en todo caso, de la evolución de los costes relativos de las mismas, así como de la viabilidad y flexibilidad de su implantación, por lo que su peso relativo podrá variar, dentro de unos márgenes, respecto de las cifras presentadas en este Plan.

En ese sentido, las previsiones del Plan respecto a la descarbonización del sector eléctrico son que, como consecuencia de la aplicación de los instrumentos de mercado de la Unión Europea (precio de la tCO₂-eq de 35 euros en 2030 a precios constantes de 2016), las centrales de carbón cesarán de aportar energía al sistema como tarde para el año 2030, ya que tendrán dificultades para ser competitivas.

La generación eléctrica renovable en 2030 será el **74% del total**, coherente con una trayectoria hacia un sector eléctrico 100% renovable en 2050. En lo que respecta a almacenamiento, señalar el alza de las tecnologías de almacenamiento con una potencia adicional de **6 GW**, aportando una mayor capacidad de gestión a la generación. Junto con el impulso de la flexibilidad y gestión de la demanda, esto permite una mayor integración de la generación renovable en el sistema, contribuyendo a la seguridad del suministro.

El Anexo D del Plan presenta, por su parte, los informes con las simulaciones del despacho de generación, tanto del Escenario Tendencial como del Escenario Objetivo, realizadas por Red Eléctrica de España (REE). Si bien el coste medio marginal⁴ no debe interpretarse directamente como un precio de la electricidad para el consumidor, según las simulaciones realizadas por REE el cambio en el mix eléctrico contemplado en el PNIEC 2021-2030, **reduce el coste medio marginal de generación en un 31% en el año 2030, respecto al previsto en el Escenario Tendencial**. Esto producirá un ahorro en el sistema eléctrico de 6.109 millones € (M€) en 2030 respecto al Escenario Tendencial.

Es importante destacar que el incremento de la capacidad de generación renovable prevista en este Plan necesita de la implicación de las Comunidades Autónomas, competentes en ordenación del territorio, así como la elaboración de normas adicionales de gestión en materia

² Industria-Procesos es el único sector de la economía que aumenta sus emisiones (4%) en el período del Plan.

³ Que se corresponden con los ciclos combinados ya existentes actualmente.

⁴ No incluye sistemas extra-peninsulares.

de protección del medioambiente, para que el desarrollo de las instalaciones de generación sea efectivo y compatible con el entorno y la protección de la biodiversidad y de los servicios de los ecosistemas.

El sector de la movilidad-transporte aportó en el año 2017 el 26% de las emisiones. Con la reducción de 27 Mt CO₂ equivalente entre 2020 y 2030, se consigue una reducción del 33%. La principal fuerza motriz impulsora de la descarbonización del sector de la movilidad-transporte es un **cambio modal que afectará según el Plan al 35% de los pasajeros-kilómetro que hoy día se realizan en vehículos convencionales de combustión**. Para ello se prevé que a partir de 2023 se generalice a todas las ciudades de más de 50.000 habitantes la delimitación de zonas de bajas emisiones con acceso limitado a los vehículos más emisores y contaminantes, medidas en las que serán claves las administraciones autonómicas y locales. Otra fuerza motriz impulsora de la descarbonización del sector será la presencia de renovables en la movilidad-transporte que alcanza en **2030 el 28%** por medio de la electrificación (**5 millones de vehículos eléctricos en ese año**) y el uso de **biocarburantes avanzados**.

A más largo plazo, se adoptarán las medidas necesarias, de acuerdo con la normativa europea, para que los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos no comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que **no más tarde de 2040 sean vehículos con emisiones de 0gCO₂/km**. A tal efecto, se trabajará con el sector de la automoción y se pondrán en marcha medidas que faciliten el desarrollo y la penetración de estos vehículos, lo que incluirá acciones de apoyo a la I+D+i. Con ello se espera que en las dos décadas comprendidas entre 2021 y 2040 el sector nacional de la automoción pueda adaptarse y posicionarse adecuadamente ante las transformaciones que se vislumbran en este sector.

Asimismo, la previsión del Plan es que en el año 2030 la presencia de las renovables en el uso final de la energía sea del **42%**. Este resultado es consecuencia (por lo que se refiere al numerador) de la elevada penetración de renovables eléctricas y térmicas en el conjunto de los sectores de la economía a partir de medidas que garanticen visibilidad y estabilidad en el medio plazo, mayor flexibilidad, mayor participación de la ciudadanía en el sistema energético, y medidas específicas de apoyo en aquellos ámbitos donde resulte necesario. Es el resultado, por lo que se refiere al denominador, de la notable disminución de la cantidad de energía final que precisa la economía como consecuencia de los avances que se obtienen en ahorro y eficiencia en el conjunto de los sectores.

El avance de las renovables en el periodo 2021-2030 es relevante en casi todos los sectores económicos, como puede comprobarse en los siguientes datos:

- Generación eléctrica: se incrementa de 10.208 a 21.792 ktep.
- Bombas de calor: aumenta de 629 a 3.523 ktep.
- Residencial: aumenta de 2.640 a 2.876 ktep.
- Industria: aumenta de 1.596 a 1.779 ktep.
- Transporte (biocarburantes): evoluciona de 2.348 a 2.111 ktep.
- Servicios y otros: aumenta de 241 a 435 ktep.
- Agricultura: se incrementa de 119 a 220 ktep.

En definitiva, la presencia de las renovables sobre el uso final de la energía se incrementa del **20%** previsto para el año 2020 al **42%** en 2030.

Por otra parte, se prevé que, mediante el autoconsumo y la generación distribuida, la gestión de la demanda, el fomento de las comunidades energéticas locales, así como medidas específicas destinadas a promover el papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización, se incremente la diversidad de actores y la existencia de proyectos participativos tanto en la generación de energía renovable como en el conjunto del sistema energético.

Más allá de las actuaciones en el ámbito energético, el Plan aborda la necesidad de atajar las emisiones en los **sectores difusos no energéticos**, así como aprovechar el potencial de absorción de GEI por parte de los sumideros naturales. El Plan propone medidas que permitan cubrir la brecha existente entre las emisiones proyectadas y los compromisos adquiridos por España para los sectores difusos no energéticos en el período 2021-2030.

Finalmente, el Plan reconoce los beneficios climáticos a largo plazo del sector del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (**LULUCF**), y su potencial de contribución al objetivo de mitigación de emisiones a 2030.

Eficiencia energética

El PNIEC asume como objetivo mínimo de referencia la mejora de la eficiencia energética formulada por la Directiva de Eficiencia Energética del 32,5%, si bien en las proyecciones del Escenario Objetivo del Plan la reducción de energía primaria —con respecto al escenario europeo de referencia fijado por el modelo PRIMES en 2007— es del **39,5% en 2030**, de manera que el consumo de energía primaria es de 98,5 Mtep en ese año⁵.

La reducción de los consumos de energía primaria propuesta en este Plan equivale a un **1,9%** anual desde 2017 lo que, ligado a un incremento previsto del Producto Interior Bruto (PIB) en ese mismo periodo del **1,7% anual**, da como resultado una **mejora de la intensidad energética primaria del 3,5% anual hasta 2030**.

De forma adicional a dicho objetivo, la Directiva de Eficiencia Energética obliga a los Estados miembros a acreditar la consecución de un objetivo de ahorro acumulado de energía final en el período comprendido, primero, entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2020, y segundo, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030. Este objetivo acumulado de ahorro de energía final ha sido calculado de conformidad con lo establecido en el artículo 7 de la Directiva, y para el primero de los periodos asciende a 15.979 ktep; para el segundo, equivale a 36.809 ktep, lo que supone la consecución de ahorros nuevos y adicionales cada año, desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, equivalentes a 669 ktep/año.

El Plan propone, igualmente, que las Administraciones Públicas sean ejemplares en materia de ahorro y eficiencia energética. Así, propone iniciativas para el cumplimiento del objetivo de renovación del parque edificatorio público fijado en la Directiva de Eficiencia Energética (3%) y evalúa e impulsa los ahorros que podrían obtenerse de la renovación adicional de 300.000 m²/año en la Administración General del Estado. El Plan anima, de acuerdo con la Directiva de

⁵ Sin incluir los usos no energéticos.

Eficiencia Energética, a que las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales hagan suyo, al menos, el objetivo obligatorio para la Administración General del Estado de renovación del 3% de la superficie edificada y climatizada del parque edificatorio público, ya que con ello se lograría un objetivo de ahorro energético mucho más ambicioso.

Esa actitud responsable del sector público se completa con un Plan de Contratación Pública Ecológica de la Administración General del Estado, sus organismos autónomos y las entidades gestoras de la Seguridad Social (2018-2025).

Seguridad energética

Dados los cambios en el mix energético que se plantean en el presente Plan, suministrar energía segura, limpia y eficiente a los distintos sectores consumidores implica importantes retos tecnológicos, que es necesario abordar desde los distintos planos que conforman la seguridad energética:

- Reducción de la dependencia, en especial la importación de combustibles fósiles.
- Diversificación de fuentes de energía y suministro.
- Preparación ante posibles limitaciones e interrupciones de suministro.
- Aumento de la flexibilidad del sistema energético nacional.

En concreto, y por lo que respecta a la reducción de la dependencia energética, el punto de partida es un consumo energético en 2017, en términos de energía primaria, de 132 Mtep, de los que 99 Mtep fueron combustibles fósiles, importados casi en su totalidad.

Tras la aplicación de las medidas incluidas en este Plan Nacional, se prevé alcanzar un consumo energético en 2030 de 104 Mtep⁶, de los que 67 Mtep serán combustibles fósiles. En consecuencia, las actuaciones en materia de renovables y eficiencia **disminuirán el grado de dependencia energética del exterior del 74% en 2017 al 61% en 2030**, lo que además de mejorar la seguridad energética nacional tendrá un impacto muy favorable sobre la balanza comercial.

Dentro del ámbito de la Seguridad Energética, la **seguridad de suministro eléctrico** ocupa un lugar fundamental. **Los análisis realizados por varios modelos permiten afirmar que la seguridad del suministro eléctrico del mix de generación presentado en el Escenario Objetivo está garantizada.** En el Anexo D 2 (*Garantía de Suministro: Análisis probabilista de la cobertura del Escenario Objetivo 2030*) se presenta dicho análisis técnico. Asimismo, en el Anexo B (*Modelos*), se presentan los modelos utilizados en el PNIEC, específicos del sector eléctrico.

Sobre la seguridad del suministro eléctrico en relación con la salida del carbón y parte de la nuclear en la generación eléctrica para 2030 (se retirarán cuatro de los siete reactores), contempladas ambas en el Escenario Objetivo del presente Plan, cabe señalar lo siguiente:

Primero, esa potencia retirada es compensada con la importante penetración que conocen las tecnologías de generación eléctrica renovable, en particular la solar y la eólica (ver en el capítulo 2, la tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica).

⁶ Incluidos los usos no energéticos.

Segundo, España dispone de un parque de 26.612 MW de centrales de gas de ciclo combinado, que proporciona, junto con el almacenamiento y gestión de la demanda, capacidad de respaldo a la hora de evolucionar hacia esa transición en el mix eléctrico a lo largo de la década 2021-2030.

Finalmente, los mencionados informes de REE concluyen que existen plenas garantías de suministro en el Escenario Objetivo contemplado en este Plan en las circunstancias más exigentes en cuanto a condiciones climatológicas.

A su vez y en coherencia con el objetivo de neutralidad climática para 2050, el Plan contempla la necesidad de anticipar y planificar, junto con el Operador del Sistema, las tecnologías, procedimientos y mecanismos que permitan garantizar la seguridad del suministro sin emisiones de gases de efecto invernadero.

Las líneas de trabajo incluidas en esta dimensión del Plan son las siguientes:

- Aumentar la interconexión eléctrica de los sistemas, lo que contribuirá a reducir los posibles impactos negativos por limitaciones o interrupciones del suministro.
- Optimizar el uso de la capacidad existente mediante la reducción de barreras al intercambio de energía eléctrica (ver apartado de Mercado Interior).
- Profundizar en la preparación ante contingencias, actualmente muy avanzada, en el marco de los distintos ámbitos internacionales en los que está comprometida España: Agencia Internacional de la Energía (AIE) y distintas directivas y reglamentos de la UE para el sector eléctrico y el gas.
- Desarrollar la Estrategia de Seguridad Nacional y la Estrategia de Seguridad Energética, a través del Comité Especializado de Seguridad Energética.
- Adaptarse al nuevo reglamento europeo sobre la preparación frente a riesgos en el sector de la electricidad.
- Mejorar los distintos planes preventivos y de emergencias en el ámbito del suministro eléctrico, gasista y derivados petrolíferos.

Finalmente, se ha prestado relevancia a la ciberseguridad. España ha aprobado en abril de 2019 su Estrategia Nacional de Ciberseguridad, cuya función es desarrollar las previsiones de la Estrategia de Seguridad Nacional de 2017. Además, España cuenta desde 2015 con una Estrategia de Seguridad Energética Nacional.

Esta estrategia ha potenciado y reforzado la colaboración público-privada con los distintos operadores energéticos, labor que ha sido coordinada desde la Oficina de Coordinación Cibernética (OCC) del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas y Ciberseguridad (CNPIC). Asimismo, los operadores críticos designados en el ámbito de la energía e industria nuclear han presentado sus respectivos Planes de Seguridad del Operador (PSO), comprobando su ajuste a la situación actual de las amenazas y desafíos a los que se encuentran sometidas las infraestructuras críticas del sector de la energía y de la industria nuclear, actualizando la información contenida en dichos planes.

Mercado interior de la energía

Los objetivos correspondientes a la dimensión del Mercado Interior de la Energía del Plan dan respuesta a la necesidad de disponer de un mercado más competitivo, transparente, flexible y no discriminatorio, con un alto grado de interconexión que fomente el comercio transfronterizo y contribuya a la seguridad energética. Para ello son necesarias la adecuada protección de los consumidores, en especial los consumidores vulnerables, así como el refuerzo de la competencia y la efectiva integración en el mercado europeo, con las correspondientes infraestructuras.

En cuanto a la infraestructura eléctrica, la integración de la generación renovable hace necesario el refuerzo y expansión de las líneas de transporte y distribución en territorio nacional, incluyendo las conexiones peninsulares, los sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares. El Plan se ocupa de todos estos aspectos, así como del desarrollo de mecanismos de gestión y almacenamiento de renovables eléctricas no gestionables que permitan evitar vertidos.

El aumento en las interconexiones dentro de los sistemas eléctricos extrapeninsulares tendrá un impacto directo en materia de energía y clima, ya que en el mix de producción de estos sistemas hay una mayor contribución de las centrales de carbón, fuel o gasoil que en el peninsular. El Plan prevé, en ese sentido, **que la contribución de las centrales de combustible fósil ubicadas en sistemas eléctricos aislados se reduzca al menos un 50% para el año 2030.**

En el ámbito comunitario, el grado de interconexión del sistema eléctrico ibérico con el resto del continente europeo se encuentra por debajo de los objetivos establecidos. **Actualmente, la ratio de interconexión de España es inferior al 5%** de la capacidad de generación instalada en el sistema. En 2020, incluso con las interconexiones previstas, nuestro país será **el único de la Unión Europea por debajo del objetivo del 10%**, por lo que será necesario seguir desarrollando nuevas interconexiones:

- Nueva interconexión con Portugal, que permitirá aumentar la capacidad de intercambio hasta los 3.000 MW.
- Nuevas interconexiones con Francia, que aumentarán la capacidad de interconexión hasta los 8.000 MW:
 - Proyecto del Golfo de Vizcaya: entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES).
 - Interconexión entre Aragón (ES) y Pirineos Atlánticos (FR).
 - Interconexión entre Navarra (ES) y Landas (FR).

El Plan prevé una continua cooperación regional con los países vecinos en los ámbitos, al menos, de la seguridad energética y mercado interior. En este sentido, el 9 de julio de 2019 tuvo lugar en Madrid una jornada de trabajo organizada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) de España con la participación de representantes de la Comisión Europea, Portugal, Francia y España. Además de compartir los resultados de los Planes Nacionales correspondientes, se debatieron aspectos relevantes del mercado interior de la energía y potenciales futuras vías de colaboración.

Finalmente, el plan impulsa diversas medidas de protección y refuerzo del papel de los consumidores. En lo que respecta a la pobreza energética, el Plan tiene en cuenta la **Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética**⁷ aprobada el 5 de abril de 2019 por el Consejo de Ministros. Esta Estrategia, alineada con el enfoque y metodología del Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética, se configura como el instrumento que permitirá abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión a medio y largo plazo.

Investigación, innovación y competitividad

La Unión de la Energía incorpora una dimensión sobre investigación, innovación y competitividad en el que ocupa un papel principal el **Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan, por sus siglas en inglés)**, que ha sido desde 2007 el pilar de I+D+i de la política europea sobre energía y clima.

A través del SET-Plan se coordinan las actuaciones de innovación e investigación en tecnologías bajas en carbono entre los países participantes, que son los de la Unión Europea, más Noruega, Islandia, Suiza y Turquía. El apoyo económico para los proyectos surgidos del SET-Plan se localiza en el programa Horizon 2020. En el marco del SET-Plan las administraciones españolas trabajan en diferentes grupos que abordan las necesidades de I+i+c en sectores como la energía fotovoltaica, la solar de concentración, la eólica y la eficiencia energética.

El Ministerio de Ciencia e Innovación (MCI) es el encargado de la ejecución de la política del Gobierno de España en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación y, por ello, es el responsable de desarrollar esta dimensión en el sector de la energía en coordinación con el MITECO y otros agentes implicados. Junto con el Ministerio participan en este desempeño:

- La Agencia Estatal de Investigación (AEI), responsable de la financiación, evaluación, concesión y seguimiento de las actuaciones de investigación científica y técnica. Dentro de sus actuaciones destacan las Plataformas Tecnológicas.
- El Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), que tiene por objeto incrementar la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico, para lo que financia proyectos empresariales de I+i+c.
- Los Organismos Públicos de Investigación, como el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), que se centran en la ejecución de los programas.

Las actividades de I+i+c orientadas a luchar contra el cambio climático y a favorecer la transición energética se articulan en las siguientes líneas de trabajo:

- Eficiencia Energética, caracterizada por su transversalidad en cuanto a tecnologías y sectores afectados.
- Tecnologías de energías renovables:

⁷ https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategianacionalcontralapobrezaenergetica2019-2024_tcm30-496282.pdf

- Aquellas en las que España ya tiene una posición competitiva, con alto nivel de participación de sus empresas, como la eólica, la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica.
- Los combustibles renovables para el sector del transporte, en particular el desarrollo de los biocarburantes avanzados.
- Otras en las que España cuenta con recursos naturales significativos y un potencial de implementación local suficiente como para desarrollar las curvas de aprendizaje tecnológico: energía eólica marina, biomasa, energías marinas, residuos, así como la geotermia de baja entalpía.
- Flexibilidad y optimización del sistema energético mediante la implementación de tecnologías que aporten flexibilidad al sistema eléctrico, esencial para alcanzar un alto grado de penetración en el sistema de generación renovable no gestionable.
 - Almacenamiento eléctrico, con y sin vehículo eléctrico, y participación de la demanda en la operación del sistema.
 - Almacenamiento térmico en particular acoplado a tecnologías solares termoeléctricas.
 - Almacenamiento hidroeléctrico.
 - Almacenamiento químico en forma de hidrógeno, bien empleando electrólisis y consumo en pilas de combustible, o bien inyectándolo a la red.
- Vehículo eléctrico: baterías e instalación y optimización de puntos de recarga.

En cuanto a la **competitividad**, España es uno de los países europeos con mayor potencial de aprovechamiento de las energías renovables. Una geografía de 50 millones de hectáreas con amplios territorios de baja densidad de población, vientos mediterráneos y atlánticos, nivel de insolación elevado, amplios bosques y notables recursos hidráulicos, se complementan con un tejido empresarial, tecnológico, de innovación y conocimiento en esta materia.

Nuestro país cuenta con empresas líderes a nivel internacional en sectores que serán importantes para la transición energética; dispone de un importante capital de conocimiento con instituciones pioneras como el CIEMAT, el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), el Centro de Control de Energías Renovables (CECRE) de REE, además de otros centros de investigación, universidades, redes tecnológicas y un importante tejido industrial en el ámbito de las energías renovables.

El PNIEC permite a España aspirar a ser uno de los países líderes de la Unión Europea en materia de transición energética. Es una transformación en la que la economía española tiene mucho que ganar en cuanto a competitividad, concretándose en forma de prosperidad, seguridad energética, generación de empleo industrial, innovación, desarrollo tecnológico y eliminación de la pobreza energética.

La reducción de los costes de electricidad gracias al aprovechamiento de las tecnologías renovables, supondrá una mejora competitiva clara para las empresas intensivas en consumo de electricidad. Adicionalmente, se ha incluido en este Plan la aplicación de las medidas en la industria que pongan en marcha cambios de procesos productivos hacia aquéllos que cuenten

con las mejoras técnicas disponibles. Asimismo, las mejoras previstas en materia de la eficiencia energética tienen también un efecto positivo sobre el tejido industrial y productivo, sobre las grandes, pequeñas y medianas empresas, así como sobre los hogares y las personas.

De cara a analizar de manera exhaustiva y sistemática el potencial de nuestro país en las cadenas de valor de las tecnologías renovables internacionales, así como el mapa de capacidades tecnológicas, industriales y de conocimiento existentes, está prevista la elaboración de un **Plan de Desarrollo Industrial**, en el que la transición energética será un elemento central. En ese sentido, el objetivo del Plan será sentar las bases para que España pueda capturar el máximo del potencial en cuanto a generación de desarrollo económico y empleo industrial derivados de la transición energética.

Impacto económico, de empleo, distributivo y sobre la salud del PNIEC, 2021-2030

La transición energética recogida en este Plan supone una importante oportunidad económica y de empleo para nuestro país, tal y como pone de manifiesto el análisis técnico de impacto realizado (ver capítulo 4) y cuyas conclusiones más relevantes se recogen a continuación.

Las inversiones totales para lograr los objetivos del Plan alcanzan los 241.412 M€ entre 2021 y 2030. De esta cantidad, 196.000 M€ son inversiones adicionales con respecto al Escenario Tendencial (sin políticas adicionales). Las inversiones totales se distribuyen en:

- Ahorro y eficiencia: 35% (83.540 M€)
- Renovables: 38% (91.765 M€)
- Redes y electrificación: 24% (58.579M€)
- Resto medidas: 3% (7.528 M€)

Atendiendo al origen de las inversiones, una parte sustancial de la inversión total la realizará el **sector privado (80% del total)**, asociada principalmente al despliegue de las renovables, redes de distribución y transporte, y gran parte de las medidas de ahorro y eficiencia. El resto la llevará a cabo el **sector público (20% del total)**, en actuaciones asociadas al fomento del ahorro y eficiencia energética, la movilidad sostenible y el cambio modal. En el caso las inversiones del sector público una parte provendría de fondos europeos.

El PNIEC generará un aumento del PIB entre **16.500-25.700 M€ al año** (un 1,8% del PIB en 2030). Este impacto positivo proviene del impulso económico que generan las inversiones en renovables, ahorro y eficiencia y redes, por un lado, y la disminución de la factura energética del país, por otro. El PNIEC generará, asimismo, un aumento neto en el empleo de entre **253.000 y 348.000 personas** (un aumento del 1,7% en el empleo en 2030). Respecto a la balanza comercial, el Plan propiciará un **ahorro acumulado en importaciones de combustibles fósiles entre 2021-2030 de 67.381 M€**, respecto del Escenario Tendencial.

En el caso de los impactos distributivos **las medidas favorecerán a los hogares de menor renta y, especialmente, a los colectivos vulnerables**. En la evaluación se comprueba cómo el efecto sobre el consumo final aumenta en mayor medida en los quintiles de menor renta, es decir, las medidas del PNIEC tiene un efecto progresivo. La evaluación muestra, asimismo, un efecto positivo sobre los consumidores más vulnerables, ya que el gasto energético supone un mayor porcentaje sobre su renta disponible.

Finalmente, se han analizado los beneficios para la salud de las personas de las medidas identificadas para lograr los objetivos climáticos y energéticos. En especial, las mejoras que se derivan de la disminución de contaminantes atmosféricos que se emiten como consecuencia de la combustión de las energías fósiles. Según el análisis que se ha llevado cabo se prevé en el año 2030 **una disminución de alrededor de 2.400 muertes prematuras** con respecto al Escenario Tendencial, con los correspondientes co-beneficios económicos en términos de salud pública.

Elaboración del Plan

El proceso de elaboración del PNIEC se ha visto favorecido por la integración de los ámbitos competenciales de energía, cambio climático y medio ambiente en un Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, lo que ha permitido el alineamiento de las políticas de energía y cambio climático y ha reforzado la gobernanza de la transición. Con ese punto de partida y para avanzar en las cinco dimensiones contempladas en el Plan se han desarrollado los siguientes pasos:

En primer lugar, la consideración del presente Plan como una pieza clave para que España cumpla de manera adecuada y responsable con las exigencias derivadas del **Acuerdo de París**.

En segundo lugar, la plena interrelación y coherencia entre el presente Plan y la **Estrategia de Bajas Emisiones a 2050** de la economía española, hoja de ruta para la descarbonización a largo plazo que España presentará este año, 2019, como consecuencia de las obligaciones asumidas por la Unión Europea en el marco del Acuerdo de París. De este modo, se produce un alineamiento entre los enfoques a medio (2030) y largo (2050) plazo.

En tercer lugar, el Plan se presenta dentro del Marco Estratégico sobre Energía y Clima, acompañado del **Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética**, donde se fijan objetivos mínimos de reducciones de emisiones para 2030 y 2050 ofreciendo previsibilidad y sentido de dirección. Le acompaña, también, la **Estrategia de Transición Justa**, dirigida a prever y gestionar con criterios de solidaridad las consecuencias sobre aquellas comarcas y personas directamente vinculadas a tecnologías que se verán progresivamente desplazadas como consecuencia de la transición energética impulsada por este Plan.

Asimismo, se ha diseñado la **Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética** a la que ya se ha hecho referencia con anterioridad. De esta manera y mediante estos cinco documentos normativos y políticos España se ha dotado de un completo **Marco Estratégico**, sentando las bases para la transformación ordenada de la economía y la sociedad hacia un sistema económicamente más eficiente, con menores emisiones contaminantes y de GEI y socialmente más justo.

En cuarto lugar, se ha buscado y logrado la implicación de los diferentes ministerios mediante la constitución y reuniones periódicas de la **Comisión Interministerial de Cambio Climático y Transición Energética**, así como a través de numerosas reuniones específicas bilaterales para tratar y valorar las medidas e instrumentos necesarios para lograr los objetivos del Plan.

En quinto lugar, se ha fomentado y se va a continuar impulsando la coordinación con las CC. AA. a través de la **Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático**, para identificar la interrelación de este Plan con las políticas autonómicas, buscando la plena implicación de cada ámbito de la administración para cumplir los objetivos del mismo.

En sexto lugar, se ha llevado a cabo un amplio proceso de participación, presentación y comunicación del Plan que ha pivotado en torno a los siguientes elementos. Primero, la **Consulta Pública** del PNIEC durante marzo y abril de 2019 que ha dado pie a cerca de 1200 observaciones. Segundo, se han mantenido durante el segundo semestre de 2018 y a lo largo de todo el año 2019 numerosas reuniones con entidades empresariales, organizaciones sociales y medioambientales, sobre diferentes aspectos relacionados con el Plan. Tercero, durante el primer semestre de 2019 se ha presentado el PNIEC en numerosos eventos públicos en los que han participado organizaciones empresariales, sindicales, ONG medioambientales y otras organizaciones de la sociedad civil y en los que se ha debatido y profundizado en las necesidades y oportunidades ligadas al desarrollo del plan.

En séptimo lugar, el Plan Nacional está también conectado con el otro gran aspecto del cambio climático que es la **adaptación** a las presiones e impactos derivados del mismo (ver Anexo C para un listado detallado de las políticas climáticas en vigor de España). Al mismo tiempo, a la hora de desplegar los importantes desarrollos de tecnologías renovables previstos en el presente Plan, se garantiza velar de manera responsable por la **preservación de su patrimonio natural, singularmente por la protección de su diversidad biológica**, una de las más altas y valiosas de la Europa comunitaria.

De manera especial, la ejecución del Plan tendrá en cuenta las medidas específicas de conservación de hábitats y especies de interés comunitario que se contemplan en los planes de gestión de espacios Red Natura en las Comunidades Autónomas. Asimismo, se tendrán en cuenta los planes de reintroducción, conservación y recuperación de especies amenazadas a nivel nacional y autonómico, para que se complementen y equilibren los necesarios desarrollos de tecnologías renovables previstos en este PNIEC, con la necesaria protección de la diversidad biológica y los servicios de los ecosistemas. **El Plan buscará, en ese sentido, una interacción armónica con el Plan Estratégico de Patrimonio Natural y la Biodiversidad, así como con el Plan Estratégico para la Conservación y Uso Racional de los Humedales.**

Asimismo, las medidas del Plan relacionadas con el aprovechamiento de los recursos hídricos tendrán en consideración la **protección de Dominio Público Hidráulico** (DPH), así como el estado de las masas de agua. Concretamente, aquellas medidas que puedan afectar a los sistemas fluviales compatibilizarán la planificación del aprovechamiento sostenible de los recursos hídricos con la **conservación de los ecosistemas acuáticos**.

En octavo lugar, el presente Plan Nacional se complementa asimismo con la Estrategia de Economía Circular aprobada en 2019. En el marco de la Estrategia a largo plazo 2050 se abordará, no obstante, con detalle las relaciones entre descarbonización y economía circular.

En noveno lugar, uno de los riesgos que más preocupa a la industria localizada en la Unión Europea en relación a la acción climática es que la regulación y las señales de precios existentes y futuras para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero dañen su competitividad si aumentan sus costes de producción relativos y no se introducen medidas equivalentes en países terceros. Este riesgo es más elevado para aquellos sectores intensivos en consumo de energía y más abiertos a la competencia global. La Unión Europea, consciente de este riesgo, establece que los sectores considerados expuestos puedan recibir un trato especial para no afectar a su competitividad. Para ello elaboró una lista de sectores incluidos en el mercado de CO₂ (EU-ETS). Las instalaciones con actividad en estos sectores recibieron en

el periodo 2013-2020 una cuota más alta de derechos gratuitos que las demás instalaciones industriales, reduciéndose de forma significativa sus costes por la participación en el EU-ETS.

Recientemente, de cara a la aplicación en el periodo 2021-2030 del EU-ETS, la Comisión Europea ha elaborado una lista actualizada y ha decidido mantener la asignación gratuita de derechos de emisión hasta 2030. Asimismo, los Estados miembros tienen la posibilidad de compensar mediante programas de ayudas estatales a los sectores electro-intensivos para resarcirles por los costes indirectos asociados a la repercusión en la electricidad del precio del derecho de emisión. En este sentido, se sigue reconociendo el riesgo de un desplazamiento de las emisiones hacia otras regiones (*carbon leakage*) y se adoptan medidas para evitar que dicho riesgo se materialice.

En décimo lugar, **el Plan se siente firmemente comprometido con una perspectiva de género**. Según estudios recientes de la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) se estima que el porcentaje de mujeres sobre el total de empleos en el sector de las energías renovables a nivel internacional es del 32%, mientras que ese porcentaje en España es del 26%. Es un porcentaje inferior al del conjunto de la economía y similar al del conjunto de la industria. Teniendo en cuenta la competencia entre sectores de la economía por atraer el talento, que el número de graduados o licenciados en materias técnicas permanece constante en Europa y las necesidades de mano de obra cualificada para la implementación del Plan, se deduce que la participación de la mujer en condiciones de igualdad se verá reforzada en el sector de las energías renovables.

En undécimo lugar, el PNIEC, 2021-2030, está plenamente conectado con la agenda de los **Objetivos de Desarrollo Sostenible** (ODS). Si bien el Plan incide de manera especialmente directa en los ODS 7 y 13 (energía asequible y no contaminante para todas las personas y acción por el clima, respectivamente), las interacciones con los otros ODS son importantes tal y como se detalla en el Anexo E en el que se conectan las actuaciones previstas en este Plan con los diferentes Objetivos de Desarrollo Sostenible.

Finalmente, respecto a la **base analítica del Plan**, se ha configurado un amplio equipo de expertos y expertas con personas de diferentes departamentos del MITECO, que ha contado a su vez con la asistencia técnica de centros académicos y de investigación avanzada con amplia experiencia y conocimiento en los ámbitos de la economía, la energía y el cambio climático, así como con la importante colaboración de REE.

1.2 PANORAMA DE LA SITUACIÓN ACTUAL

El marco de la política climática y energética en España está determinado por el contexto internacional y la política de la Unión Europea. En éste destaca el Acuerdo de París alcanzado en 2015 y 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°C⁸. 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 2017. Con la entrada en vigor del mencionado Acuerdo se dio un nuevo impulso a las políticas energéticas y de cambio climático.

1.2.1 Energía y Clima en la Unión Europea

Con vistas a la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el Consejo Europeo de octubre de 2014 acordó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030. Teniendo en cuenta dicho horizonte temporal, estableció un objetivo de reducir al menos el 40% las emisiones de GEI respecto a los niveles de 1990. Asimismo, se propusieron modificaciones al **Régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea** (RCDE UE) y medidas para los sectores no sujetos a dicho régimen, así como objetivos en la cuota de renovables en el consumo de energía final, mejora de la eficiencia energética e interconexiones.

Para alcanzar dichos objetivos, acelerar la transición hacia una economía baja en carbono, dar cumplimiento al Acuerdo de París y avanzar hacia la consecución de la Unión de la Energía en sus cinco dimensiones (descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior e I+i+c), la Comisión Europea elaboró una serie de propuestas normativas presentadas en 2015 y 2016:

- Revisión del marco legislativo del comercio de emisiones para su próximo período de comercio (fase 4).
- Reparto de esfuerzos entre los Estados miembros de cara a cumplir con el objetivo común de reducción de emisiones en los sectores no cubiertos por la Directiva de Comercio de Emisiones (propuesta de Reglamento Europeo).
- Inclusión de los GEI y de los sumideros provenientes del uso de la tierra, cambio del uso de la tierra y selvicultura (LULUCF por sus siglas en inglés), en el marco de Clima y Energía 2030 (propuesta de Reglamento Europeo).
- El conjunto de propuestas conocido como “paquete de invierno”⁹ que incluyó revisiones y propuestas legislativas sobre eficiencia energética, edificios, energías renovables, diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de Gobernanza para la Unión de la Energía.

La mayoría de las anteriores propuestas ya han sido aprobadas en el seno de las instituciones europeas e incluyen revisiones y propuestas legislativas sobre eficiencia energética¹⁰, energías

⁸ El último informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático confirmó que el crecimiento de la temperatura media del planeta observado supera 1°C con respecto a la media de la época preindustrial.

⁹ Energía limpia para todos los europeos; COM2016 860 final.

¹⁰ 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.

renovables¹¹, diseño de mercado eléctrico¹², seguridad de suministro y reglas de Gobernanza para la Unión de la Energía¹³.

Este nuevo marco normativo aporta certidumbre regulatoria y condiciones favorables para que se lleven a cabo las inversiones, faculta a los consumidores europeos para que se conviertan en actores en la transición energética y fija objetivos vinculantes para la UE en 2030¹⁴:

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

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

En investigación, innovación y competitividad se establecen objetivos nacionales y de financiación en materia de investigación e innovación tanto pública como privada. Por último, y en el horizonte de 2050, la Comisión Europea actualizó el 28 de noviembre de 2018 su hoja de ruta hacia una descarbonización de la economía con la intención de convertir a la Unión Europea en climáticamente neutra **en 2050**¹⁵ (cero emisiones netas de GEI).

1.2.2 Políticas y medidas actuales en materia de energía y clima relativas a las cinco dimensiones de la Unión de la Energía

Descarbonización de la economía

Las políticas y medidas en materia de descarbonización que se han desarrollado hasta la fecha se han enmarcado en la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, aprobada por el Consejo de Ministros de 2 de noviembre de 2007, y diseñada con un horizonte temporal

¹¹ 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.

¹² Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE (Texto pertinente a efectos del EEE).

¹³ 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, y por el que se modifican los Reglamentos (CE) nº 663/2009 y (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, las Directivas 94/22/CE, 98/70/CE, 2009/31/CE, 2009/73/CE, 2010/31/UE, 2012/27/UE y 2013/30/UE del Parlamento Europeo y del Consejo y las Directivas 2009/119/CE y (UE) 2015/652 del Consejo, y se deroga el Reglamento (UE) nº 525/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo.

¹⁴ Los objetivos de energías renovables, eficiencia energética e interconexión eléctrica podrán ser revisados al alza en 2023.

¹⁵ Comunicación de la Comisión, COM/2018/773 final, *“Un planeta limpio para todos. La visión estratégica europea a largo plazo de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra”*.

hasta 2020. Posteriormente, la entrada en vigor del nuevo marco europeo con la definición de objetivos a 2020, derivó en una ampliación de la mencionada estrategia con nuevos instrumentos de planificación que se citan a continuación (ver enlaces a los documentos):

- Hoja de ruta de los sectores difusos a 2020^{16, 17}.
- Información sobre acciones en el sector del uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura en España¹⁸.
- Informe sobre los avances conseguidos en la ejecución de las acciones del sector del uso de la tierra, del cambio de uso de la tierra y de la silvicultura de España¹⁹.
- Plan nacional de adaptación al cambio climático²⁰.
- Tercer programa de trabajo del Plan nacional de adaptación al cambio climático²¹.

En el caso de los GEI de los **sectores difusos** (residencial, transporte, agricultura, residuos, gases fluorados e industria no sujeta al comercio de emisiones) esta capacidad se plasmó en la hoja de ruta de los sectores difusos a 2020 publicada en septiembre de 2014. Consiste en un análisis de los escenarios de emisiones a futuro y su comparación con los objetivos derivados de la Decisión de reparto de esfuerzos de la UE (Decisión 406/2009/CE), concretamente con el objetivo de reducción del 10% en 2020 de las emisiones difusas respecto de los niveles de 2005. Los análisis efectuados han permitido identificar la brecha existente para cumplir dicho compromiso de reducción y, en consecuencia, se plantean las opciones y medidas de actuación adicionales, cuya puesta en marcha con el grado de intensidad adecuado, permitirá a España cumplir con los objetivos a 2020 de manera coste-eficiente.

Las políticas y medidas existentes, a nivel nacional, adoptadas y/o implementadas hasta la fecha en materia de descarbonización o con impacto en la reducción de GEI, se diseminan entre diferentes sectores y departamentos, pudiendo encontrarse la lista detallada en el Anexo C. Adicionalmente, hay Comunidades Autónomas y entidades locales que en sus ámbitos de competencias han puesto en marcha ambiciosos planes y medidas en materia de energía y clima.

Destaca la implementación en los sectores difusos de los **Proyectos Clima** promovidos a través del **Fondo de Carbono para una Economía Sostenible** (FES-CO₂) y concebidos para marcar una senda de transformación del sistema productivo español hacia un modelo bajo en carbono, así como los **Planes de Impulso al Medio Ambiente**, conocidos como PIMA, medidas de lucha contra el cambio climático a nivel nacional. Es igualmente destacable la creación de un impuesto sobre los gases fluorados que ha permitido una rápida transformación de este sector reduciendo drásticamente sus emisiones.

En cuanto a los sectores sujetos a comercio de derechos de emisión, el régimen europeo viene regulado por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, así como por diversos Reales decretos que la

¹⁶ https://www.miteco.gob.es/images/es/Hoja%20de%20Ruta%202020_tcm30-178253.pdf

¹⁷ https://www.miteco.gob.es/images/es/HojaRuta2020_Fichas_tcm30-178314.pdf

¹⁸ https://www.miteco.gob.es/images/es/acciones_lulucf_espana_def_tcm30-178767.pdf

¹⁹ https://www.miteco.gob.es/images/es/informe_progreso_utucts_es_2017_tcm30-178397.pdf

²⁰ https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/pna_v3_tcm7-12445_tcm30-70393.pdf

²¹ https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/impactos-vulnerabilidad-y-adaptacion/3PT-PNACC-enero-2014_tcm30-70397.pdf

desarrollan. Este régimen afecta en España a alrededor de **900 instalaciones industriales y de generación eléctrica**. Asimismo, nuestro país tiene atribuida la gestión de más de 30 operadores aéreos activos, de los que aproximadamente la mitad son de nacionalidad extranjera.

En el ámbito de las renovables el vigente **Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020** establece objetivos acordes con 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. El PER tiene el objetivo de lograr que **en el año 2020 al menos el 20,8% del consumo final bruto de energía proceda del aprovechamiento de las fuentes renovables** (un 39% sobre el total del consumo eléctrico) y una contribución de estas fuentes al consumo del **transporte del 11,3%**, superando así los objetivos mínimos obligatorios establecidos para España en la Directiva de Energías Renovables.

En nuestro país, la regulación del sistema eléctrico ha sufrido continuos cambios normativos, que condujeron a acometer las reformas dirigidas a garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema a largo plazo, buscando contener el creciente déficit tarifario. La aprobación de una reforma global del sector, basada en un nuevo régimen de ingresos y gastos de los distintos actores del sistema eléctrico, produjo un ajuste en la retribución de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos que desincentivó inicialmente nuevos desarrollos.

No obstante, ante la necesidad de cumplir el mencionado objetivo de energía renovable en 2020, se procedió a imprimir un nuevo impulso a su despliegue. Para ello se estableció un régimen retributivo específico para fomentar la producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, basado en procedimientos de concurrencia competitiva (subastas). Así, en 2016 se convocó la primera subasta para la asignación del régimen retributivo específico de nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico peninsular; a partir de entonces, se han llevado a cabo dos subastas más y como resultado, se han asignado **9.292,4 MW de nueva potencia renovable**.

Asimismo, con la aprobación del **Real Decreto-Ley 15/2018** se ha otorgado una extensión excepcional a los permisos de acceso y conexión eléctrica de energías renovables previamente concedidos que, de otra manera, hubiesen expirado el 31 de diciembre de 2018. A través de esta extensión, será posible comenzar a operar en 2020 la potencia instalada renovable otorgada en las últimas subastas y contribuir a lograr el objetivo del 20% ese año.

Adicionalmente, la política de fomento de energías renovables aprovecha y potencia las sinergias existentes con otras medidas aprobadas recientemente en el mencionado Real Decreto-Ley 15/2018 dirigidas a mejorar la protección de los consumidores de energía, fomentar la movilidad sostenible a través del vehículo eléctrico, liberalizar la actividad de recarga, así como impulsar el autoconsumo eléctrico renovable.

Sobre este último punto, destacar que en España la actividad de autoconsumo apenas ha despegado todavía debido a la existencia de una serie de barreras regulatorias que han dificultado su viabilidad económica. Sin embargo, el Real Decreto 244/2019, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía

eléctrica, pretende facilitar que el consumidor pueda obtener una energía más limpia y a menor coste.

Por su parte, el apoyo a las fuentes de energías renovables para calefacción, refrigeración y producción eléctrica aislada de red, se materializa principalmente a través de subvenciones de las Comunidades Autónomas a la potencia instalada. Adicionalmente, en materia de ayudas financieras a las energías renovables se ha continuado con los programas existentes de financiación a proyectos, en su mayor parte gestionados por el IDAE, adscrito al MITECO. Se trata de actuaciones integrales destinadas a promover el aprovechamiento de las energías renovables (solar, biomasa y geotermia) en el sector residencial y terciario, y favorecer el ahorro energético y la mejora de la eficiencia energética de los edificios existentes.

En relación con el fomento del uso de biocarburantes, su impulso más reciente se plasmó a finales de 2015 (Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes) a través de nuevos objetivos anuales mínimos y obligatorios de venta o consumo (4,3%, 5%, 6%, 7% y 8,5%, para los años 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020, respectivamente). Los sujetos obligados pueden alcanzarlos de manera flexible a través de certificados de biocarburantes en diésel o en gasolina indistintamente.

Finalmente, destacar que entre las iniciativas recientes para la reducción de emisiones se logró un **acuerdo-marco del sector del carbón** firmado el pasado 24 de octubre de 2018 entre el Gobierno, los sindicatos y representantes del sector. Su objetivo central es **favorecer una transición justa de la minería del carbón y promover el desarrollo sostenible de las regiones mineras durante el período 2019-2027**. El acuerdo responde a las repercusiones sociales derivadas del cumplimiento de la Decisión 2010/787/UE del Consejo Europeo, que obliga al cierre de las minas de carbón en territorio comunitario o, de lo contrario, a devolver las ayudas estatales recibidas en el período 2011-2018.

Eficiencia energética

La política de eficiencia energética se articula a través del **Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020** (que da continuación al Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020), remitido a Bruselas en abril de 2017. Éste responde a la exigencia del artículo 24.2 de la Directiva de Eficiencia Energética 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, que exige a todos los Estados miembros de la Unión Europea la presentación de estos planes, el primero de ellos a más tardar el 30 de abril de 2014 y, a continuación, cada tres años.

Las medidas actuales de fomento de la eficiencia energética comprenden un abanico de actuaciones de tipo legislativo y/o de apoyo económico, dirigidas a producir un impacto general o específico en cada sector de consumo. La decisión estructural más importante fue el establecimiento del sistema de obligaciones de eficiencia de energía, junto con la creación del **Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE)**, para financiar las iniciativas nacionales de eficiencia energética (así dispuesto en el Real Decreto Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia convalidado por la Ley 18/2014, de 15 de octubre).

El FNEE, dirigido por su Comité de Seguimiento y Control, órgano interdepartamental en el que están representados los principales ministerios con competencias en la materia, está

gestionado por el IDAE, tiene como finalidad la financiación de mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética en los diferentes sectores consumidores de energía, de forma que contribuyan a alcanzar el objetivo de ahorro energético nacional que establece el sistema nacional de obligaciones previsto en el artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética. Este Fondo articula medidas de eficiencia a través de convocatorias cofinanciadas con Fondos Estructurales.

El fomento de la eficiencia energética en las ciudades ha tenido dos componentes o líneas de actuación principales: los edificios, por un lado, y la movilidad, tanto de pasajeros como de mercancías, por otro. Las actuaciones para la mejora de la eficiencia energética de los edificios se han encuadrado dentro de la **Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España (ERESEE)**, que cuenta con diferentes piezas legislativas. Es el caso del Código Técnico de la Edificación²² (CTE), el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios²³ (RITE) o el Sistema de Certificación Energética de Edificios,²⁴ entre otros. Actualmente, tanto el CTE como el RITE se encuentran en proceso de actualización debido, por un lado, a su revisión natural cada cinco años, y, por otro, para incluir los nuevos requisitos derivados de las actualizaciones de las Directivas de Eficiencia Energética (2018/2002/UE) y la Directiva de Eficiencia Energética en los Edificios (2018/844/UE).

Dentro del sector de la edificación, destaca el **Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes** (Programa PAREER-CRECE) y el Fondo JESSICA-FIDAE, gestionados ambos por el IDAE; este último ha financiado proyectos urbanos de eficiencia energética y de uso de las energías renovables.

La eficiencia energética en las ciudades se articula por parte de la administración pública a través de las estrategias integradas de desarrollo urbano sostenible (DUSI) dirigidas a áreas funcionales urbanas.

Las actuaciones para la mejora de la eficiencia energética en el transporte y la movilidad sostenible en las ciudades se han dirigido a favorecer el cambio modal en la movilidad de personas y mercancías hacia aquellos modos menos consumidores de energía por pasajero-km o tonelada-km, siendo el uso de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) uno de los pilares para la promoción de los nuevos servicios de la movilidad. Complementariamente, han incluido acciones dirigidas a mejorar la eficiencia del parque de vehículos mediante la renovación de las flotas, en especial las de reparto urbano de última milla, la incorporación progresiva de vehículos eléctricos y otros avances tecnológicos, así como actuaciones encaminadas al uso eficiente de los medios de transporte.

De manera adicional, la promoción de la cogeneración de alta eficiencia y de las redes urbanas de calefacción y refrigeración, así como medidas de eficiencia energética en la transformación, transporte, distribución y participación en la demanda han formado parte de la estrategia integral de eficiencia energética en las ciudades.

²² Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

²³ Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, actualizado mediante el Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del RITE.

²⁴ Real Decreto 235/2013, de 5 de abril por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

Por su parte, la eficiencia energética en entornos no urbanos y, por tanto, en otros sectores distintos de la edificación o el transporte, ha contado con medidas de apoyo adaptadas a las especificidades de cada sector. En la industria ha primado una política de apoyo financiero a la inversión industrial en el marco de la política pública de fomento de la competitividad; adicionalmente, han existido y existen programas de ayudas a pymes y grandes empresas que, financiados con el presupuesto del FNEE, han tenido como objetivo incentivar y promover la realización de actuaciones en el sector industrial que reduzcan las emisiones de dióxido de carbono, mediante la mejora de la eficiencia energética.

En definitiva, la ejecución de las medidas del Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020 y de los planes anteriores ha contribuido a una mejora de la eficiencia energética, reflejada durante el periodo 2004 a 2016 y **cuantificada en un descenso anual de la intensidad energética final del 2%.**

Seguridad Energética

Tal y como se ha señalado con anterioridad, la dependencia energética de España respecto al exterior es muy elevada, 73% en 2017, debido a la preponderancia de combustibles fósiles en su mix energético que han de ser importados en su totalidad dado que la producción nacional es casi nula. Las importaciones de hidrocarburos son, en consecuencia, muy importantes en el ámbito de la seguridad energética, entendida ésta como seguridad de suministro.

La presencia del gas natural en el balance energético español es ligeramente inferior a la de otros Estados miembros de la UE, motivado por una climatología más benigna, dando lugar a una menor penetración del gas natural entre los consumidores domésticos y calefacciones centrales.

En cuanto a los productos petrolíferos, su presencia en el mix energético nacional es muy superior a la media de la UE, debido a las siguientes causas:

- Elevado desarrollo del transporte de mercancías por carretera en detrimento del ferroviario (2% de media en España, frente a un 17% de media en la UE).
- Importante consumo para el transporte marítimo frente a Estados miembros sin apenas salida al mar.
- Importante consumo para el transporte aéreo por la gran importancia del sector turístico.

En relación a la producción nacional de hidrocarburos, cabe señalar que es prácticamente testimonial. Los datos de 2017 son los siguientes:

- Producción interior de gas natural (2017): 23 ktep (0,09% de las necesidades).
- Producción interior de crudo (2017): 122.000 toneladas (0,21% de las necesidades).

Los principales países de origen para las distintas fuentes de energía son los siguientes:

- Electricidad: España tiene interconexiones eléctricas con Francia, Portugal y Marruecos.
- Gas natural: en 2017 el 53% de las importaciones se realizaron a través de gasoducto, frente a un 47% en buques metaneros (en forma de Gas Natural Licuado a través de plantas de regasificación). Actualmente, los gasoductos internacionales más relevantes

son el Magreb (Magreb-Europa), Medgaz (Argelia-Almería) y las interconexiones con Francia y Portugal. El desglose por países de origen de las importaciones de gas natural en 2017 fue el siguiente:

- Argelia (48%)
- Nigeria (12%)
- Perú (10%)
- Qatar (10%)
- Noruega (10%)
- Otros (10%)
- Productos petrolíferos: los principales países de origen de crudo de petróleo en 2017 fueron los siguientes:
 - México (15%)
 - Nigeria (14%)
 - Arabia Saudí (10%)

A la vista de lo anterior, se puede destacar como posible riesgo la relativa dependencia de importación de gas natural de Argelia, que se ve compensada por el elevado peso de las importaciones por buques metaneros desde un variado abanico de países de origen.

Como conclusión se puede afirmar que España cuenta con uno de los niveles más altos de diversificación de proveedores de gas y petróleo en Europa.

Señalar, finalmente, que la cooperación regional para el abastecimiento de energía es un elemento fundamental para la estabilidad y prosperidad de los países y regiones de nuestro entorno. Éstos son los fundamentos de la plataforma de cooperación regional denominada “Unión por el Mediterráneo”, de la que España es miembro. En ese sentido, en su Conferencia Ministerial en Italia (1 de diciembre de 2017), se aprobaron tres nuevas plataformas energéticas: la primera destinada al mercado de gas, la segunda sobre mercado regional eléctrico, y una tercera centrada en las energías renovables y la eficiencia energética. Todo ello con el objetivo de organizar y reforzar el diálogo entre los Estados miembros de la región mediterránea, sus instituciones financieras, expertos, organizaciones regionales y la industria.

Mercado interior de la energía: interconectividad, infraestructuras y mercado

La planificación de la infraestructura de transmisión eléctrica se rige por el **Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020**, que incluye aquellas infraestructuras necesarias para garantizar la seguridad de suministro en el horizonte de planificación 2015-2020. Introduce criterios medioambientales y de eficiencia económica y establece requisitos de seguridad y fiabilidad de la red eléctrica, con el objetivo de aumentar la capacidad de conexión internacional y en consecuencia la integración de España en el mercado único de la energía.

La planificación actual integra las energías renovables en la red con el fin de favorecer el cumplimiento de los objetivos en esta materia para 2020, y se adapta a las necesidades de demanda derivadas de nueva actividad industrial. La estimación de inversiones asociadas a las

infraestructuras eléctricas previstas en el horizonte 2020 es de 4.554 M€, con un volumen de inversión medio anual de 759 M€, de los que se prevé recuperar 143 M€ de los Fondos FEDER a lo largo del periodo.

En relación con las interconexiones eléctricas transfronterizas, los trabajos que se han realizado para ampliar las interconexiones con Francia han puesto en servicio una nueva línea por el este de los Pirineos, que ha duplicado la capacidad de intercambio de electricidad entre España y Francia (pasando de 1.400 MW a 2.800 MW), lo que ha contribuido a reforzar la seguridad de los dos sistemas eléctricos y a favorecer la integración de un mayor volumen de energía renovable, especialmente la eólica del sistema ibérico.

Sin embargo, aún con esa ampliación, el grado de interconexión eléctrica de España con Francia es inferior al 3% de la capacidad de producción eléctrica instalada en España, y queda muy por debajo de los objetivos de la Unión de la Energía: **10% de la capacidad instalada de producción eléctrica para todos los Estados miembros en el horizonte del año 2020 y 15% en 2030**. Con las interconexiones previstas hasta la fecha, España será en 2020 uno de los pocos países europeos con un grado de interconexión inferior al 10%, por lo que será necesario seguir desarrollando nuevas interconexiones.

En esa dirección y en el marco de colaboración iniciado con la Cumbre de Madrid de 2015, está previsto el incremento de la capacidad de interconexión con Francia según las siguientes ampliaciones:

- Interconexión entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES), mediante un cable submarino por el Golfo de Vizcaya, que permitirá que la capacidad de interconexión entre España y Francia llegue a 5.000 MW.
- Interconexión entre Aragón (ES) y Pirineos Atlánticos (FR) e interconexión entre Navarra (ES) y Landas (FR), las cuales aumentarán la capacidad de interconexión entre España y Francia hasta los 8.000 MW.

La futura planificación de las infraestructuras de transporte de gas natural se realizará una vez aprobado el nuevo desarrollo reglamentario del sector de hidrocarburos, que recogerá el procedimiento para la misma. Hasta el momento, la regulación básica se encuentra recogida en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, así como en las disposiciones de los artículos 79 y 80 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de economía sostenible. El documento de referencia es la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, aprobado el 30 de mayo de 2008 por Acuerdo de Consejo de Ministros. Dicho documento, en base a un análisis del sector y previsiones de demanda, establece criterios de desarrollo de la red básica de gas natural, puntos de entrada, y criterios técnicos de diseño de los gasoductos y de la capacidad de almacenamiento. En dicha planificación vigente, se analiza e identifica la necesidad de nueva capacidad de transporte, almacenamiento e infraestructuras de regasificación, dibujando los grandes ejes de manera que quede configurado un sistema seguro y flexible, en el que todas las zonas gasistas estén comunicadas entre sí.

Respecto a la organización del mercado, la Directiva 2009/72/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y la Directiva 2009/73/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural establecen que, para un adecuado funcionamiento de los mercados interiores de electricidad y de gas natural, **los reguladores de la energía deben poder adoptar decisiones sobre todas las cuestiones de reglamentación pertinentes y ser**

independientes de cualquier otro interés, público o privado. El marco normativo europeo establece que el regulador promoverá, entre otros, un mercado interior competitivo, flexible, seguro y medioambientalmente sostenible; apoyará el desarrollo de sistemas orientados al consumidor; fomentará la eficiencia energética y la integración de las renovables a gran y pequeña escala; y garantizará que los operadores y usuarios tengan los incentivos adecuados para incrementar la eficiencia energética. También fija que entre las tareas del regulador se encuentran el seguimiento de la apertura y la competencia en los mercados mayorista y minorista, así como la eliminación de barreras al desarrollo del autoconsumo o el acceso a sus propios datos por parte de los consumidores.

Por todo ello, el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, realizó un reparto de competencias respetuoso con el marco comunitario, dotando a la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) de la independencia y las competencias necesarias para el ejercicio de sus funciones.** El Real Decreto-ley 1/2019 establece que, entre otras, es competencia de la CNMC fijar la retribución del operador del sistema eléctrico y del gestor técnico del sistema gasista, aprobar la metodología, los parámetros retributivos, la base regulatoria de activos y la remuneración actual de las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad, así como determinados aspectos de las condiciones de acceso y conexión a las redes de distribución y transporte de electricidad y de gas natural, y las reglas de funcionamiento de los mercados organizados en su componente regulada.

Por otra parte, en el contexto de la transición energética actual, es necesario adoptar un marco regulatorio e institucional claro, estable y predecible que otorgue seguridad jurídica a las personas físicas y jurídicas relacionadas con el sector energético, cuya transversalidad engloba tanto a colectivos vulnerables como a inversores nacionales e internacionales. Por ello, el mencionado Real Decreto-ley 1/2019 también prevé que, con carácter previo a la aprobación de las circulares, el MITECO podrá emitir un informe sobre la adecuación de la propuesta a las orientaciones de política energética que haya establecido el Gobierno, así como los mecanismos de cooperación con la CNMC en caso de suscitarse discrepancias. Y es que una cooperación efectiva es clave precisamente para el desarrollo de un marco regulatorio e institucional claro, estable, predecible y para proporcionar señales coherentes a los operadores, consumidores e inversores, que permitan conseguir los objetivos establecidos en el marco normativo Energía Limpia para todos los Europeos, así como en el presente Plan.

De acuerdo con las modificaciones introducidas mediante dicho Real Decreto-ley, en el artículo 3 y en el artículo 16 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico:

- Corresponderá a la Administración General del Estado regular la estructura de los cargos por costes regulados y de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema eléctrico.
- El MITECO, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los cargos necesarios que se establecerán de acuerdo con la metodología prevista para cubrir los costes de las actividades del sistema que correspondan.

- El Gobierno, previo informe de la CNMC, establecerá la metodología de cálculo de los cargos que deberán satisfacer los consumidores y, en su caso, los productores de energía eléctrica. Los cargos cubrirán los costes del sistema que se determinen, sin perjuicio de lo dispuesto para los peajes de transporte y distribución.

Señalar, finalmente, se encuentran en proceso de tramitación sendos Reales Decretos que deberán regular, en el ámbito del sector eléctrico y sector de hidrocarburos, la metodología de cálculo de cargos y establecer cuáles son las variables utilizadas para repartir dichos costes, de manera que el reparto no resulte discriminatorio y responda a las políticas energéticas impulsadas por el Gobierno, es decir, que impulsen la eficiencia, la descarbonización de la economía y una transición energética justa.

Investigación, innovación y competitividad

El MCI es el departamento de la Administración General del Estado encargado de la ejecución de la política en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en todos los sectores. Por ello, es el responsable de desarrollar la política de I+i+c en el sector de la energía y coordinar a todos los agentes implicados.

El marco de actuación en materia de investigación, desarrollo e innovación viene definido en dos documentos fundamentales de política científica, tecnológica e innovadora: **la Estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación 2013-2020 (EECTI) y los Planes estatales de investigación científica y técnica y de innovación.**

La Estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación 2013-2020 (EECTI) es el instrumento que establece los objetivos generales a alcanzar durante el período 2013-2020 ligados al fomento y desarrollo de las actividades de I+D+i en España. Estos objetivos se alinean con los que marca la Unión Europea dentro del programa marco para la financiación de las actividades de I+D+i «**Horizonte 2020**» para el período 2014-2020, contribuyendo a incentivar la participación activa de los agentes del **Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación** en el espacio europeo. Incluye, asimismo, la coordinación entre las actuaciones de la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y la Unión Europea, a la vez que propone mecanismos eficientes de articulación entre los agentes del mencionado Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación.

La EECTI fija los ejes prioritarios que cubren todo el proceso de desarrollo y aplicación de la investigación científica y tecnológica «desde la idea al mercado». Entre sus objetivos defiende la orientación de la investigación científica y técnica, el desarrollo tecnológico y la innovación hacia los grandes retos de la sociedad española: la salud, el envejecimiento, la aplicación y defensa de los principios de inclusión de los segmentos de nuestra sociedad más frágiles, la sostenibilidad medioambiental, la resiliencia al cambio climático, el abastecimiento energético, la biodiversidad, la transformación de nuestros sistemas políticos y sociales y la seguridad de nuestros ciudadanos.

Uno de los objetivos de la EECTI es guiar las actividades de I+i+c, incluyendo la investigación fundamental científica y técnica, el desarrollo tecnológico y la innovación hacia ocho grandes ámbitos que implican, a su vez, importantes mercados para el desarrollo de nuevos productos y servicios: 1. Salud, cambio demográfico y bienestar; 2. Seguridad y calidad alimentaria; actividad agraria productiva y sostenible; sostenibilidad de recursos naturales, investigación marina y marítima; 3. Energía segura, sostenible y limpia; 4. Transporte inteligente, sostenible e

integrado; 5. Acción sobre cambio climático y eficiencia en la utilización de recursos y materias primas; 6. Cambios e innovaciones sociales; 7. Economía y sociedad digital; 8. Seguridad, protección y defensa.

Los Planes estatales de investigación científica y técnica y de innovación, elaborados por el MCI, contando con las contribuciones de centros públicos de investigación, universidades, centros tecnológicos, asociaciones empresariales, plataformas tecnológicas y expertos de la comunidad científica, técnica y empresarial, son la articulación concreta de la mencionada Estrategia 2013-2020. El Plan 2017-2020 (PEICTI 2017-2020) aprobado por el Consejo de Ministros en diciembre de 2017, al igual que el correspondiente al período 2013-2016, está integrado por cuatro programas estatales que corresponden a los objetivos generales establecidos en la Estrategia: promoción del talento y su empleabilidad; generación de conocimiento y fortalecimiento del sistema; liderazgo empresarial en I+D+i; e I+D+i orientada a los retos de la sociedad.

Finalmente, en el marco del Acuerdo de la Asociación de España 2014-2020 con la Unión Europea, conjuntamente la Estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación y los Planes estatales de investigación científica y técnica y de innovación definen el marco nacional de especialización inteligente (RIS3) que las Comunidades Autónomas particularizan a través de sus correspondientes Estrategias de investigación e innovación para la especialización inteligente.

La mencionada Estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación 2013-2020 se complementa con políticas sectoriales. En este sentido, se establece una coordinación con la Estrategia española de cambio climático y energía limpia, que persigue el cumplimiento de los compromisos de España en materia de cambio climático y el impulso de las energías limpias, al mismo tiempo que la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.

España está inmersa, dentro del marco europeo, en una transformación energética que, siendo efectiva en términos de costes, permita cumplir con los objetivos europeos de reducción de emisión de GEI y descarbonización de la economía, conforme a lo previsto en la Estrategia Europa 2020 y su iniciativa emblemática «Una Europa que utilice eficazmente los recursos», asegurando el suministro y crecimiento económico de Europa, y en el que uno de los pilares fundamentales es la Investigación y la innovación.

En ese proceso tiene un papel principal el SET-Plan. Así en septiembre de 2015 la Comunicación de la Comisión **“SET-Plan integrado: Acelerar la transformación del sistema energético europeo”**, propuso 10 acciones claves en línea con las prioridades de la Unión de la Energía y su 5º pilar en materia de investigación, innovación y competitividad. La propuesta buscaba un cambio definitivo del concepto del sistema energético europeo, proponiendo un sistema integrado que fuera más allá de los silos de las tecnologías energéticas como había sido hasta entonces.

Por otro lado, la cooperación con otros Estados miembros también se realiza mediante programas de colaboración tecnológica de ámbito transnacional:

- Eureka, y programas de cooperación bilateral, en los que la participación de empresas españolas se financia en CDTI, vía préstamos con un tramo no reembolsable, a través de una convocatoria no competitiva abierta todo el año.

- Eurostars, para pymes intensivas en I+D+i. CDTI financia vía subvenciones en una convocatoria competitiva. Fechas de cierre establecidas.
- ERANETs-cofund, con posibilidad de participación de distintos tipos de entidades, que se financian vía subvenciones - convocatoria competitiva. Fechas de cierre establecidas.
- Horizonte 2020, abierto a la participación de todo tipo de entidades. Convocatorias anuales con fechas de cierre establecidas, competitivas y financiación vía subvenciones.

Para la propuesta y ejecución de las políticas en materia de investigación e innovación se cuenta con las unidades responsables de la financiación de las actividades propuestas por el MCI y con los instrumentos que utiliza en su desarrollo la Estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación y sus Planes Estatales de I+D+i. Entre ellos destacan los siguientes:

La **AEI**, dependiente del MCI, creada mediante Real Decreto 1067/2015, de 27 de noviembre de 2015, con el objeto de ser el instrumento para la modernización de la gestión pública de las políticas estatales de I+i en España, es responsable de la financiación, evaluación, concesión y seguimiento de las actuaciones de investigación científica y técnica. La AEI gestiona los siguientes programas del Plan Estatal: Programa estatal de promoción del talento y su empleabilidad; Programa estatal de generación del conocimiento y fortalecimiento institucional y tecnológico; y Programa Estatal de I+i+c orientada a los retos de la sociedad.

Por su parte el **CDTI**, Entidad Pública Empresarial, también dependiente del MCI, tiene por objeto incrementar la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico. Lleva a cabo actividades de financiación de proyectos empresariales de I+i+c (Programa Estatal de Liderazgo empresarial), así como de gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica y apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

Además, se cuenta, como principales órganos centrados en la ejecución de las actuaciones subvencionadas por la AEI, con los Organismos Públicos de Investigación, como el **Centro Superior de Investigaciones Científicas (CSIC)** o el **CIEMAT**, adscritos al MCI. Dentro de las actuaciones de la AEI destacan las **Plataformas Tecnológicas**, que son foros de trabajo en equipo, liderados por la industria, que integran a todos los agentes del sistema de Ciencia-Tecnología-Innovación (empresas, centros tecnológicos, organismos públicos de investigación, universidades, centros de I+D+i, asociaciones, fundaciones, etc.), con el objetivo central de definir la visión a corto, medio y largo plazo del sector y de establecer una ruta estratégica en I+i+c. Entre sus objetivos destacan:

- Favorecer la competitividad, la sostenibilidad y el crecimiento del sector industrial y del tejido científico-tecnológico español.
- Ser un mecanismo de transmisión de la I+i+c hacia el mercado nacional e internacional.
- Canalizar la generación de empleo y la creación de empresas innovadoras mediante proyectos y actuaciones.

Por último, cabe destacar la iniciativa, sin ánimo de lucro en energía, ALINNE. Es una iniciativa que nace para aunar y coordinar esfuerzos entre todos los agentes de la cadena de valor de la I+i+c en energía, que permita dar respuesta a los principales retos que la política de I+i+c tiene en el ámbito del sector energético, contribuyendo a la definición de unas pautas de trabajo a nivel nacional y de posicionamiento europeo.

2 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS

2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

Tal y como se ha señalado, el objetivo de España a largo plazo es convertirse en un país **neutro en carbono en 2050** (cero emisiones netas de GEI), para lo que se ha fijado el objetivo de lograr una mitigación de, al menos, el 90% de las emisiones brutas totales de GEI respecto al año de referencia 1990. En esa dirección, el objetivo de mitigación de emisiones para el año 2030 es, al menos, el 20% respecto a 1990. Como resultado de las medidas contempladas en el presente Plan, se pasa de **los 340,2 MtCO₂-eq emitidos en 2017, a los 221,8 MtCO₂-eq en el año 2030**, lo que implica retirar aproximadamente la tercera parte de las emisiones actuales entre ambas fechas.

Concretamente en la década 2021 a 2030, y como resultado de la aplicación de las medidas de este Plan Nacional (ver capítulo 3), las emisiones totales brutas pasarían de los 319,3 MtCO₂-eq previstos para el año 2020, a los 221,8 MtCO₂-eq en 2030. Los sectores de la economía que, en cifras absolutas, reducirán más sus emisiones en ese periodo son los siguientes:

- Generación eléctrica, 36 MtCO₂-eq
- Movilidad y transporte, 27 MtCO₂-eq
- Residencial, comercial e institucional, 10 MtCO₂-eq
- Sector de la industria (combustión), 7 MtCO₂-eq

Tabla 2.1. Evolución de las emisiones (miles de toneladas de CO₂ equivalente)

Años	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	319.312	262.675	221.844

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

La descarbonización prevista en el sector eléctrico reduce las emisiones en **36 MtCO₂** equivalente. Esa reducción es el resultado, en primer lugar, de **la pérdida sustancial del peso del carbón en la generación eléctrica en el período del Plan**. Nueve de las quince centrales térmicas de carbón existentes en la actualidad (2019) no estarán posiblemente operativas al inicio del Plan en 2021 como resultado de la decisión adoptada por las empresas propietarias

de no realizar las inversiones correspondientes a los requerimientos de la Unión Europea relativos a emisiones contaminantes. Es decir, se prevé que al inicio del Plan sigan activas seis centrales de carbón.

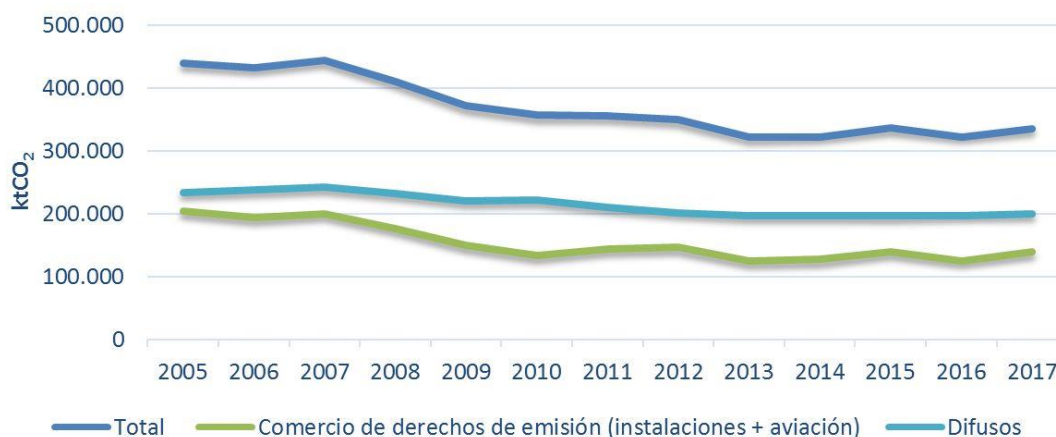
Según las previsiones del Plan, antes de 2030 las centrales térmicas de carbón **dejarán de ser competitivas** dado el aumento previsto en el precio de la tonelada de CO₂ en el sistema europeo de comercio de emisiones (35 €/t), la continua reducción de costes en las tecnologías renovables para la generación eléctrica y el precio relativo del gas. En todo caso, la transición en el sector tendrá que ir acompañada de medidas de apoyo a las comarcas afectadas para asegurar que el proceso se desarrolla de forma justa y solidaria.

En segundo lugar, la descarbonización prevista del sector eléctrico será el resultado de la importante penetración de tecnologías renovables prevista en el Plan, que irán sustituyendo de forma progresiva la generación de origen fósil. La generación eléctrica renovable en el año 2030 será el **74%** del total, coherente con una trayectoria hacia un **sector eléctrico 100% renovable en 2050**.

En el sector de la movilidad-transporte la reducción prevista es de **27 Mt CO₂-eq**. Este resultado es consecuencia, sobre todo, del importante desplazamiento modal desde el vehículo de combustión convencional hacia el transporte público colectivo, el compartido y los modos no emisores, y como resultado de la generalizada **delimitación de zonas de bajas emisiones en las ciudades de más de 50.000 habitantes a partir de 2023**, en las que se prevé la limitación del acceso a los vehículos más emisores y contaminantes. Como consecuencia de la implementación de las medidas de impulso de cambio modal, se estima que el **35% de los pasajeros-kilómetro que se realizan en la actualidad en vehículos convencionales se desplazarán hacia modos no emisores para el año 2030**. Es, asimismo, el resultado de la importante presencia de **vehículos eléctricos** que se espera para 2030: **5 millones de unidades**, incluyendo coches, furgonetas, motos y autobuses, así como el uso de **biocarburantes avanzados**.

En el sector de la industria, la totalidad de las mejoras en las emisiones se logran en los procesos de combustión, ya que la parte de procesos conoce un ligero incremento. La mitigación **alcanza los 7 Mt CO₂-eq** y es consecuencia de los cambios previstos en los combustibles utilizados en los procesos de combustión, así como la continuación de las mejoras de eficiencia energética. A más largo plazo, horizonte 2050, la descarbonización de la industria va a requerir nuevos avances tecnológicos que provendrán de las políticas de I+i+c, avances que se contemplan en la Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo, 2050.

El análisis de la descarbonización prevista en el PNIEC se aborda también desde la óptica de las emisiones que forman parte del sistema EU ETS y las emisiones difusas (residencial, transporte, agricultura, residuos, gases fluorados e industria no sujeta al comercio de emisiones). Tal y como ya se ha mencionado, las emisiones brutas de GEI del año 2017 fueron 340,2 millones de toneladas de CO₂-eq. De éstas, el 39% correspondió a sectores cubiertos por el comercio de derechos de emisión y el 61% a los sectores difusos.

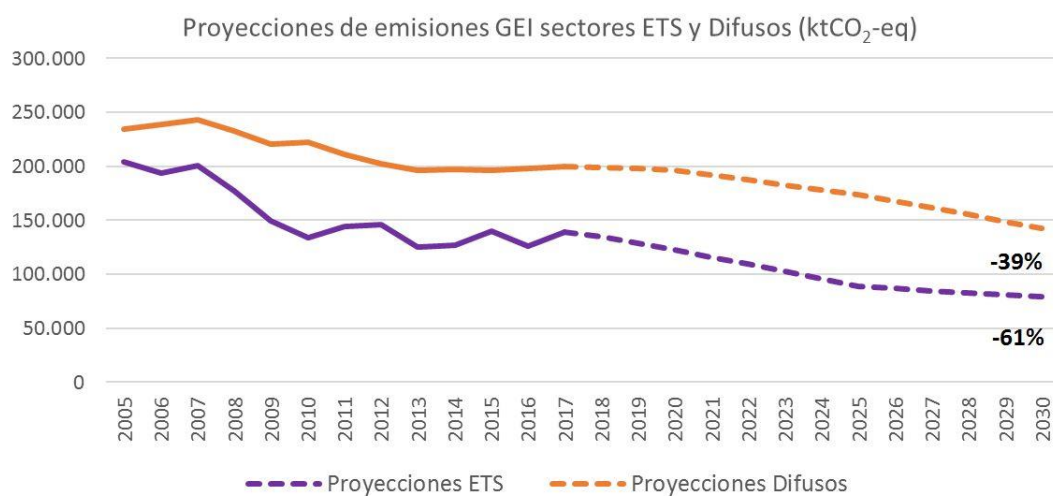
Figura 2.1. Emisiones GEI España (inventario) 2005-2017(ktCO₂-eq)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

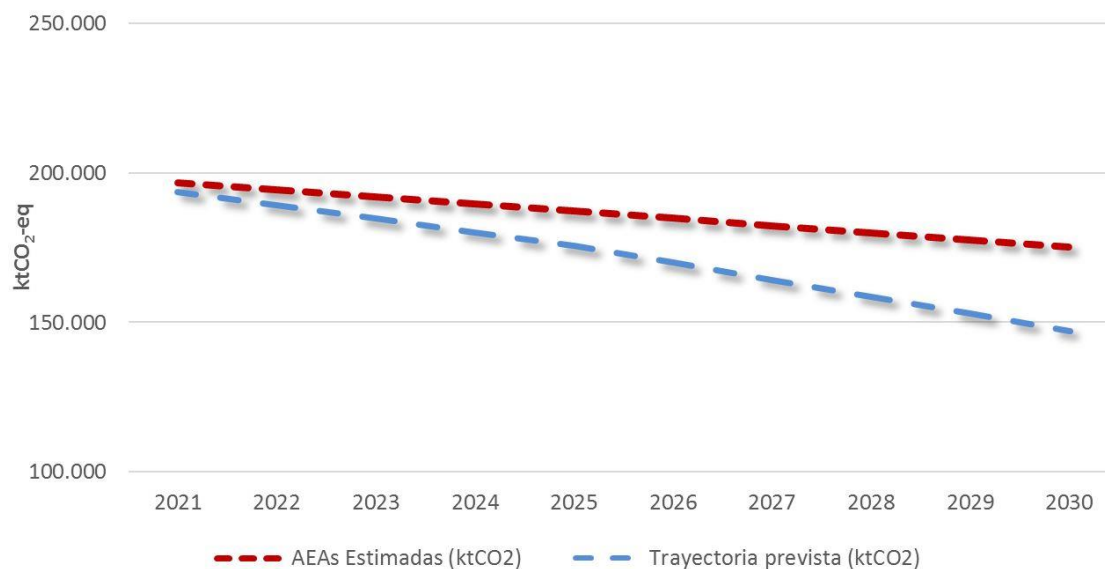
Las metas establecidas en materia de reducción de GEI en este Plan Nacional no solo cumplen con los objetivos vinculantes establecidos en la normativa comunitaria, sino que elevan la ambición, contribuyendo a la consecución del objetivo de reducción de las emisiones en el conjunto de la Unión Europea, así como a los compromisos internacionales a los que aquella se ha adherido.

El Plan prevé una reducción del 23% de GEI respecto a los niveles de 1990.

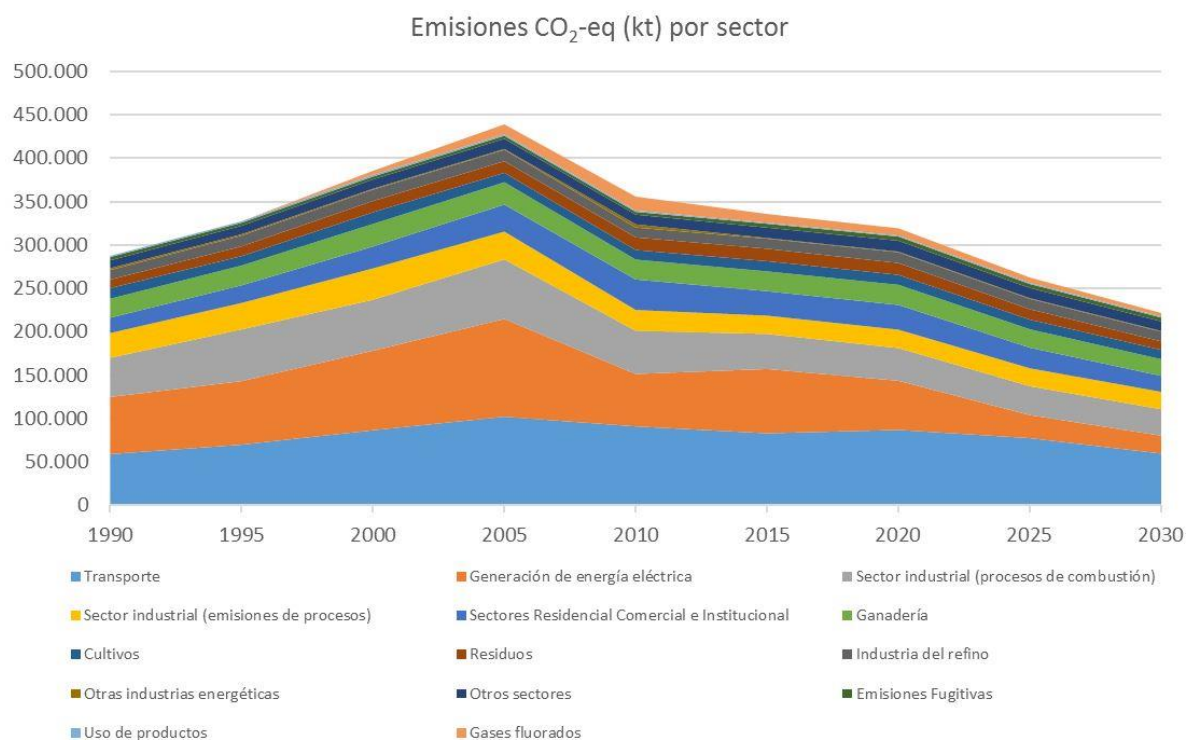
Tal y como ya se ha señalado, las medidas contempladas en el presente PNIEC **permiten alcanzar un nivel de reducción de emisiones del 23% respecto a los niveles de 1990**. Los sectores difusos contribuyen con una reducción en 2030 del 39% respecto a los niveles del año 2005, mientras que los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión lo hacen con una reducción del 61% en 2030 respecto a 2005.

Figura 2.2. Objetivo de emisiones 2030. Serie histórica (2005 - 2016) y trayectoria prevista

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 2.3. Asignaciones de emisiones frente a trayectoria prevista, 2021-2030

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 2.4. Emisiones de CO₂-eq por sector. Histórico y proyección a 2030 (kt)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

La inclusión del sector del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (en lo sucesivo, «sector LULUCF», por sus siglas en inglés) en el Marco sobre Clima y Energía para 2030 se considera un reflejo del reconocimiento en el Acuerdo de París del papel de las fuentes y los sumideros en la acción contra el cambio climático.

El Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de GEI por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir

los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París, y por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 525/2013, establece que si un Estado miembro supera en emisiones sus asignaciones anuales podrá hacer un uso adicional de una cantidad, como máximo, igual a la suma de las absorciones netas totales y las emisiones de GEI netas totales de las categorías contables combinadas de tierras forestadas, tierras deforestadas, tierras forestales gestionadas, cultivos gestionados, pastos gestionados y humedales gestionados (categorías LULUCF establecidas en el Reglamento UE 2018/841).

En el caso de España, la cantidad total procedente de LULUCF que se podría utilizar a lo largo del período 2021-2030 asciende a 29,1 MtCO₂-eq, **de las que no se prevé hacer uso para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos por España a 2030** en el presente Plan, lo que no es impedimento para proponer políticas y medidas ambiciosas en el sector.

Por su lado, el Reglamento (UE) 2018/841 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018 sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de GEI resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura, en el marco de actuación en materia de energía y clima hasta 2030, establece en su artículo 4 la regla de “no débito”, por la que las emisiones no pueden superar las absorciones en las categorías de contabilidad de la tierra en el periodo 2021-2030. A su vez, el Reglamento establece las normas contables para las emisiones y absorciones en las categorías de tierras forestadas, tierras deforestadas, tierras forestales gestionadas, tierras agrícolas gestionadas y pastizales gestionados, con la inclusión de humedales gestionados a partir de 2026.

Las absorciones generadas en las tierras forestales gestionadas, que suponen la mayor parte de las resultantes del uso de la tierra, dependen de una serie de circunstancias naturales, por un lado, y de las prácticas de gestión pasadas y presentes, por otro, que difieren sustancialmente entre los Estados miembros. Por consiguiente, las normas contables pertinentes prevén el uso de un "nivel forestal de referencia" (FRL, por sus siglas en inglés) en cada Estado miembro para excluir los efectos de las características naturales y específicas de cada país en la contabilidad de emisiones y absorciones de GEI.

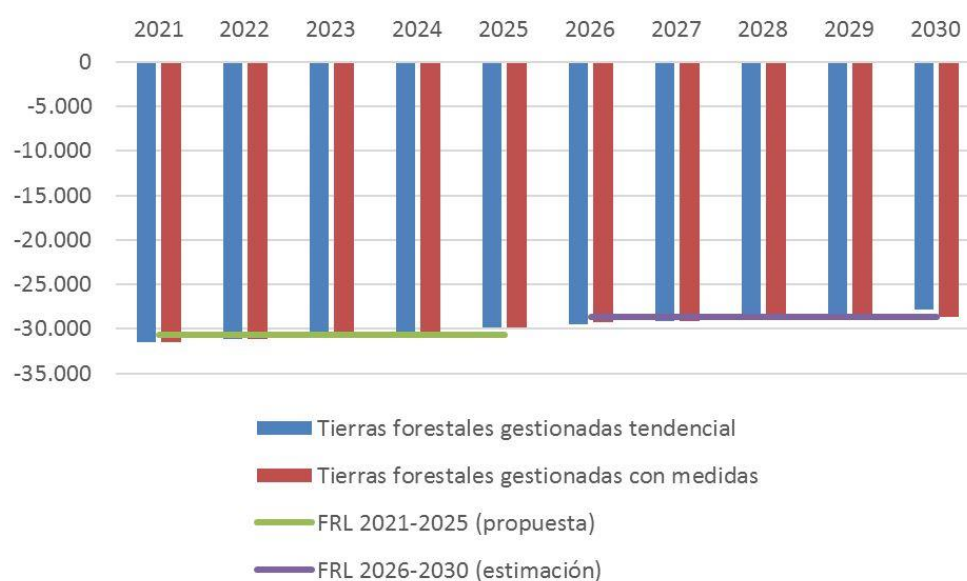
En ese sentido, el Reglamento (UE) 2018/841 exige a los Estados miembros que presenten a la Comisión sus planes nacionales de contabilidad forestal, incluido una propuesta de FRL para el período comprendido entre 2021 y 2025. España presentó el borrador del Plan Nacional de Contabilidad Nacional el 31 de diciembre de 2018²⁵, con una propuesta de FRL de -30,7 MtCO₂-eq²⁶. Esta propuesta está siendo revisada y deberá ser refrendada, en su caso, mediante la aprobación por la Comisión de un acto delegado a más tardar el 31 de octubre de 2020, por lo que el valor final del FRL podría cambiar.

²⁵ Disponible en:

<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/Estrategia.aspx>

²⁶ Media anual del 2021 al 2025.

Figura 2.5. Proyección de absorciones de CO₂-eq en el sector LULUCF en el periodo 2021-2030. Comparación con el nivel de referencia forestal (kt)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Teniendo en cuenta las bajas tasas de deforestación, el efecto de las tierras forestadas en el pasado (para las que se consideran un periodo de transición de 20 años) y las medidas propuestas en tierras forestales gestionadas, tierras agrícolas gestionadas y pastizales gestionados, **se prevé el cumplimiento de la regla de “no débito” establecida en el artículo 4 del Reglamento (UE) 2018/841**, sin hacer uso de las flexibilidades contenidas en los artículos 11, 12 y 13 de dicho reglamento.

Tabla 2.2. Proyección de la contabilidad LULUCF (Reglamento (UE) 2018/841)

Categoría	Estimación 2021-2030 (ktCO ₂ -eq)	Principio de contabilidad 2021-2030	Contabilidad 2021-2030 (ktCO ₂ -eq)
Tierras deforestadas	4.104	KP2 <i>gross-net</i>	4.104
Tierras forestadas	-23.479	KP2 <i>gross-net</i>	-23.479
Tierras forestales gestionadas	-298.214	FRL (-296.903 ktCO ₂ -eq)	-1.311
Tierras agrícolas gestionadas	-18.324	<i>Net-net</i> media 2005-2009 (15.510 ktCO ₂ -eq)	-33.834
Pastizales gestionados	2.254	<i>Net-net</i> media 2005-2009 (-13.030 ktCO ₂ -eq)	15.284
Humedales gestionados	341	<i>Net-net</i> media 2005-2009 (270 ktCO ₂ -eq)	71

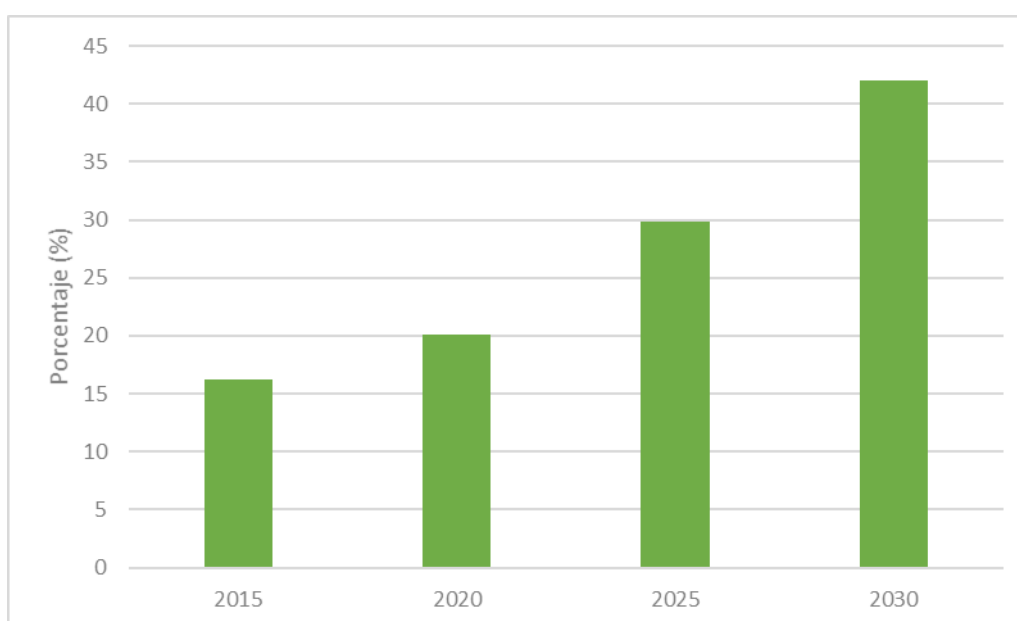
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

2.1.1 Electrificación y descarbonización del sistema energético

Tres de cada cuatro toneladas de GEI se originan en el sistema energético, por lo que **su descarbonización es clave para alcanzar los objetivos del presente Plan**. A fin de lograr este objetivo es necesaria una transición desde los combustibles fósiles a la eficiencia y las energías renovables. Además, es necesario electrificar una parte importante de la demanda térmica y del transporte.

Como resultado de las medidas contempladas en este Plan encaminadas a la reducción del uso de combustibles fósiles y a la promoción de las fuentes de energías renovables en los tres usos de la energía – transporte, calefacción y refrigeración y electricidad – **las renovables alcanzan en 2030 el 42% del uso final de energía.**

Figura 2.6. Aportación de las energías renovables sobre el consumo final de energía con el conjunto de medidas previstas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Transporte

Como resultado de las medidas adoptadas en este Plan se alcanza el 28% de renovables en el transporte vía electrificación y biocarburantes, por encima del 14% exigido por la Unión Europea en 2030.

Los principales ejes de descarbonización en el sector del transporte son el cambio modal, el despliegue de la movilidad eléctrica y el impulso a la fabricación y uso de biocarburantes avanzados. Los primeros dos ejes están recogidos en este Plan como medidas de eficiencia energética.

Calefacción y refrigeración

Electrificación y crecimiento del uso de renovables térmicas.

En el sector de calefacción y refrigeración se espera que, además de la continua mejora tecnológica, surjan nuevos actores y modelos de inversión que impulsen la descarbonización. En ese sentido, este Plan pone el foco en las comunidades energéticas renovables, proponiendo el desarrollo regulatorio que les permita ejercer su derecho a generar, consumir y vender energía renovable, y junto a ello en el impulso de una batería de medidas administrativas y económicas. Se propone además un incremento del uso de la electricidad para la generación de calor.

Según las previsiones del Plan, el aumento de las energías renovables en el periodo 2021-2030 es muy relevante en todos los sectores de la economía, como puede comprobarse en los siguientes datos:

- Generación eléctrica: se incrementa de 10.208 a 21.792ktep.
- Bombas de calor: aumenta de 629 a 3.523 ktep.
- Residencial: aumenta de 2.640 a 2.876 ktep.
- Industria: aumenta de 1.596 a 1.779 ktep.
- Transporte (biocarburantes): evoluciona de 2.348 a 2.111 ktep.
- Servicios y otros: aumenta de 241 a 435 ktep.
- Agricultura: se incrementa de 119 a 220 ktep

En definitiva, la presencia de las renovables sobre el uso final de la energía se incrementa del **20% previsto para el año 2020 al 42% en 2030.**

Generación eléctrica

- **Con las medidas del Plan se logra el 74% de generación de origen renovable en el “mix” eléctrico en 2030.**
- **La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica una incorporación importante y sostenida de fuentes renovables.**

La consecución de los ambiciosos objetivos en materia de electricidad a partir de fuentes de energía renovables implica una estrategia en tres direcciones: impulso de grandes proyectos de generación, despliegue del autoconsumo y generación distribuida y medidas de integración de las renovables en el sistema y el mercado eléctrico.

El desarrollo a gran escala de las energías renovables en la última década a nivel internacional ha supuesto una reducción sustancial de sus costes relativos hasta el punto de que, en la actualidad, en la gran mayoría de situaciones las fuentes renovables, principalmente la eólica y la solar, generan la electricidad más económica cuando se trata de desarrollar nueva capacidad.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW. De cara al despliegue de tecnologías renovables previsto para el sector eléctrico, el PNIEC, 2021-2030, contempla **las subastas como principal herramienta para el desarrollo de estas tecnologías**, de acuerdo con la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

El diseño de las subastas se basa en la predictibilidad y estabilidad en los ingresos de cara a facilitar la decisión de inversión y su financiación, y debe primar aquellas instalaciones que faciliten una transición energética más eficiente. En todo caso, el diseño del sistema de las subastas deberá tener en cuenta, entre otros, los siguientes elementos:

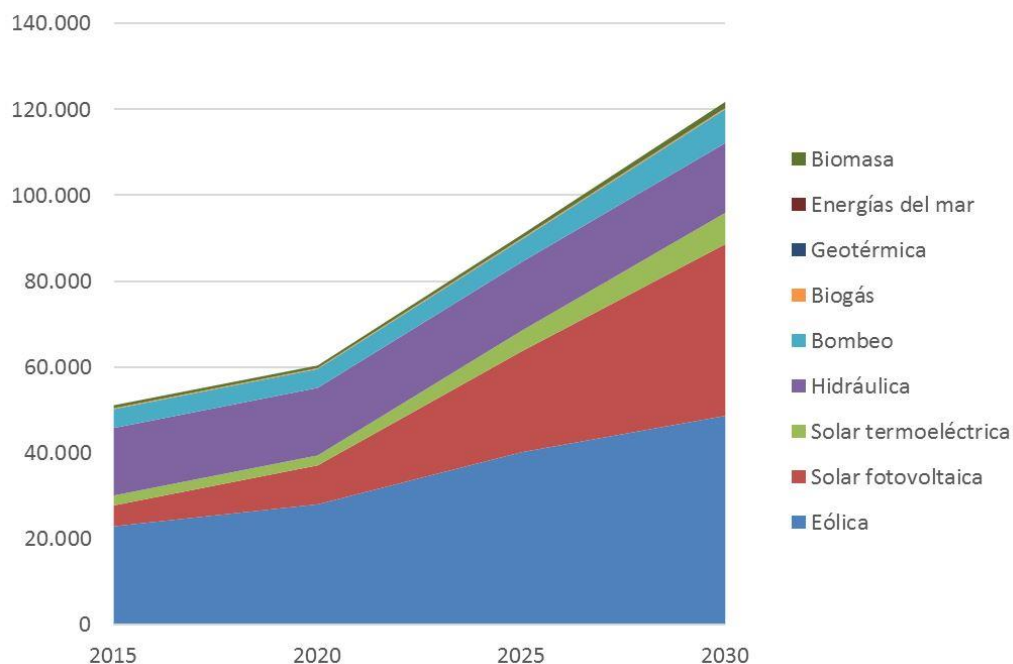
- El efecto de la reducción de los precios mayoristas de mercado en momentos de elevada generación renovable.
- La existencia de vertidos en momentos de elevada generación renovable.
- El posible incremento de la oposición social en algunos emplazamientos, debido a una alta concentración de proyectos en zonas de mayores recursos, sumado a un posible ineficiente reparto de los co-beneficios.

Para conseguir estos objetivos en el desarrollo de las tecnologías de energías renovables es importante trabajar junto con las Comunidades Autónomas y los agentes económicos y sociales, para identificar y eliminar conjuntamente las barreras a la implantación sobre el territorio de las renovables y así garantizar un desarrollo viable y eficiente.

También se prevé un despliegue del **autoconsumo renovable**, facilitado por la existencia de recurso renovable en la totalidad del territorio nacional, la modularidad de las instalaciones, la reducción de costes y una nueva regulación que simplifica la actividad, suprime peajes y cargos para la energía auto-producida y permite la compensación económica por los excedentes inyectados en la red.

El Escenario Objetivo propuesto por el Plan supone un incremento considerable de la capacidad de generación renovable en comparación con la situación actual.

Figura 2.7. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En el caso de la cogeneración, las potencias reflejadas en la tabla 2.3, se corresponden con potencias instaladas. Por tanto, este epígrafe incluye tanto las instalaciones activas como las inactivas.

La distribución concreta por tecnologías renovables entre 2021 y 2030 dependerá, en todo caso, de los costes relativos de las mismas, así como de la viabilidad y flexibilidad de su implantación, por lo que su peso relativo podrá variar, dentro de unos márgenes, respecto de las cifras aquí presentadas²⁷.

La senda trazada para el cumplimiento de los objetivos fijados para el 2030 se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste-eficiencia. Para ello, la modelización energética realizada tiene en cuenta la evolución de las prestaciones y costes de todas las tecnologías y se fundamenta en la minimización de costes, respetando las condiciones de contorno para cumplir los objetivos de las cinco dimensiones del PNIEC (ver anexos: A y B).

En resumen, el Plan propone un desarrollo equilibrado y diverso del parque de generación renovable, proporcionando visibilidad a medio plazo a cada una de las tecnologías.

2.1.2 Adaptación al cambio climático

España aprobó en el año 2006 su Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC), que constituye el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático. Desde su aprobación, el Plan Nacional de Adaptación se ha desarrollado a través de programas de trabajo sucesivos que concretan las actividades a llevar a cabo en cada etapa. El primero se extendió entre 2006 y 2008 y el segundo entre 2009 y 2013. En la actualidad se encuentra en pleno desarrollo el Tercer

²⁷ Respecto a las posibles actuaciones en los sistemas hidroeléctricos y de bombeo hidráulico contempladas en este apartado, se tendrán presente las posibles afecciones hidromorfológicas a los ríos, así como a su régimen fluvial y a las aportaciones en los tramos afectados, ya que podrían afectar “el buen estado de las aguas”, objetivo contemplado en la Directiva Marco del Agua y en los correspondientes planes hidrológicos de cuenca. En cumplimiento del artículo 4.7 de la DMA se justificará la excepcionalidad de la actuación.

Programa, que abarca el periodo 2014-2020. El Tercer Programa se ha estructurado siguiendo cuatro ejes estratégicos:

- Generación y análisis de conocimiento en materia de impactos, vulnerabilidad y adaptación.
- Integración en la normativa de la adaptación al cambio climático.
- Movilización de actores clave en los sectores incluidos en el Plan.
- Señales, evidencias e indicadores de impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático.

El esquema incluye también dos pilares complementarios: (i) coordinación administrativa y (ii) refuerzo de la I+D+I. Estos pilares reconocen, por un lado, la existencia de diversas escalas territoriales y ámbitos sectoriales en los que las administraciones públicas deben actuar de forma coordinada y, por otro, el papel esencial de la investigación y la innovación en el desarrollo de las políticas de adaptación.

En 2019 se inició el proceso de elaboración de un nuevo Plan Nacional de Adaptación (PNACC-2), que va a definir los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y medidas para fomentar la resiliencia y la adaptación frente al cambio climático en España para el periodo 2021-2030. Los objetivos generales que se plantean para el PNACC-2 incluyen:

- Ofrecer una serie de herramientas para facilitar la exploración de futuros escenarios climáticos.
- Promover las evaluaciones de impactos y riesgos derivados del cambio climático y la identificación de medidas de adaptación para minimizarlos.
- Impulsar el acceso al conocimiento disponible sobre los impactos y riesgos derivados del cambio climático y sobre las medidas de mitigación y adaptación orientadas a limitarlos, facilitando la formación y la capacitación en la materia.
- Continuar impulsando la integración de la adaptación al cambio climático en la normativa y planificación de los diferentes ámbitos de la gestión pública y privada.
- Facilitar la coordinación de acciones entre las diferentes administraciones públicas (nacional, autonómica y local), promoviendo la complementariedad y el uso eficiente de los recursos públicos.
- Fomentar la implicación activa de la sociedad española y movilizar a los actores clave en el desarrollo de respuestas adaptativas frente al cambio climático.

Por otro lado, el nuevo PNACC-2 en desarrollo:

- Integrará objetivos, compromisos y recomendaciones establecidos en el Acuerdo de París (2015), en la evaluación de la Estrategia Europea de Adaptación (2018) y en el Reglamento de Gobernanza de Energía y Clima.
- Contemplará las recomendaciones que se derivan de la evaluación del PNACC-1, finalizada en 2019.

- Proporcionará las directrices para su aplicación a través de dos programas de trabajo sucesivos (2021-2025 y 2026-2030), en los que se definirán en detalle las acciones a desarrollar.
- Contemplará más de medio centenar de medidas, definiendo indicadores de cumplimiento para cada una de ellas.
- Ampliará el campo de análisis y acción, considerando los impactos y la vulnerabilidad en España debidos a los efectos provocados por el cambio climático más allá de nuestras fronteras.
- Incorporará un apartado específico dedicado a la financiación.

Igual que en el primer Plan de Adaptación, el PNACC-2 definirá un conjunto de ámbitos de actuación en materia de adaptación, incluyendo entre ellos los relativos al sistema energético. En este campo, se actuará sobre los riesgos que afectan a los diversos componentes del sistema energético:

- Suministro de energía primaria
- Generación de electricidad
- Transporte, almacenamiento y distribución de la energía
- Demanda de energía eléctrica

La tabla siguiente muestra una serie de riesgos o amenazas derivados del cambio climático, para el sistema energético español y algunas de las medidas previstas para abordarlos:

Tabla 2.4. Impactos potenciales del cambio climático en el sistema energético y medidas adaptativas en fase de diseño

Componente	Amenazas clave	Medidas PNACC-2
Suministro de energía primaria	• Reducción de la producción hidroeléctrica como consecuencia de la disminución de los caudales de los ríos. • Reducción de la productividad de los cultivos agrícolas y forestales orientados a la producción de biomasa debido a una menor disponibilidad de agua. • Daños a las infraestructuras de suministro energético derivados de eventos extremos.	○ Estimación del impacto del cambio climático en los potenciales de producción de energías renovables. ○ Integración de las proyecciones relativas al potencial hidroeléctrico en la planificación de la transición energética. ○ Integración de las proyecciones relativas al potencial de producción de biomasa en la planificación de la transición energética. ○ Identificación de infraestructuras altamente vulnerables e impulso de programas específicos de adaptación
Generación de electricidad	• Menor eficiencia en las plantas termoeléctricas por disminución de los caudales y aumento de la temperatura del agua de refrigeración. • Cortes de agua para refrigeración de centrales térmicas.	○ Estimación de los impactos potenciales asociados al cambio del clima y análisis de medidas de adaptación.
Transporte, almacenamiento y distribución	• Reducción de la eficiencia de las líneas de transporte y distribución eléctrica debido al calor. • Daños a las infraestructuras de los sistemas eléctricos, gasistas o derivados del petróleo como consecuencia de eventos extremos. • Vulnerabilidad de terminales de GNL, gas convencional y refinerías situadas en áreas costeras, debido a tormentas, tempestades e incremento del nivel del mar. • Reducción del producible disponible para el bombeo mixto. • Disminución del rendimiento de las baterías por incremento de la temperatura ambiente.	○ Análisis del impacto del cambio climático en la funcionalidad y resiliencia de las redes de transporte y distribución de electricidad y definición de medidas de adaptación. ○ Identificación de infraestructuras energéticas altamente vulnerables a los eventos extremos e impulso a programas específicos de adaptación.
Demanda de energía eléctrica	• Incremento de los picos de demanda de electricidad asociado a necesidades de refrigeración.	○ Estimación del impacto del cambio climático en la demanda de electricidad.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Por otra parte, el análisis anterior de los riesgos sobre el sistema energético evidencia la estrecha relación que se establece entre la adaptación del sistema energético y las políticas de gestión adaptativa relativas a una serie de recursos o sectores económicos vulnerables ante el cambio climático, como son el agua, el sector forestal, las costas o las infraestructuras de transporte. La tabla 2.5 aporta algunos ejemplos al respecto:

Tabla 2.5. Ejemplos de interrelaciones entre el sistema energético y algunos ámbitos de trabajo del PNACC

Agua	• El régimen de caudales fluviales condiciona la producción hidroeléctrica. • El agua es un recurso clave en procesos de refrigeración de las plantas térmicas y nucleares. • El agua es un recurso utilizado en la producción solar termoeléctrica en el ciclo termodinámico, así como para la limpieza de los espejos. • El cultivo de biocombustibles requiere el uso de agua. • El agua es necesaria en el proceso de obtención de hidrógeno. • La industria extractiva y minería utiliza agua. • Se experimenta un incremento de la temperatura del agua por la descarga de caudales procedentes de la refrigeración de centrales térmicas.
Sector forestal	• La principal fuente de producción de biomasa es el sector forestal cuyo rendimiento depende estrechamente de una buena adecuación de las masas forestales a las condiciones climáticas.
Costas	• Una parte de las infraestructuras energéticas estratégicas se ubican en zonas costeras, tales como los parques eólicos marinos y las infraestructuras de evacuación eléctrica asociadas.
Transporte	• Las infraestructuras portuarias, cuya operatividad está condicionada por factores relacionados con el tiempo meteorológico y el clima, desempeñan un papel esencial en la importación de productos energéticos (combustibles fósiles y biocombustibles).
Tierra	• Uso de la tierra para tecnologías renovables, tales como solar fotovoltaica, cultivos energéticos para producción de biocombustibles, eólica. • Minería a cielo abierto y cerrado para la obtención de combustibles fósiles. • Perforaciones y uso del subsuelo para la extracción de hidrocarburos.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En consecuencia, las acciones de adaptación planteadas en esos ámbitos de trabajo inciden sobre los niveles de resiliencia del sistema energético español ante el cambio climático. Algunas de las líneas de trabajo que inciden sobre estos niveles de resiliencia se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2.6. Relaciones entre las líneas de trabajo en materia de adaptación para cuatro ámbitos del PNACC y la reducción de riesgos derivados del cambio climático en el sistema energético

Ámbito de actuación	Riesgos	Líneas de trabajo
Agua	Reducción de la producción hidroeléctrica	- Refuerzo de las redes de seguimiento de los recursos hídricos y sus usos. - Actualización de las proyecciones relativas a los recursos hídricos para diversos escenarios de cambio climático. - Identificación y evaluación de medidas para: diversificar la oferta (por ejemplo, obtención de nuevos recursos mediante desalación); reducir la demanda (eficiencia orientada a producir ahorros netos); mejorar el estado de las masas de agua (regímenes caudales ecológicos, condiciones hidromorfológicas y conectividad fluvial, depuración y contaminación difusa).
	Reducción del disponible hidráulico para centrales que emplean el agua como refrigerante	- Identificación de las zonas más aptas para el emplazamiento de centrales solares termoeléctricas. - Estudio de tecnologías de mejora de la disipación del calor del ciclo termodinámico mediante aerotermia u otras tecnologías de refrigeración.
Sector forestal		- Integración de la adaptación en la gestión forestal: criterios adaptativos en las directrices básicas comunes de gestión forestal sostenible, en las instrucciones de ordenación de montes y en los modelos tipo de gestión forestal. - Revisión y actualización de políticas y medidas con implicaciones en el mantenimiento y mejora de los recursos forestales: integración de criterios adaptativos en las revisiones de los Planes Forestales vigentes y en el desarrollo de los nuevos instrumentos; actualización de las regiones de procedencia de los materiales forestales de reproducción teniendo en cuenta la variación de las condiciones climáticas; mejora en el conocimiento de los esquemas de estabilidad demográfica adecuados a los distintos tipos de ecosistemas forestales.

Ámbito de actuación	Riesgos	Líneas de trabajo
Costas y medio marino	Daños a las infraestructuras energéticas por inundaciones costeras	- Estrategias de protección orientadas a las zonas en riesgo, tratando de evitar que se produzcan impactos derivados de la inundación, erosión, etc., mediante la reducción de la peligrosidad y/o la exposición. - Estrategias de acomodación, orientadas a la reducción de la vulnerabilidad mediante la modificación de usos del suelo, la introducción de normativa específica para las infraestructuras o la adopción de medidas que aumenten la preparación de los elementos afectados ante los posibles impactos. - Estrategias de retroceso, orientadas al abandono planificado de las zonas susceptibles de verse afectadas por los impactos del cambio climático o de los riesgos extremos.
Infraestructuras de transporte	Interrupción de la operatividad de los puertos por eventos asociados a la meteorología y el clima	- Actualización de las proyecciones oceánicas y sus efectos en las costas españolas. - Elaboración de planes de adaptación al cambio climático para los puertos de titularidad estatal.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Medidas de adaptación incluidas en el PNIEC

Varias de las medidas introducidas en este Plan suponen también una transformación del sistema energético hacia un modelo más resiliente ante el cambio climático. La elaboración de este Plan es, en ese sentido, uno de los primeros pasos dirigidos a construir una capacidad adaptativa y proporcionar acciones para una mejor adaptación del sistema energético. La recolección de datos y la elaboración de proyecciones es un enfoque necesario para transformar el sistema energético de manera que puedan extraerse guías de acción y diseño de políticas, con el objetivo de alcanzar una economía neutra en carbono.

En concreto, las medidas contenidas en la dimensión de descarbonización y el diseño de un mix energético con una mayor presencia de energías renovables, mejoran la adaptación ya que reducen los efectos negativos relacionados con el consumo intensivo de agua por parte de las centrales térmicas y nucleares, y su respuesta a los incrementos de temperatura. Además, las medidas orientadas a aumentar la capacidad de almacenamiento mediante diversas fuentes y a gestionar la demanda permitirán una mejor adaptación ante una posible disminución de los recursos hídricos para la producción de electricidad.

Asimismo, el principio de eficiencia energética del Plan, supone una disminución de la demanda energética a medio y largo plazo, lo que implica una adaptación al cambio climático, al no someter al sistema energético a requerimientos de energía elevados. Se ha incluido en este Plan la aplicación de medidas en la industria que pongan en marcha cambios de procesos productivos hacia aquéllos que cuenten con las mejoras técnicas disponibles.

El resto de dimensiones incluyen también medidas complementarias que contribuyen a una mejor adaptación. La mejora de la seguridad de suministro, la menor dependencia de combustibles fósiles, junto con las medidas dedicadas a la mejora de la investigación y competitividad en tecnologías hipocarbónicas, contribuyen a la implementación de un sistema energético resiliente al cambio climático.

Señalar, finalmente, que, al objeto de cumplir con los objetivos de información asumidos en el Acuerdo de París y en la normativa internacional y europea, el MITECO, con la colaboración de otros departamentos ministeriales y de las Comunidades Autónomas, elaborará y publicará informes periódicos sobre la evolución de los impactos y riesgos derivados del cambio

climático, así como sobre las políticas y medidas destinadas a aumentar la resiliencia y disminuir la vulnerabilidad.

2.1.3 De la generación a la gestión de la demanda y el almacenamiento

El desarrollo a gran escala de la generación renovable hace necesario planificar su integración en el sistema. El paradigma de generación base y punta se convierte en uno nuevo de variabilidad *versus* flexibilidad. El Plan busca la flexibilidad del sistema permitiendo que la gestión de la demanda y el almacenamiento contribuyan a la seguridad y calidad del suministro, reduciendo la dependencia y mejorando la seguridad de suministro.

Generación eléctrica

Se promueve tanto el desarrollo del almacenamiento como la gestión de la demanda para favorecer la integración de renovables en el sector eléctrico.

La **gestión de la demanda** de la energía eléctrica es el conjunto de acciones ejecutadas, de forma directa o indirecta, por los propios consumidores, por las Administraciones Públicas, las compañías distribuidoras y comercializadoras de energía, las empresas de servicios energéticos y los agregadores independientes, sobre la demanda de energía de los consumidores al objeto de modificar la configuración en el tiempo o la magnitud de su nivel de demanda de energía. Ello contribuye a una reducción de costes, un menor impacto sobre el medio ambiente, una mejora de la competitividad de los consumidores y de la eficiencia en el uso de los sistemas de generación, transmisión y distribución.

Los instrumentos para promover la gestión de la demanda pueden ser incentivos económicos, introducción de tecnologías y técnicas más eficientes, o influencia en los hábitos de los consumidores. Para ello se propone el desarrollo de la **figura del agregador y los planes de gestión de la demanda**, mediante los que distintos actores pueden participar en servicios fundamentales al sistema.

En lo que respecta al **almacenamiento**, el Plan Nacional prevé que para 2030 entre una capacidad adicional de **6 GW** (bombeo y baterías), cuya composición y funcionamiento precisos se desarrollarán en función de la evolución y disponibilidad tecnológicas. Además, se tendrá en cuenta la aplicación de nuevos procedimientos de operación de bombeos.

2.1.4 El papel de la ciudadanía en la transición energética

A finales de 2016 el denominado “Paquete de Invierno” de la Comisión Europea propuso situar a la ciudadanía en el centro de la transición energética. En esta línea, la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables incluye en su articulado que los Estados miembros deben **garantizar a los consumidores el derecho a producir, consumir, almacenar y vender su propia energía renovable**, y evaluar tanto las barreras como el potencial de desarrollo de las **comunidades de energía renovable**.

La proliferación de proyectos renovables y su posible concentración en las localizaciones que disfrutan de los mejores recursos necesitan de la aceptación social. Para ello, es necesario que el ciudadano perciba directamente los beneficios del despliegue de las energías renovables. En ese sentido, incluir la perspectiva social en el conjunto de medidas planteadas y promover un papel proactivo de la ciudadanía en la transición energética es necesario.

Asimismo, la transición hacia un modelo basado en las energías renovables permite democratizar el sistema energético y ofrece nuevas oportunidades a la ciudadanía, las corporaciones y las entidades locales, quienes en el modelo convencional eran solo consumidoras y hoy pueden ser agentes proactivos. Esta participación de nuevos actores y el desarrollo del autoconsumo favorecen nuevas fuentes de inversión en la descarbonización, una mejor integración y aceptación de las infraestructuras energéticas en el territorio, la reducción de pérdidas por transporte y distribución, el aprovechamiento del espacio urbano para la generación renovable, una mayor concienciación energética y climática en la sociedad y el surgimiento de nuevos modelos de negocio.

El **derecho al acceso a la energía** es otro eje fundamental del cambio de modelo energético. En este sentido, destacan el potencial de la rehabilitación energética de edificios y de los sistemas de autoconsumo – en particular el autoconsumo compartido - para mitigar las situaciones de vulnerabilidad y pobreza energética.

Añadir que el conocimiento y la información son la base para una mayor implicación de la ciudadanía en el ámbito energético. Por ello, se prevén programas de divulgación que permitan una mejor comprensión de su relación con la energía, así como el derecho a acceder, por ejemplo, de forma ágil y comprensible a sus propios datos de consumo energético.

El PNIEC, 2021-2030, propone instrumentos y medidas para facilitar y reforzar el papel de las comunidades energéticas locales y el papel de nuevos actores en la transición energética, así como garantizar el derecho al acceso a la energía.

2.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

2.2.1 Objetivo nacional de eficiencia energética a 2030

Uno de los principios fundamentales que ha orientado la elaboración del presente PNIEC ha sido el de “**primero, la eficiencia energética**”.

Es gracias a las importantes medidas de eficiencia impulsadas por el Plan que se prevé alcanzar objetivos ambiciosos tanto en mitigación de emisiones (en 2030 se mitiga una de cada tres toneladas de CO₂-equivalente respecto al año 2017), como penetración de renovables en el uso final de la energía. Las medidas de eficiencia son centrales en todos los sectores de la economía con especial mención al transporte y la industria. Consideradas en su conjunto permiten lograr los objetivos de manera coste-eficiente, contribuyendo asimismo a los positivos impactos previstos sobre la economía y el empleo (ver capítulo 4).

La Directiva de Eficiencia Energética (Directivas 2012/27/UE y 2018/2002/UE) establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión Europea con el objetivo de asegurar la consecución del objetivo principal de mejora de la eficiencia en un 20% en 2020 y un 32,5% en 2030.

Dentro de este marco normativo común, corresponde a cada Estado miembro la fijación de un objetivo nacional orientativo de eficiencia energética, basado bien en el consumo de energía primaria o final, en el ahorro de energía primaria o final o en la intensidad energética. De manera coherente con las planificaciones anteriores, España ha optado por fijar el objetivo orientativo de eficiencia energética a 2030 en términos de consumo de energía primaria.

De esta forma, el presente PNIEC hace suyo el objetivo de mejora de la eficiencia energética del 32,5% en 2030 aprobado por la Unión Europea, si bien con las medidas puestas en marcha y de acuerdo con el ejercicio de modelización realizado, **se espera alcanzar un 39,5%²⁸ de mejora en 2030**, lo que se traducirá en un consumo de energía primaria (sin incluir los usos no energéticos) de **98,5 Mtep** en ese año (ver figura 2.8).

Siendo el objetivo de la Unión Europea una mejora de la eficiencia energética para 2030 del 32,5% (ver figura 2.8), como resultado de las medidas contempladas en este Plan se espera alcanzar una mejora de la eficiencia del 39,5%, respecto al escenario de referencia PRIMES.

Como consecuencia del objetivo establecido para 2030, España ha revisado y actualizado su objetivo de mejora de la eficiencia energética para 2020 con respecto al incluido en el Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2017-2020.

En aquel Plan, el objetivo para 2020 se traducía en unos consumos de energía primaria que no debían superar los 122,6 Mtep, lo que suponía una mejora de la eficiencia energética del 24,7%. En coherencia con este PNIEC, 2021-2030, el objetivo a 2020 se formula ahora como una mejora del 24,2%, lo que supone no superar los 123,4 Mtep en términos de consumo de energía primaria (descontados los usos no energéticos).

²⁸ Respecto a las proyecciones a 2030 del Modelo PRIMES (2007) de la Comisión Europea, que sirve de referencia en la Directiva de Eficiencia Energética para fijar el objetivo orientativo de consumo de energía primaria de la Unión Europea en 2030.

Tabla 2.7. Evolución del consumo de energía primaria, minorando usos no energéticos (ktep)

Años	2015	2020*	2025*	2030*
Carbón	13.583	9.084	3.743	2.133
Petróleo y sus derivados	53.045	55.619	49.302	40.646
Gas natural	24.538	26.690	24.257	24.438
Energía Nuclear	14.903	15.118	15.118	6.500
Energías Renovables	16.620	20.764	26.760	33.383
Residuos industriales		302	303	381
RSU (no renovable)	252	168	142	66
Electricidad	-11	762	-1.202	-3.448
Menos usos no energéticos	-4.350	-5.105	-5.400	-5.639
Total	103.975	123.402	113.022	98.460

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

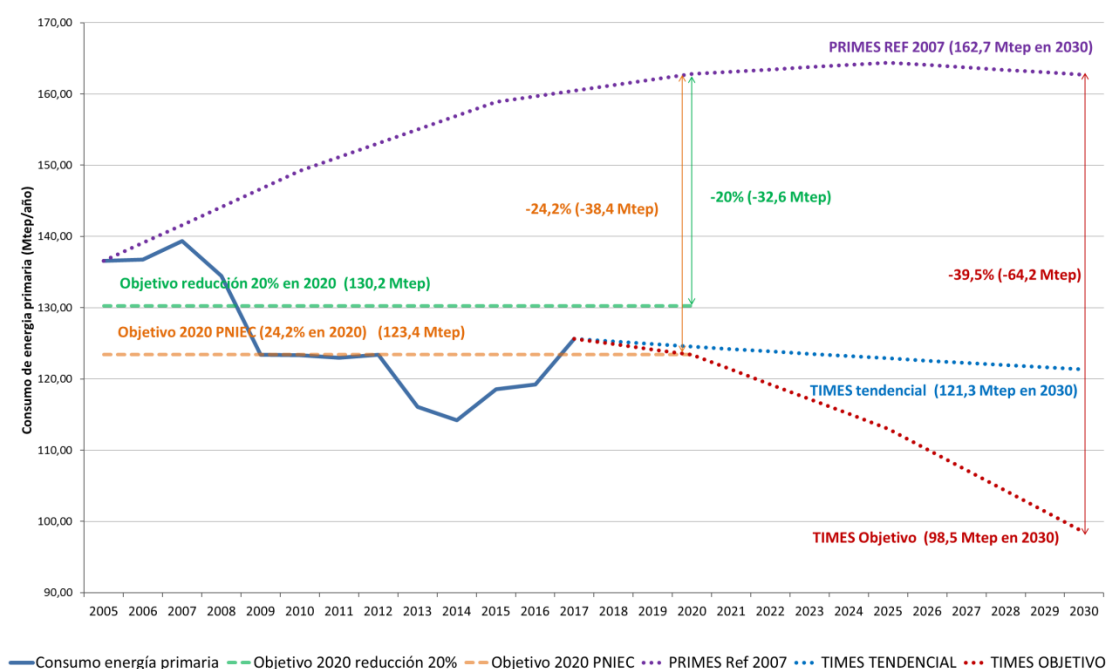
España ha iniciado ya el camino hacia la descarbonización y se propone la aprobación de medidas de tipo regulatorio y fiscal que permitan acelerar la transición hacia una economía baja en carbono. El concurso de todas las administraciones territoriales permitirá avanzar en este proceso de transición energética, en el que las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales desempeñarán un papel fundamental. El modelo de distribución de competencias de nuestro país, donde la Administración General del Estado, las Comunidades Autónomas y las Entidades Locales comparten competencias en diferentes ámbitos, necesita de la coordinación especialmente en determinadas áreas de capital importancia para transformar nuestras ciudades, como son el urbanismo y la movilidad.

Este PNIEC apuesta, en ese sentido, por el cambio modal, la reducción de los tráfico, el uso del transporte público colectivo, la movilidad sostenible y la electrificación en lo que a los consumos energéticos del sector del transporte se refiere. Apuesta, asimismo, por la rehabilitación energética del parque edificatorio ya construido, por lo que las ciudades y sus gobiernos municipales deben ser agentes activos importantes del cambio.

La reducción del consumo de energía primaria propuesta en este PNIEC equivale a un 1,9% anual desde 2017 que, ligado a un incremento previsto del PIB en ese mismo periodo del orden del 1,7%, tendrá como resultado **una mejora de la intensidad energética primaria de la economía del 3,5% anual hasta 2030**. Esta mejora de la intensidad primaria es el resultado no solo del catálogo de medidas de eficiencia energética en el uso final de la energía (ver capítulo 3), sino de las mejoras de eficiencia energética en los propios productos que utilizan energía, en el transporte y la distribución de energía, así como de la mayor penetración de energías renovables en el parque de generación eléctrica.

Como consecuencia de las políticas y medidas contenidas en este Plan, los consumos de energía final (excluyendo los usos no energéticos) se reducirán a una tasa interanual del 1,1% entre 2017 y 2030, hasta los 73,6 Mtep.

**Figura 2.8. Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España
excluidos usos no energéticos (Mtep/año)**



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

2.2.2 Objetivo acumulado de ahorro de energía final 2030

La Directiva de Eficiencia Energética obliga a los Estados miembros a acreditar la consecución de un objetivo de ahorro acumulado de energía final en el período comprendido, primero, entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2020, y segundo, entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030.

Este objetivo acumulado de energía final ha sido calculado de conformidad con lo establecido en el artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética. Para el primero de los periodos asciende a 15.979 ktep, lo que equivale a 571 ktep/año de ahorros nuevos y adicionales de energía final, supuesta una distribución lineal del objetivo a lo largo del periodo. De manera complementaria, el objetivo acumulado de ahorro de energía final para el segundo de los periodos asciende a **36.809 ktep**, lo que equivale a la consecución de ahorros nuevos y adicionales cada año, desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, de 669 ktep/año.

El objetivo de ahorro acumulado de energía final de este Plan es equivalente a 36.809 ktep, calculado desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030.

Este objetivo acumulado de ahorro de energía final supone la consecución de ahorros nuevos y adicionales cada año por importe de 669 ktep/año, como resultado de la aplicación de lo previsto en el artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética —ahorros equivalentes al 0,8% del consumo final anual promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero de 2019—. Se facilita detalle del cálculo de los ahorros anuales en el Anexo F.

La principal diferencia entre el cálculo del objetivo para el primero y el segundo período es el hecho de que el 0,8% debe aplicarse sobre la totalidad de los consumos de energía final, sin excluir los consumos del sector transporte, y sin posibilidad de aplicar los mecanismos de

flexibilidad previstos en el primer periodo. Como consecuencia de la modificación del mecanismo de cálculo del objetivo en el segundo periodo, la Directiva de Eficiencia Energética ha incrementado el nivel de ambición para España en un 57%²⁹ en el periodo 2021-2030, respecto al ahorro acumulado de energía final.

Tabla 2.8. Evolución del consumo de energía final sin incluir usos no energéticos (ktep)

Años	2015	2020*	2025*	2030*
Carbón	1.503	1.440	1.438	1.408
Productos petrolíferos	40.674	41.930	37.153	29.275
Gas natural	13.139	15.119	14.711	13.774
Electricidad	19.952	20.534	20.813	21.294
Energías renovables	5.292	6.943	7.195	7.426
Otros no renovables	2	309	309	385
Total	80.562	86.276	81.619	73.560

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura 2.9. Objetivo acumulado de ahorro de energía final: 2021-2030



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

2.2.3 Estrategia a largo plazo de renovación de edificios

La estrategia a largo plazo para la renovación de edificios prevista en el artículo 4 de la Directiva de Eficiencia Energética fue publicada en 2014 por el Ministerio de Fomento (actual MITMA) («ERESEE 2014. Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España»³⁰) y, actualizada, conforme a las previsiones de ese mismo artículo, en 2017: «ERESEE 2017. Actualización de la Estrategia a largo plazo para la

²⁹ El incremento del nivel de ambición del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética ha sido especialmente relevante para aquellos países con un mayor peso del sector transporte en la estructura de consumos de energía final.

³⁰ https://www.fomento.gob.es/recursos_mfom/pdf/39711141-E3BB-49C4-A759-4F5C6B987766/130069/2014_article4_es_spain.pdf.

rehabilitación energética en el sector de la edificación en España»³¹. El enfoque de la actualización realizada por la ERESEE 2017 fue de tipo cualitativo, por lo que se centró en el análisis del impacto de las medidas ya adoptadas para impulsar la eficiencia energética en la edificación.

En mayo de 2018, la Directiva 2018/844/UE ha modificado sustancialmente las Directivas 2010/31/UE y 2012/27/UE, introduciendo un nuevo artículo 2.bis en la Directiva 2010/31/UE relativo a la estrategia a largo plazo para apoyar la renovación de los parques nacionales de edificios residenciales y no residenciales, tanto públicos como privados. Ahora se ha establecido el nuevo objetivo de transformarlos en parques inmobiliarios con alta eficiencia energética y descarbonizados antes de 2050, facilitando la transformación económicamente rentable de los edificios existentes en edificios de consumo de energía casi nulo.

Estos objetivos de descarbonización del parque inmobiliario a 2050 son asumidos por este PNIEC. El mayor detalle relativo a hitos, indicadores y objetivos intermedios a 2030 y 2040 se incluirá en la ERESEE 2020, que se presentará, según establece la Directiva de Eficiencia Energética, antes del 10 de marzo de 2020.

Los objetivos en materia de rehabilitación energética de edificios hasta 2030 se resumen en este Plan en las medidas 2.6 y 2.8 detalladas en el apartado 3.2.1., dentro del capítulo 3 («Políticas y medidas») de este Plan.

Objetivos en materia de rehabilitación energética de edificios

- **Mejora de la eficiencia energética (envolvente térmica) a lo largo de la década de un total de 1.200.000 viviendas.**
- **Mejora de la eficiencia energética (renovación de instalaciones térmicas de calefacción y ACS) de 300.000 viviendas/año de media.**

2.2.4 Objetivo de eficiencia energética en los edificios públicos

La Directiva de Eficiencia Energética establece en su artículo 5, que los Estados miembros elaborarán y harán público un inventario³² energético de los edificios con calefacción y/o sistemas de refrigeración que tenga en propiedad la Administración General del Estado. Sobre la base de dicho inventario, los Estados miembros deben **renovar anualmente el 3% de la superficie edificada**, de manera que estos edificios cumplan con los requisitos de rendimiento energético mínimos fijados en aplicación del artículo 4 de la Directiva de Eficiencia Energética de los Edificios (Directiva 2010/31/UE modificada por la Directiva 2018/844/UE).

De acuerdo con el inventario actualizado y publicado en diciembre de 2018, el objetivo de renovación para el año 2019 ha sido de 279.902 m². La renovación energética realizada entre los años 2014 y 2018 ha afectado a una superficie de 1.457.075 m², lo que representa un nivel de cumplimiento del 100% del objetivo de renovación establecido para dicho periodo.

³¹ https://www.fomento.gob.es/recursos_mfom/pdf/24003A4D-449E-4B93-8CA5-7217CFC61802/143398/20170524REVISIONESTRATEGIA.pdf.

³² <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/directiva2012/Inventario2018/Inventario-2018-articulo-5.pdf>

El objetivo de renovación del parque edificado de la Administración General del Estado que exige la Directiva de Eficiencia Energética se estima en un total de 2.220.000 m² para el período comprendido por este PNIEC. Esta estimación tiene en cuenta, no solo la superficie inventariada, sino la evolución de las renovaciones energéticas ya realizadas hasta 2018 y la consecuente reducción de la superficie no eficiente de la Administración General del Estado.

No obstante, y para asegurar el nivel de ambición coherente con un modelo descarbonizado en el año 2050, este Plan evalúa y promueve los ahorros que podrían obtenerse de la renovación de 300.000 m²/año en la Administración General del Estado y traslada, asimismo, el objetivo de renovación del 3% anual al resto de las Administraciones territoriales.

Objetivos de eficiencia energética de los edificios públicos

- **Renovación energética del parque de edificios públicos de la Administración General del Estado por encima del objetivo del 3% derivado del artículo 5 de la Directiva de Eficiencia Energética (300.000 m²/año).**
- **Renovación energética del 3% de la superficie edificada y climatizada de las Administraciones Autonómicas y Locales.**

Los ahorros conseguidos como consecuencia de la elevación del nivel de ambición del artículo 5 de la Directiva de Eficiencia Energética (que no obliga a los organismos públicos a escala regional y local a un porcentaje determinado de renovación anual, ni a la elaboración de un inventario de los edificios públicos), permitirán cumplir con el objetivo acumulado de ahorro de energía final que se deriva del artículo 7 y que se ha calculado en 36.809 ktep para el conjunto del periodo (669 ktep/año supuesta una distribución uniforme del esfuerzo a lo largo de todo el periodo).

2.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

El PNIEC 2021-2030 hace suyos los objetivos de seguridad formulados en la Estrategia de Seguridad Energética Nacional de España aprobada en el año 2015:

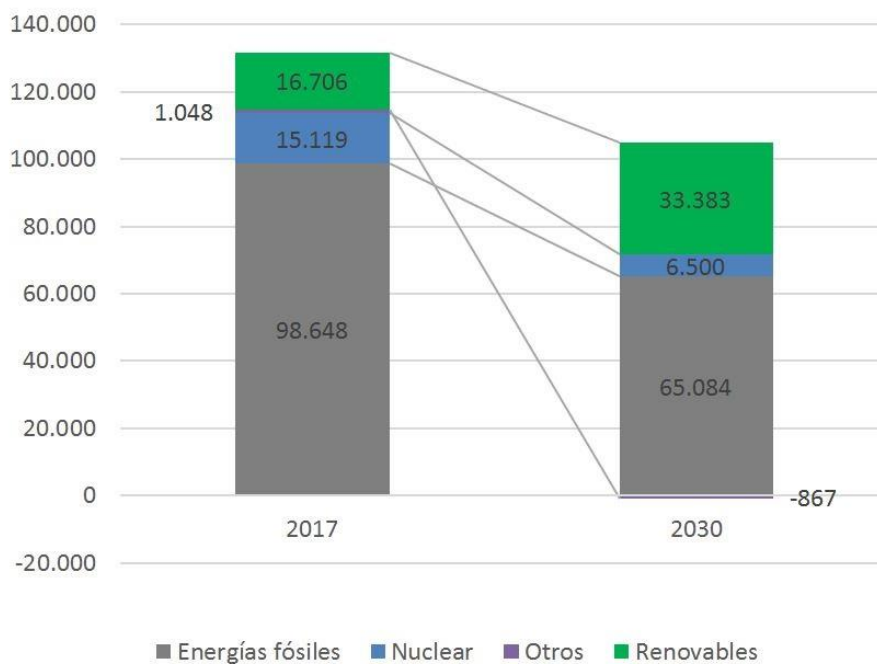
- Asegurar la diversificación del mix energético nacional, proporcionando una adecuada representación de las fuentes energéticas.
- Garantizar la seguridad del abastecimiento con objeto de asegurar el acceso a los recursos necesarios en todo momento.
- Fomentar el uso de fuentes autóctonas con objeto de diversificar el mix energético.

Asimismo, ante los cambios en el *mix* que se plantean en el presente Plan, suministrar energía segura, limpia y eficiente a los distintos sectores consumidores implica importantes retos y dificultades tecnológicas que es necesario abordar desde distintos planos:

- Reducción de la dependencia energética, en especial la importación de combustibles fósiles.
- Diversificación de fuentes de energía y suministro.
- Preparación para hacer frente a posibles limitaciones o interrupciones de suministro de fuentes energéticas.
- Aumento de la flexibilidad del sistema energético nacional.

En lo que respecta al primer aspecto, España presentaba en el año 2015 una ratio de dependencia energética del 73% (ver tabla 2.9) al igual que en 2017, debido a la preponderancia de los combustibles fósiles en el mix energético (carbón, petróleo y gas), ya que nuestro país no cuenta con volúmenes apreciables de producción nacional de estos combustibles.

Esta dependencia en energía primaria tiene importantes repercusiones económicas. Así, en el año 2017, el saldo del comercio exterior de energía fue desfavorable para nuestro país por valor de más de 20.000 M€. En ese sentido, este Plan reduce la ratio de dependencia energética por medio de la disminución de la importación de combustibles fósiles, en especial el carbón y el petróleo.

Figura 2.10. Mix de energía primaria en España en 2017 y 2030 (ktep)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla 2.9. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria (ktep)

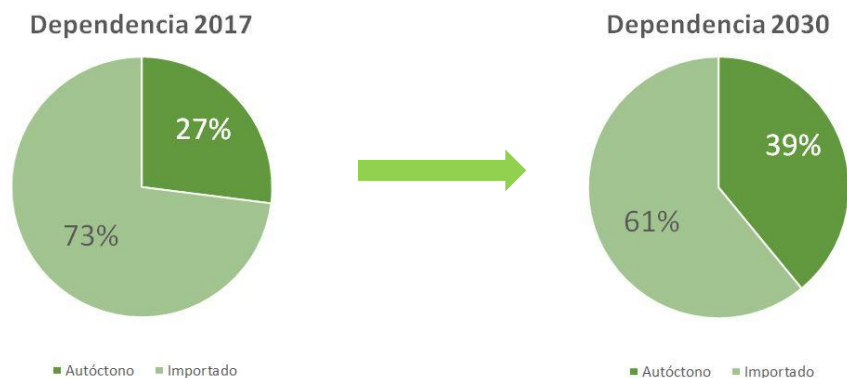
Años	2015	2020*	2025*	2030*
Producción nacional	33.564	37.499	41.909	40.646
	(27%)	(29%)	(35%)	(39%)
Carbón	1.246	1.105	0	0
Productos petrolíferos	236	146	147	148
Gas natural	54	49	49	49
Nuclear	14.903	15.118	15.118	6.500
Energías renovables	16.873	20.611	26.150	33.501
Residuos no renovables	252	470	445	448
Neto importado/exportado	89.366	91.008	76.513	63.453
	(73%)	(71%)	(65%)	(61%)
Carbón	12.337	7.979	3.743	2.133
Productos petrolíferos	52.809	55.473	49.155	40.498
Gas natural	24.484	26.641	24.208	24.389
Electricidad	-11	762	-1.202	-3.448
Energías renovables	-253	153	610	-119
Total Energía Primaria	122.930	128.507	118.422	104.099

*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Dependencia energética

Como resultado de las medidas contempladas en el PNIEC, 2021-2030, la ratio de dependencia energética de España disminuye 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 61% en 2030.

Figura 2.11. Dependencia energética en España en 2017 y 2030

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Dentro del ámbito de la Seguridad Energética del presente PNIEC, **la seguridad del suministro eléctrico** ocupa un lugar fundamental. En el Anexo D Garantía de Suministro: Análisis probabilista de la cobertura del Escenario Objetivo 2030, se presenta en detalle el análisis técnico correspondiente por parte de REE. Asimismo, en el Anexo B Modelos, se presentan los específicos del sector eléctrico utilizados. El cometido principal de los análisis realizados por ambos modelos ha sido, precisamente, validar que la seguridad del suministro eléctrico del mix de generación presentado está garantizada en las condiciones más exigentes.

Respecto a la seguridad del suministro eléctrico en relación con la salida del carbón en la generación eléctrica para 2030 como consecuencia de los mecanismos de mercado (precio de la tonelada de CO₂ en el mercado EU ETS), así como con la retirada ordenada y escalonada de una parte de parque nuclear para esa fecha (se cerrarán cuatro de los siete reactores existentes), contempladas en el Escenario Objetivo del presente Plan cabe señalar lo siguiente:

Primero, esa potencia retirada es compensada con la importante penetración que conocen las tecnologías de generación eléctrica renovable, en particular la solar y la eólica (ver tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica).

Segundo, España dispone de un parque de 27.531 MW de centrales de gas de ciclo combinado, que proporciona una notable capacidad de respaldo a la hora de evolucionar hacia esa transición en el mix eléctrico a lo largo de la década 2021-2030. Además, está previsto el desarrollo a gran escala del almacenamiento y la gestión de la demanda.

Finalmente, los mencionados informes/modelos han analizado de manera exhaustiva y minuciosa la seguridad del suministro eléctrico y han concluido que existen plenas garantías de suministro en el Escenario Objetivo contemplado en este Plan.

En cuanto a la diversificación de fuentes de energía y suministro, el objetivo fundamental para nuestro país es configurar un adecuado mix de energía primaria en el que estén presentes aquellas fuentes técnica y económicamente viables en el horizonte a 2030, que permitan asegurar la continuidad de suministro, así como lograr los objetivos de descarbonización fijados por este Plan. Además, su origen geográfico debe continuar diversificándose para reducir al máximo los eventuales riesgos de interrupción de suministro.

Diversificación

Maximizar la diversificación tanto de fuentes de energía como de países de origen del suministro.

En el tercero de los planos, se continuará trabajando en la preparación para hacer frente a posibles limitaciones o interrupciones de suministro de fuentes energéticas, en aras de una mayor resiliencia del sistema energético nacional.

Resiliencia

Profundizar en la preparación frente a posibles limitaciones o interrupciones de suministro de fuentes energéticas.

España, debido entre otros factores al bajo nivel de interconexiones energéticas con el resto del continente europeo, cuenta con un **sólido sistema de preparación para hacer frente de forma autónoma a las limitaciones o interrupciones de suministro energético**, así como con planes de preparación ante los riesgos específicos del sector eléctrico.

Cabe recordar, en ese sentido, que los operadores de los sistemas eléctrico y gasista tienen entre sus funciones principales la de garantizar la continuidad y seguridad del suministro y la correcta gestión de las distintas redes, llevando a cabo sus funciones en coordinación con todos los agentes implicados.

Los objetivos correspondientes a los tres planos de la seguridad energética que se han presentado responden a necesidades desde el lado de la oferta energética.

Ahora bien, es necesario aprovechar también las nuevas posibilidades que presentan las tecnologías para proporcionar flexibilidad al sistema energético, no solo desde el lado de la oferta, sino también del lado de la **demanda**.

Flexibilidad

Incrementar la flexibilidad del sistema aprovechando las posibilidades del lado de la demanda de los sectores consumidores de energía.

2.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

Los objetivos correspondientes a la dimensión del Mercado Interior de la Energía del Plan dan respuesta a la necesidad de disponer de un mercado más competitivo, transparente, flexible y no discriminatorio, con un alto grado de interconexión que fomente el comercio transfronterizo y contribuya a la seguridad energética.

Al mismo tiempo, este mercado debe de estar centrado en los consumidores y su protección, estableciendo las condiciones necesarias para garantizar una transición justa y abordar las situaciones de pobreza energética.

Estos objetivos se abordan desde los siguientes planos (dentro de cada uno se tratan de manera específica el mercado eléctrico y el del gas):

- Interconectividad.
- Infraestructura de transporte de energía.
- Integración del mercado interior de la energía.
- Implementación de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética.

Respecto a la interconectividad del mercado eléctrico, las interconexiones no solo mejoran la eficiencia de los sistemas al contribuir a una asignación más eficiente de las instalaciones de generación reduciendo la necesidad de instalaciones duplicadas a un lado y al otro de las fronteras, sino que son esenciales para la seguridad de suministro, sobre todo en un escenario de alta penetración de generación eléctrica procedente de fuentes renovables no gestionables.

Asimismo, son el elemento esencial para alcanzar un mercado interior de la electricidad con precios competitivos y homogéneos, dado que permiten incrementar la oferta (a través de las importaciones) en aquellos mercados donde, en un determinado momento y en función de las condiciones climatológicas, técnicas y económicas existentes, el precio sea relativamente más elevado, moderando así los precios y acercándolos a los existentes en los mercados exportadores en ese momento.

Entre los beneficios económicos derivados de un grado adecuado de interconexión eléctrica, están los siguientes:

- Ahorro en inversiones de refuerzo de la red de transporte y distribución.
- Menores costes derivados de la garantía de servicios inmediatos mediante energías de balance efectivamente movilizadas.
- Menores vertidos de energía renovable (pérdidas de ingresos para los productores por la energía generada que no se consume, ni se puede exportar).
- Menor coste de cobertura de riesgos frente a la mayor volatilidad del precio de mercado.

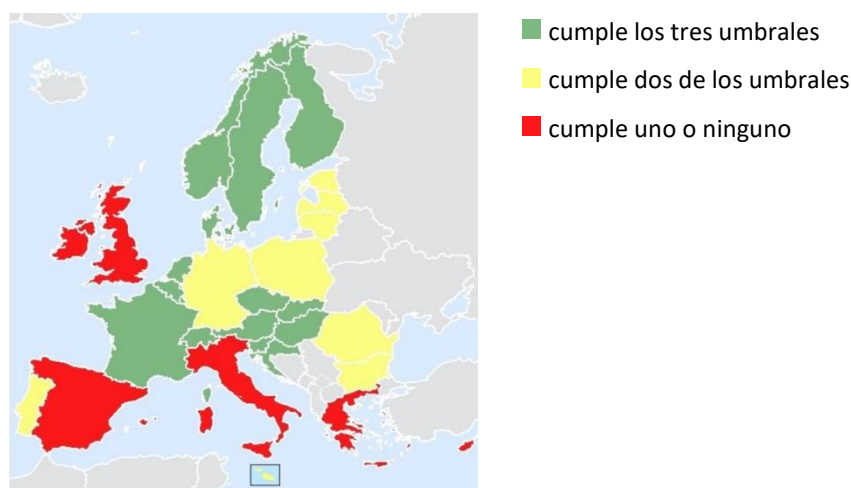
En este sentido, el grado de interconexión del sistema eléctrico ibérico con el resto del continente europeo se encuentra por debajo de los objetivos establecidos por la normativa comunitaria. Actualmente, la ratio de interconexión de España es inferior al 5% de la capacidad de generación instalada en nuestro sistema. Más aún, si se considera que el apoyo real a la Península Ibérica puede venir tan solo desde el sistema centroeuropeo a través de la frontera

con Francia, la ratio de interconexión es del 2,8% (tras la última interconexión entre España y Francia por los Pirineos orientales puesta en servicio en 2015). Es decir, la Península continúa siendo en gran medida una “isla eléctrica”.

Tampoco se cumple con umbrales adicionales y más específicos que sirven como indicadores de la urgencia de la acción necesaria, establecidos por la Comunicación de la Comisión “Reforzar las redes energéticas de Europa” (COM (2017)718) (ver figura 2.12), y recordados en el Reglamento 2018/1999 sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Estos umbrales son:

1. Diferencial de la media anual de precios de más de 2 euros/MWh.
2. Ratio capacidad de transmisión nominal con respecto a la demanda punta inferior al 30%.
3. Ratio capacidad de transmisión nominal respecto a la capacidad renovable inferior al 30%.

Figura 2.12. Situación respecto de los tres umbrales que recoge el documento COM (2017)718³³



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En definitiva, en el año 2020 y con las interconexiones previstas, España será el único país de Europa continental por debajo del 10% (objetivo planteado por el Consejo Europeo de Barcelona de 2002). Posteriormente ese objetivo se ha elevado al 15% para 2030.

Interconexión eléctrica

Alcanzar un nivel de interconexión del 15% en 2030.

Aparte de las medidas propuestas en el capítulo 3, cabe recordar el papel de la planificación indicativa, que es una herramienta básica para garantizar la seguridad de suministro, incrementar la penetración de renovables y reducir restricciones técnicas en las redes. Entre sus objetivos principales se encuentra aumentar el nivel de interconexiones.

³³ Los umbrales son: (1) las interconexiones adicionales deberían ser prioritarias si el diferencial de precios supera un umbral indicativo de 2 €/MWh entre Estados miembros, regiones o zonas de oferta, (2) países en los que la capacidad nominal de transporte de los interconectores sea inferior al 30% de su carga máxima deben examinar de inmediato posibilidades de nuevos interconectores, (3) países en los que la capacidad nominal de transporte de los interconectores sea inferior al 30% de su capacidad instalada de producción de energía a partir de fuentes renovables deben examinar de inmediato posibilidades de nuevos interconectores.

En el sistema eléctrico, la integración de un importante volumen de potencia de generación renovable, tanto en la península como en los territorios no peninsulares, hace necesario el refuerzo y crecimiento de las líneas de transporte y distribución en territorio español, incluyendo las conexiones existentes entre la península y los sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares. Además, se deben considerar y planificar las infraestructuras eléctricas de transporte submarinas hasta las zonas de implantación prevista de parques eólicos marinos, de manera coordinada con las Estrategias Marinas, Planes de Ordenación del Espacio Marítimo y los procedimientos administrativos sectoriales de aplicación. De igual forma, es necesario el desarrollo de mecanismos de gestión y almacenamiento de las energías renovables no gestionables, permitiendo reducir el vertido de generación renovable.

En el caso particular de los territorios insulares, el aumento en las interconexiones dentro de sus sistemas eléctricos tendrá un impacto directo ya que en el mix de producción de estos sistemas hay una mayor contribución de las centrales de carbón, fuel o gasoil que en el mix peninsular.

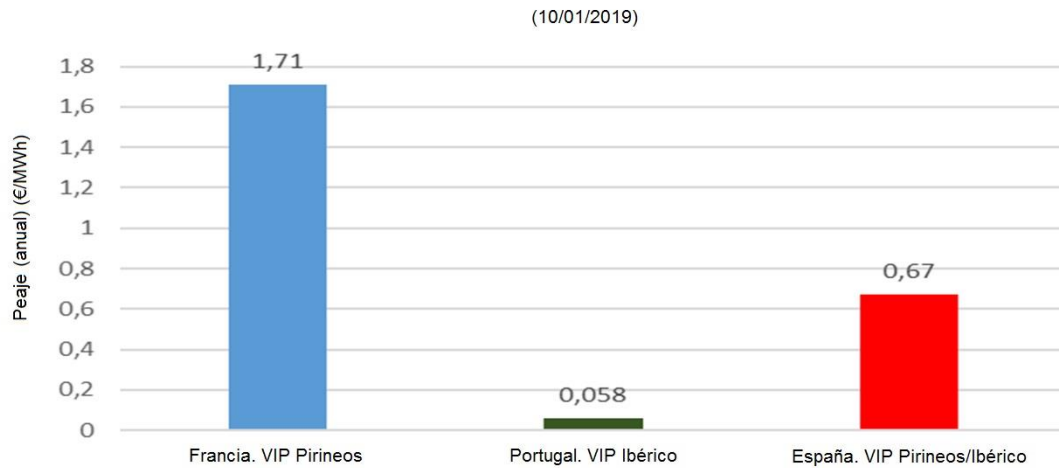
Destacar finalmente, el papel que desempeña el **centro de control específico del operador del sistema eléctrico (Red Eléctrica de España)**, que optimiza la adecuada integración de las energías renovables, cogeneración y residuos, permitiendo mantener un seguimiento de las mismas ante la posible variabilidad de las predicciones y su integración en los servicios de balance.

Infraestructura de transporte eléctrico	Integración de renovables y refuerzo en los territorios no peninsulares.
Integración del mercado eléctrico	Optimizar el funcionamiento del mercado.

Este objetivo ha de materializarse a través del almacenamiento de energía eléctrica, la optimización del uso del recurso hidráulico y la información a los consumidores.

En cuanto al mercado del gas, también se pone el foco en el afianzamiento y desarrollo del mercado, al tiempo que se protege al consumidor. En este mercado se considera prioritario optimizar el uso de la capacidad de interconexión ya existente para facilitar el acceso a otras fuentes de gas y avanzar hacia la convergencia de precios, antes de acometer nuevas infraestructuras. Este objetivo contribuirá a la reducción de la factura del gas de los consumidores.

Entre las medidas previstas para optimizar el uso de las interconexiones, se contempla el desarrollo de metodologías coherentes a nivel regional para calcular los peajes de uso de las mismas, eliminando la falta de homogeneidad actual. A este respecto, ACER analiza el uso de la interconexión entre Francia y España en su *Market Monitoring Report 2017*, concluyendo que “un elemento de importancia es que los peajes en el Punto de Interconexión Virtual (VIP) Pirineos se encuentran entre los más elevados de la UE. Se considera que esto desincentiva el comercio spot”. En concreto, el peaje de salida del sistema gasista francés al sistema gasista español es 2,5 veces superior a los peajes de salida del sistema gasista español.

Figura 2.13. Peajes interconexión gasista con Francia y Portugal

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Infraestructura de transporte gasista: Peajes y cánones

Considerando la madurez de las infraestructuras del sistema gasista, el principal objetivo consiste en mantener la senda de superávit económico del sistema en el medio y largo plazo. En este sentido, la CNMC ha sometido a consulta pública las Circulares mediante las que aprobará, por una parte, las metodologías de cálculo de las retribuciones a los titulares de las instalaciones y, por otra, los peajes y cánones a abonar por su utilización. Las orientaciones de política energética adoptadas previamente por el MITECO, subrayan que dichas circulares deberían “garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista”.

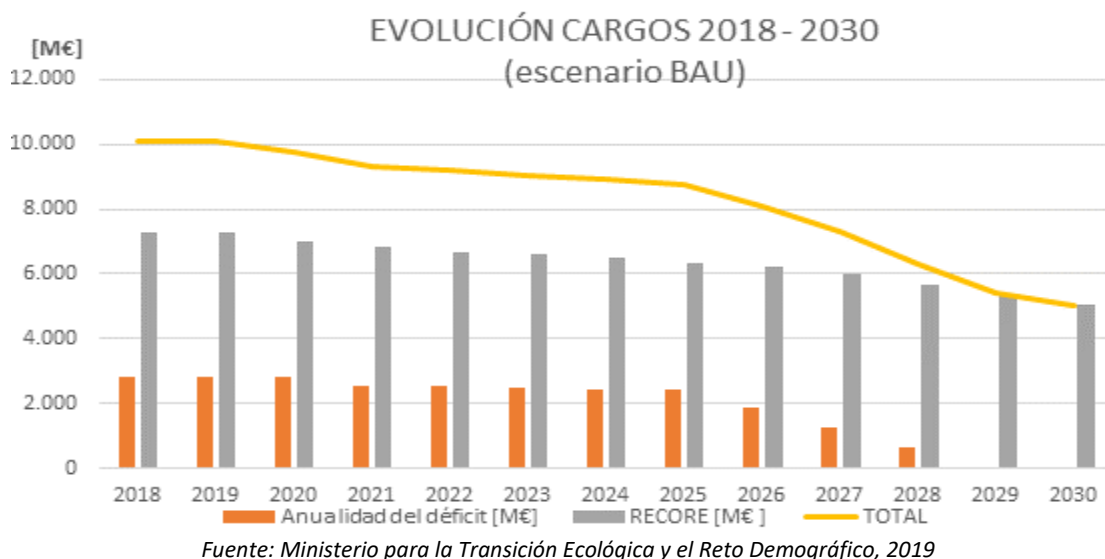
Estructura de gastos del sector eléctrico: progresiva eliminación de la deuda pendiente

En relación a la evolución de las deudas pendientes del sistema eléctrico de ejercicios anteriores, hay que señalar que la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 19 que, en el caso de que se produjera un desajuste por déficit de ingresos en un ejercicio, habrá que revisar los peajes o cargos que correspondan.

A este respecto, se está trabajando en la nueva estructura y metodología de peajes, a desarrollar por la CNMC y la nueva estructura y metodología de cargos, a desarrollar por el Gobierno, y que estarán sujetas a lo establecido en la Ley 24/2013.

Por ello, se espera mantener el equilibrio económico del sistema eléctrico durante todo el horizonte del PNIEC, **eliminando totalmente el pago de anualidades correspondiente al déficit de ejercicios anteriores en el año 2028**. La evolución de los cargos del sistema eléctrico, que incluyen la anualidad del déficit pendiente, se muestra en la siguiente gráfica:

Figura 2.14. Evolución de cargos de sistema eléctrico 2018-2030

**Integración del mercado gasista**

Afianzamiento del mercado, garantizando la protección de los consumidores de gas.

Este objetivo general, a su vez, se traduce en objetivos específicos de logística de gas, información al consumidor y agilización de procedimientos administrativos.

En relación a la integración del mercado español con el europeo entre las herramientas principales figura la optimización del uso de las interconexiones mediante una metodología homogénea de cálculo de los peajes por su uso, así como la consecución de un mercado organizado de gas de dimensión ibérica, mediante la inclusión de un acuerdo internacional entre España y Portugal.

Protección de los consumidores vulnerables

Implementación de la Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética.

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética aprobada en 2019 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.

La Estrategia proporciona una definición de pobreza energética y, ligada a ella, la del consumidor en situación de vulnerabilidad. Ha realizado un diagnóstico inicial y ha caracterizado el problema a través del diseño de indicadores oficiales de medición coincidentes con los utilizados por el Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV), lo que permitirá la comparación con otros Estados miembros. Los indicadores se encuentran disponibles a partir de las encuestas consolidadas elaboradas por el Instituto Nacional de Estadística (Encuesta de Presupuestos Familiares y Encuesta de Condiciones de Vida). Los indicadores clave son:

1. Gasto desproporcionado: porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble que la media nacional.
2. Pobreza energética escondida (HEP): porcentaje de hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la media nacional.
3. Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada.
4. Retraso en el pago de las facturas de los suministros de la vivienda.

Adicionalmente, el análisis de estos indicadores se complementa con otros derivados de la zona climática, así como por variables que caracterizan las poblaciones seleccionadas (tamaño y tipo de hogar, quintil de renta de la unidad de consumo, situación de actividad de los miembros de la unidad familiar, etcétera).

Se ha designado al IDAE, entidad pública empresarial adscrita al MITECO a través de la Secretaría de Estado de Energía, como órgano responsable del seguimiento y la actualización de los indicadores destinados a la medición de la pobreza energética en España.

Antes del 15 de octubre de cada año, el IDAE publicará el resultado de los indicadores primarios en el año de referencia y un análisis comparativo con el resto de Estados miembros de la UE.

2.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD

2.5.1 Objetivos nacionales en I+i+c y objetivos nacionales de financiación

Objetivos nacionales en I+i+c

- **Alinear las políticas españolas** con los objetivos perseguidos internacionalmente y por la Unión Europea en materia de I+i+c en energía y clima, sin descuidar nuestras peculiaridades.
- Coordinar las políticas de I+i+c en energía y clima de las Administraciones Públicas con el resto de las políticas sectoriales. En particular, **coordinar la política energética y las políticas de innovación.**
- Orientar la **investigación y desarrollo hacia la búsqueda de soluciones para los retos sociales** y los objetivos de desarrollo sostenible.
- Fortalecer la **transferencia de tecnología** del sistema público a la sociedad y la industria para facilitar la transición ecológica.
- Fomentar la **colaboración público-privada** y la investigación e innovación empresarial.
- **Colocar al ciudadano en el centro del modelo de transición energética y climática** contribuyendo a que asuman un mayor protagonismo.

Los objetivos de descarbonización de la economía y de lucha y adaptación al cambio climático requieren mejoras técnico-económicas y nuevas soluciones para las cuales la investigación y la innovación son pilares fundamentales. Los gobiernos, como promotores y agentes financiadores de la ciencia, el desarrollo y la innovación, tienen un papel clave definiendo líneas estratégicas prioritarias, promoviendo la investigación y el desarrollo orientado y facilitando la introducción y adopción de nuevas tecnologías respetuosas con el medioambiente.

Desde esta perspectiva, el compromiso de la ciencia española con la protección del medioambiente y la sostenibilidad ha sido firme, habiéndose incluido la perspectiva del desarrollo sostenible en anteriores Estrategias y Planes Estatales de investigación, desarrollo e innovación.

De manera particular, el vigente **Plan estatal de investigación científica y técnica y de innovación 2017-2020** prioriza áreas relacionadas con la sostenibilidad, la transición energética y el cambio climático³⁴.

³⁴ Ejemplos de estas áreas de investigación prioritarias incluyen el desarrollo de la próxima generación de tecnologías de energías renovables; el diseño de redes y sistemas de gestión flexibles y distribuidas; el diseño y desarrollo de sistemas energéticos eficientes; métodos de reducción, captura, almacenamiento y uso de carbono; el tratamiento de residuos con fines energéticos; la seguridad nuclear; las tecnologías del hidrógeno (incluida la fotoelectrocatalisis); el desarrollo de tecnologías de combustión limpias; la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte; la promoción de la edificación sostenible; tecnologías bajas en carbono, la mitigación y adaptación al cambio climático; la observación del clima; la gestión integral y sostenible de sistemas y recursos naturales; la gestión sostenible y resiliente de los recursos hídricos; o líneas asociadas a la implantación de una economía circular, entre otras.

De cara al nuevo periodo de planificación estratégica de las políticas científicas y de innovación, las dimensiones de sostenibilidad, descarbonización y lucha contra el cambio climático serán líneas directrices, contribuyendo así a responder desde la ciencia y la innovación a los objetivos internacionales (la Agenda 2030 de las Naciones Unidas y el Acuerdo de París) y de la Unión Europea.

La consecución de los objetivos de investigación, desarrollo y competitividad para energía y clima se realizará siguiendo los siguientes principios rectores:

- **Coordinación:** Las prioridades en I+i+c han de estar coordinadas y alineadas con los planes y estrategias sectoriales y regionales para maximizar el impacto de las políticas.
- **Co-responsabilidad:** Los avances desde la ciencia y la innovación para la transición ecológica han de ser asumidos por la Administración General del Estado y el resto de administraciones públicas, el sector privado y la sociedad civil en su conjunto.
- **Interdisciplinariedad:** La complejidad del reto climático y su carácter transversal requieren de la contribución, coordinación de distintas áreas y disciplinas científicas.

Coordinación

Es imprescindible la coordinación de las políticas de I+i+c en energía y clima de todas las Administraciones Públicas, así como con el resto de políticas sectoriales, generando las sinergias y complementariedades necesarias. Ello implica, a su vez, la corresponsabilidad de las Administraciones competentes y la adopción de criterios compartidos en materia de gestión, evaluación y, en su caso, implantación de modelos de cofinanciación. Esta coordinación de políticas debe alcanzar no solo la dimensión sectorial sino también la dimensión territorial, garantizando la adecuada participación e involucración de actores en todos los niveles de la administración (Administración Central, Autonómica y Local). A este respecto las Comunidades Autónomas desempeñan un papel fundamental por su conocimiento de los recursos y fortalezas, retos de competitividad y potencial científico e industrial regional.

En ese sentido, las estrategias nacionales y regionales para la Especialización Inteligente en Investigación e Innovación (estrategias de RIS3 -del inglés *Research and Innovation Strategies for Smart Specialisation*) consisten en agendas integradas de transformación económica territorial. El concepto S3 aparece a mediados de los años 2000 en el debate europeo, con la iniciativa de un grupo de expertos (el grupo “*Knowledge for Growth*”) creado a petición de la DG Investigación e Innovación para encontrar soluciones a la diferencia de competitividad observada entre la Unión Europea y Estados Unidos. Para estos expertos, la disminución de esta diferencia pasa por una “especialización inteligente” de los Estados miembros y de las regiones.

La Comisión Europea concibe la Especialización Inteligente como un instrumento fundamental para garantizar la contribución de la política de cohesión a la política de crecimiento de la Estrategia Europa 2020, buscando la especialización en ámbitos potencialmente competitivos y generadores de desarrollo en el marco de un contexto global. Así, se ha establecido el desarrollo de las Estrategias de Investigación e Innovación para la Especialización Inteligente (RIS3) como una condición previa de las regiones y de los Estados miembros para optar a los fondos estructurales en el periodo presupuestario 2014-2020. En consecuencia, es imprescindible que las regiones identifiquen las áreas de especialización susceptibles de recibir

financiación comunitaria durante este periodo para la realización de proyectos de I+D, innovación y TIC.

En este contexto, la **Plataforma de Energía S3-Energy**, creada por la Comisión Europea, es una herramienta que sirve para coordinar y alinear las **Estrategias de Especialización Inteligente en energía** de cada región con los objetivos de I+D+i en energía. Esta plataforma además conecta y da visibilidad sobre las distintas prioridades y estrategias nacionales y regionales facilitando la cooperación y evitando la atomización de esfuerzos. La propia plataforma **S3-Energy** incluye asociaciones ya activas en materia de bioenergía, energía marina renovable, redes inteligentes, energía solar y edificios sostenibles.

Co-responsabilidad

Para la consecución de los objetivos de descarbonización marcados por el PNIEC se **precisa la participación y colaboración público-privada en materia de investigación e innovación**. Para ello se promoverán estructuras flexibles de colaboración nacional e internacional, que identifiquen los retos técnicos, las oportunidades de desarrollo y compartan las necesidades de inversión.

Desde el sector público, además de la financiación directa de la investigación y desarrollo para energía y clima, se buscará movilizar la inversión privada actuando como agente tractor del cambio desde la demanda de las administraciones, poniendo en marcha nuevos esquemas de compra pública y pre-comercial que faciliten la introducción en el mercado de nuevas soluciones.

Interdisciplinariedad

Por sus características, **el desafío climático tiene un carácter complejo y transversal que requiere de conocimiento y desarrollos técnicos provenientes de disciplinas de investigación muy diversas**.

Áreas científico-técnicas como las referidas a la salud pública, el estudio de ecosistemas naturales, la conservación del patrimonio cultural, la bioeconomía y la economía circular, el desarrollo digital, o las redes inteligentes, son ejemplos de disciplinas necesarias para abordar el reto climático de una manera integral. También es necesario considerar los aportes de las ciencias sociales y humanidades que introducen perspectivas importantes como las económicas, sociales y de adaptación.

Así mismo, la I+i en energía y clima ha de combinar avances científicos y técnicos con distintos grados de madurez: desde la investigación fundamental, al desarrollo y las innovaciones tecnológicas y no tecnológicas en el desarrollo de nuevos productos y servicios que ayuden a resolver estos desafíos.

Objetivos nacionales de financiación

Objetivos nacionales de financiación	• España tiene por objetivo incrementar el peso de la I+i+c en la actividad económica nacional, para alcanzar inversiones de no menos del 2,5% del PIB, y mantener estos niveles con independencia de los ciclos económicos. • De esa inversión en I+i+c una parte significativa será dedicada a la I+i+c en energía y clima en línea con los objetivos y ambiciones de la UE en esta materia. Este porcentaje está actualmente siendo evaluado. • España, tiene previsto solicitar su inclusión en la Iniciativa <i>Mission Innovation (MI) Energy</i>. Como parte de la iniciativa, los países participantes se han comprometido a tratar de duplicar las inversiones de investigación y desarrollo en energía limpia de sus gobiernos durante cinco años, al tiempo que fomentan mayores niveles de inversión del sector privado en tecnologías limpias.

2.5.2 Objetivos específicos para tecnologías energéticas hipocarbónicas y limpias

A nivel europeo, la «Unión por la Energía» aspira a alcanzar un mercado energético integrado a escala continental, con una creciente interconexión energética, que promueva la competencia y el uso eficiente de los recursos, incluyendo medidas de estímulo en el uso de fuentes de energía renovables que contribuyan a descarbonizar el sistema energético en el marco de los acuerdos internacionales de cambio climático. Para la consecución de estos objetivos será necesario disponer de soluciones tecnológicamente factibles e innovaciones no solo en materia de eficiencia energética y energías limpias, sino en los patrones de consumo, ecodiseño, gobernanza, financiación, entre otros.

La concreción de los objetivos prioritarios de I+i en energía y clima en España se han definido a partir de los objetivos globales de este PNIEC, los establecidos en la implementación del SET-Plan y la consulta realizada a expertos del sector público y privado. Los objetivos de I+i en energía se enmarcan en cuatro áreas:

- El desarrollo de fuentes de energía limpias (eólica terrestre y marina, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, bioenergía, energías oceánicas, biomasa, geotermia) y la eficiencia energética. Así como de vectores energéticos como el hidrógeno.
- La competitividad para mejorar la eficacia de la red española y europea a través del desarrollo de un sistema y mercado interior de la energía altamente digitalizado.
- La seguridad del abastecimiento, para coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas nacionales en un contexto internacional.
- El impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

De manera concreta se definen las siguientes áreas y tecnologías prioritarias en consonancia con el SET-Plan, los compromisos internacionales adquiridos y las particularidades y oportunidades de la economía, recursos naturales, industria y geografía española:

- **Eficiencia Energética.**
 - **En el caso de la edificación** (Acción 5 del SET-Plan) se buscará conseguir mejoras para facilitar los despliegues de:
 - Sistemas de generación de calor y frío.
 - Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración.
 - Uso de energía renovable en edificios.
 - Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto consumidores.
 - Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.
 - **En lo que se refiere a Industria**, se priorizará la implementación de medidas de innovación y competitividad energética orientadas a incrementar la eficiencia de proceso, la recuperación de calor residual, la incorporación de energías renovables y la integración de tecnologías de captura de CO₂ para reducir emisiones. Se pondrá especial atención a tecnologías y aplicaciones para las industrias con gran consumo energético y de recursos, (Acción 6 del SET-Plan).
- **Generación energética a partir de fuentes renovables** en las que ya se tiene una posición competitiva o de liderazgo, con altos niveles de participación de empresas españolas en el mercado, en línea con el objetivo europeo de liderazgo mundial en energías renovables³⁵ (Acción 1 y 2 del SET-Plan). En esta línea de acción se definen dos objetivos prioritarios: incrementar el uso de las distintas energías renovables y reducir el coste de estas tecnologías. De manera concreta:
 - **Energía fotovoltaica.** Desarrollo de nuevos materiales y tecnologías; reducción de los costes en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de grandes plantas; integración de la energía solar fotovoltaica en edificios; mejora de la gestionabilidad e integración en red de la generación fotovoltaica.
 - **Energía solar de concentración.** Se destacan las soluciones tecnológicas que permitan disminuir costes e integrar esta tecnología en el sistema energético, aprovechando su capacidad para incrementar la inercia y gestionabilidad del sistema. También se contempla entre las prioridades el impulso de tecnologías de solar de concentración de media temperatura (90°C-400°C) para la producción de calor y frío en la industria. En el horizonte 2050 se impulsará el desarrollo e implementación de la próxima generación de tecnología solar termoeléctrica para profundizar en la aportación de gestionabilidad y firmeza renovable al sistema a precios competitivos.

³⁵La Comisión Europea presentó el 30 de noviembre de 2016 un paquete de medidas para preservar la competitividad de la Unión Europea, ya que la transición hacia una energía limpia está cambiando los mercados mundiales de la energía. Los objetivos son: dar prioridad a la eficiencia energética, convertirnos en líder mundial de energías renovables y ofrecer un trato justo a los consumidores.

- **Biomasa.** Soluciones tecnológicas que permitan la optimización de la cadena de valor, desde la obtención del recurso hasta su valorización, buscando reducir costes y mejorar la eficiencia de instalaciones y procesos.
- **Energía eólica marina.** Avances técnicos que permitan la reducción de los costes de esta tecnología, haciendo énfasis en las soluciones flotantes y técnicas de montaje poco invasivas sobre el medio marino, que aumentan las zonas potenciales de implantación de parques eólicos marinos y aceleren su contribución a los objetivos de descarbonización a coste competitivo. También se apoyarán soluciones innovadoras para la Energía Eólica en tierra que deriven en una reducción de costes y mejoras en la gestionabilidad.
- **Geotermia profunda y somera.** En el caso de la geotermia somera, dado su potencial de descarbonización en la edificación, se buscará el desarrollo técnico que permita la reducción de costes de ejecución, la mejora de métodos de evaluación del terreno, el incremento de la productividad de sondeos y la integración en rehabilitación de edificios, entre otros. La geotermia profunda precisa de apoyo para la mejora de la eficiencia y reducción de costes.
- **Energía Oceánica.** Los desarrollos realizados en esta tecnología, tanto corrientes como olas, necesitan de impulso para aumentar el TRL hasta 7, 8 y 9. Para ello, hay que enfocar las actividades a posibles proyectos de demostración que generen conocimiento y experiencia en un entorno marino real. La estrategia a largo plazo en energía oceánica propone el desarrollo e implementación de parques de generación fiables y a precios competitivos.
- **Tecnologías que contribuyan a la flexibilidad y optimización del sistema eléctrico en su conjunto**³⁶ teniendo en cuenta los objetivos buscados: generación basada en recurso primario renovable (usualmente variable), apoyo a la inercia del sistema y potencialidad de mercado vía interconexiones internacionales, (incluyendo las grandes líneas internacionales). Se prestará especial atención a las energías renovables gestionables como la solar termoeléctrica con almacenamiento térmico, la biomasa y otras opciones de almacenamiento. Se incluyen por lo tanto tres áreas:
 - **Generación:** I+i en otras tecnologías que contribuyen a la gestionabilidad y son necesarias en el proceso de transición.
 - **Almacenamiento:** Sistemas de almacenamiento eléctrico y en la optimización de su gestión. En esta área será especialmente importante el desarrollo de baterías tanto para movilidad como estacionarias. Para el avance en las baterías será necesario el desarrollo de nuevos materiales avanzados y tecnologías que permitan un escenario alternativo al litio. Se contempla la colaboración de la industria y la investigación académica en el desarrollo de *pilotos* de fabricación de baterías de nueva generación, abordando también la sostenibilidad de las baterías en cuanto a materiales y materias primas, reutilización y reciclaje de las mismas. (Acción 7 del SET-Plan).

³⁶La implementación de tecnologías hipocarbónicas que aporten flexibilidad al sistema son esenciales para alcanzar altos grados de penetración de las renovables intermitentes (o fluyentes). Sin esta flexibilidad, a pesar de ofrecer bajos costes de generación, como la PV, la eólica y otras, tendrían un techo de penetración menor.

- **Sistema eléctrico:** La consecución de un sistema **seguro y resiliente** en el contexto de la transición energética necesitará desarrollos tecnológicos en digitalización, electrónica de potencia, almacenamiento, mejora de equipos y materiales, apuntando así a la consolidación de redes eléctricas inteligentes, aumento de la flexibilidad de activos, y gestionabilidad de renovables (Acción 4 del SET-Plan).
- **Energía nuclear:** Asimismo, mientras España mantenga operativas sus **centrales nucleares** es preciso reforzar de manera permanente su seguridad, operación óptima y gestión de residuos. Dado el escenario de cierre ordenado y escalonado del parque nuclear contemplado en el PNIEC a lo largo de la década comprendida entre 2025 y 2035, se requieren esfuerzos específicos de investigación y desarrollo en este ámbito. Las líneas de investigación y tecnologías prioritarias incluyen: operación segura a largo plazo, gestión del combustible irradiado y residuos, y participación y adquisición de *know-how*. La investigación y desarrollo en el ámbito nuclear se llevará a cabo en colaboración con otros países nucleares de la UE con experiencia de cierre total o parcial de sus parques nucleares. (Acción 10 del SET-Plan).
- **Transporte sostenible:** aplicación de nuevas soluciones menos contaminantes, más seguras, mejor integradas y capaces de responder a las demandas y usos de la sociedad.
- **Combustibles renovables** para el sector del transporte. Se considera prioritario el desarrollo de estas tecnologías por su aplicación a la aviación, movilidad, industria y edificios. (Acción 7 del SET-Plan).
 - **Desarrollo de biocarburantes avanzados.**
 - **Producción de hidrógeno de origen 100% renovable** y su uso como almacenamiento estacionario para grandes cantidades y largos periodos de tiempo.
- **Nuevos servicios y tecnologías para el consumidor, las ciudades y las comunidades inteligentes.** (Acción 3 del SET-Plan).
 - **Soluciones inteligentes para el consumidor** de energía que mejoren y valoricen la situación del ciudadano como consumidor de energía. De nuevo, en esta área tienen especial importancia las tecnologías de digitalización.
 - **Ciudades y comunidades inteligentes** que integren las distintas tecnologías disponibles en entornos urbanos para mejorar la sostenibilidad y la calidad de vida de los ciudadanos. Con la involucración de ayuntamientos, ciudadanos y empresas de servicios, España cuenta con exitosas experiencias piloto en diversas ciudades bajo el marco del PED (*Positive Energy District*), y que debería ser ejemplo para impulsar la innovación y replicar las mejores soluciones.

Estas prioridades dan respuesta a los objetivos generales del PNIEC sin perder de vista el punto de partida y contexto concreto de nuestro país.

En la tabla 2.10 se presenta de manera esquemática la correlación entre los objetivos generales del PNIEC y los prioritarios de I+i para energía y clima:

Tabla 2.10. Objetivos y prioridades

Objetivos PNIEC	Objetivos Particulares	Prioridades y Objetivos I+i+c
23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990	Residencial, comercial y servicios	- Soluciones inteligentes para el consumidor de energía. - Ciudades y comunidades inteligentes. - Sistemas de generación de calor y de frío. - Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración. - Uso de energía renovable en edificios. - Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto-consumidores. - Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.
	Transporte	- Transporte sostenible: promover un cambio de modelo en el sistema de transporte. - Desarrollo de biocarburantes avanzados obtenidos de manera sostenible a partir de materias primas renovables. - Producción de hidrógeno verde. - Baterías para movilidad y estacionarias.
	Generación Eléctrica	- Baterías para movilidad y estacionarias. - Energías limpias/renovables prioritarias. - Generación nuclear segura.
	Industrial	- Tecnologías bajas en carbono, con carácter prioritario. - Innovación y competitividad energética.
42% de renovables sobre el uso final de la energía	Innovación en tecnologías de EERR en las que ya se tiene una posición competitiva	- Energía Fotovoltaica (PV). - Energía Solar de Concentración (CSP). - Energía Eólica Marina. - Geotermia profunda y somera. - Energía Oceánica.
	Tecnologías que contribuyen a la gestionabilidad	- Energía Solar de Concentración (CSP). - Digitalización del sistema eléctrico.
39,5% de mejora de la eficiencia energética	Residencial, urbano y ciudadano	- Digitalización del sistema eléctrico. - Soluciones inteligentes para el consumidor de energía. - Ciudades y comunidades inteligentes. - Sistemas de generación de calor y de frío. - Participación de energía renovable en redes urbanas de calefacción y refrigeración.
	Industrial	- Uso de energía renovable en edificios. - Energía renovable producida por ciudades, comunidades energéticas y auto-consumidores. - Soluciones activas y pasivas en la rehabilitación energética de edificios.
74% de energía renovable en la generación eléctrica	Generación distribuida	- Digitalización del sistema eléctrico para la consecución de un sistema seguro y resiliente. - Sistemas de almacenamiento.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Para la realización de estas prioridades España tiene voluntad de participar en consorcios internacionales tanto de investigación como de innovación e implementación industrial. Particularmente importante será la participación en futuras ERANET de energía, en los grupos de trabajo de implementación (IWG) del SET-Plan, así como en los partenariados de Horizonte Europa, liderando aquellas áreas donde científica y técnicamente tenga mayor capacidad y buscando complementariedades con los países líderes en otras tecnologías prioritarias con menor desarrollo en España.

Objetivos específicos en la ciencia del cambio climático

Desde el punto de vista de la I+i+c resulta indispensable profundizar en el conocimiento científico de océanos, ecosistemas terrestres y la atmósfera para su modelización y evaluación

de estrategias de adaptación y mitigación. Por situación geográfica e importancia para la economía española, requieren de especial atención los aspectos ligados a los recursos hídricos, en particular los sistemas de gestión integral del agua, y las tecnologías orientadas a la eficiencia de su utilización y reutilización en los regadíos, entornos rurales, urbanos e industriales, así como aquellas actividades que posibiliten avanzar en la protección de ecosistemas acuáticos, mares y océanos.

Por su particular relevancia e impacto en el conjunto del territorio, se deben fomentar las tecnologías y sistemas de monitorización orientados a prevenir y paliar incendios forestales, proteger y recuperar la biodiversidad, y los entornos naturales, rurales y urbanos.

- Obtención de datos de observación atmosférica, oceanográfica y terrestre que alimentan los modelos que definen dichas proyecciones.
- Mejora de la precisión y predictibilidad de los modelos, para abordar mejor la adaptación al impacto que genera el cambio climático en nuestro país.
- Generación de los escenarios de cambio climático que permitan visualizar sus impactos, regionalizados y para cada una de las variables climáticas.
- Divulgación de los escenarios para favorecer la adaptación de los diferentes sectores económicos, especialmente aquellos considerados más vulnerables.

Las actividades y objetivos de I+i+c orientadas al cambio climático están enfocadas a contribuir a los objetivos generales del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) y dar respuesta a los compromisos del Acuerdo de París y del Marco 2030 de la UE sobre energía y clima, la Estrategia Europea de Adaptación al Cambio Climático, la hoja de ruta 2020 en los sectores difusos, la futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la futura Estrategia de descarbonización de la economía española a 2050.

Además de dar respuesta a estos objetivos y compromisos, la perspectiva de la I+D+i en materia de cambio climático concibe el uso eficiente de los recursos naturales y la integridad medioambiental como factor de competitividad y desarrollo socioeconómico del país. Desde la investigación, el desarrollo y la innovación se debe facilitar la transición hacia un modelo productivo que reduzca la presión sobre el medio ambiente, los recursos naturales y que desencadene la aplicación de procesos industriales menos contaminantes y mejor monitorizados.

2.5.3 La competitividad de la economía

El sistema energético es un pilar básico de la economía de un país. El PNIEC no solo favorece la descarbonización, también tiene un efecto positivo para el tejido industrial y productivo, sobre las grandes, pequeñas y medianas empresas, así como sobre los hogares y las personas.

Estos beneficios son el resultado combinado de tres efectos principales que juntos suponen una notable mejora en la competitividad:

- Un aumento generalizado de la eficiencia energética en todos los sectores que hace que en 2030 se precise menos energía por unidad de PIB. Las políticas incluidas en el Plan prevén una mejora en 2030 del 39,5%, lo que equivale a una mejora anual del 1,9% desde 2017 hasta 2030.
- Una importante sustitución de combustibles fósiles importados por energías renovables de origen autóctono que además reducen el coste de la electricidad. Según estimaciones de REE, las renovables en el sector eléctrico permitirán reducir el coste medio marginal de generación en un 30% en el año 2030, respecto al Escenario Tendencial.
- Una reducción de la dependencia energética con el exterior que minimiza los efectos negativos de la elevada volatilidad de los mercados de combustibles fósiles. En la actualidad el grado de dependencia de nuestro país es el 73% y según las previsiones del Plan se situará en el 61% en 2030.

España es uno de los países europeos con mayor potencial de aprovechamiento de las energías renovables. Una geografía de 50 millones de hectáreas con amplios territorios de baja densidad de población, vientos mediterráneos y atlánticos, nivel de insolación elevado, amplios bosques y notables recursos hidráulicos, se complementan con un tejido empresarial, tecnológico, de innovación y conocimiento en esta materia.

La reducción de los precios de electricidad gracias al aprovechamiento de las tecnologías renovables, supondrá una mejora competitiva clara, especialmente para las empresas intensivas en consumo de electricidad. Asimismo, las mejoras previstas en materia de eficiencia energética tienen un efecto positivo sobre todo el tejido industrial y productivo, sobre las grandes, pequeñas y medianas empresas, así como sobre los hogares y las personas.

Nuestro país cuenta, además, con empresas líderes a nivel internacional en sectores que serán importantes para la transición energética; dispone de un importante capital de conocimiento con instituciones pioneras como el CIEMAT, el CENER, el IDAE, el CECRE de REE, además de centros de investigación, conocimiento, redes tecnológicas y un importante tejido industrial en el ámbito de las energías renovables.

No obstante, y de cara a analizar de manera exhaustiva el potencial de nuestro país en las cadenas de valor de las tecnologías renovables internacionales, así como el mapa de capacidades tecnológicas, industriales y de conocimiento existentes, se va a elaborar un **Plan de Desarrollo Industrial**, en el que todo lo relacionado con la transición energética será un elemento central.

En definitiva, el PNIEC permite a España aspirar a ser uno de los países líderes de la Unión Europea en materia de transición energética. Es una transformación en la que la economía

española tiene mucho que ganar en cuanto a competitividad de su economía concretándose en forma de prosperidad, seguridad energética, generación de empleo industrial, innovación, desarrollo tecnológico y eliminación de la pobreza energética.

3 POLÍTICAS Y MEDIDAS

Esta sección recoge las políticas y medidas para alcanzar los objetivos. Las medidas se han agrupado según las cinco dimensiones del Plan y aparecen recogidas en la siguiente tabla.

Tabla 3.1. Medidas del Plan

Medidas PNIEC	
3.1	DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN
Medida 1.1.	Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables
Medida 1.2.	Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad
Medida 1.3.	Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables
Medida 1.4.	Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida
Medida 1.5.	Incorporación de renovables en el sector industrial
Medida 1.6.	Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas
Medida 1.7.	Biocombustibles avanzados en el transporte
Medida 1.8.	Promoción de gases renovables
Medida 1.9.	Plan de renovación tecnológica en proyectos ya existentes de generación eléctrica con energías renovables
Medida 1.10.	Promoción de la contratación bilateral de energía eléctrica renovable
Medida 1.11.	Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa
Medida 1.12.	Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas
Medida 1.13.	Comunidades energéticas locales
Medida 1.14.	Promoción del papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización
Medida 1.15.	Estrategia de Transición Justa
Medida 1.16.	Contratación pública de energía renovable
Medida 1.17.	Formación de profesionales en el sector de las energías renovables
Medida 1.18.	Revisión y simplificación de procedimientos administrativos
Medida 1.19.	Generación de conocimiento, divulgación y sensibilización
Medida 1.20.	Régimen europeo de comercio de derechos de emisión
Medida 1.21.	Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero
Medida 1.22.	Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos
Medida 1.23.	Reducción de emisiones de GEI relacionadas con gases fluorados
Medida 1.24.	Sumideros forestales
Medida 1.25.	Sumideros agrícolas
Medida 1.26.	Fiscalidad
3.2	DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA
Medida 2.1.	Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal
Medida 2.2.	Uso más eficiente de los medios de transporte
Medida 2.3.	Renovación del parque automovilístico
Medida 2.4.	Impulso del vehículo eléctrico
Medida 2.5.	Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales
Medida 2.6.	Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial
Medida 2.7.	Renovación del equipamiento residencial
Medida 2.8.	Eficiencia energética en la edificación del sector terciario
Medida 2.9.	Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas
Medida 2.10.	Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola
Medida 2.11.	Promoción de los servicios energéticos
Medida 2.12.	Sector público: responsabilidad proactiva y contratación pública eficiente energéticamente
Medida 2.13.	Auditorías energéticas y sistemas de gestión
Medida 2.14.	Formación de profesionales en el sector de la eficiencia energética
Medida 2.15.	Comunicación e información en materia de eficiencia energética
Medida 2.16.	Otras medidas para promover la eficiencia energética: la transición en la cogeneración de alta eficiencia
Medida 2.17.	Medidas financieras: Fondo Nacional de Eficiencia Energética

Medidas PNIEC	
3.3	DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA
Medida 3.1.	Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gas
Medida 3.2.	Reducción de la dependencia del petróleo y el carbón en las islas
Medida 3.3.	Puntos de recarga de combustibles alternativos
Medida 3.4.	Impulso a la cooperación regional
Medida 3.5.	Profundización en los planes de contingencia
Medida 3.6	Planificación para la operación en condiciones de seguridad de un sistema energético descarbonizado
3.4	DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA
Medida 4.1.	Aumento de la interconexión eléctrica con Francia
Medida 4.2.	Aumento de la interconexión eléctrica con Portugal
Medida 4.3.	Infraestructuras de transporte de electricidad distintas de los “ <i>Projects of Common Interest</i> ” (PCIs)
Medida 4.4.	Integración del mercado eléctrico
Medida 4.5.	Protección de los consumidores de electricidad e incremento de la competencia
Medida 4.6.	Acceso a datos
Medida 4.7.	Integración del mercado gasista
Medida 4.8.	Protección de los consumidores de gas
Medida 4.9.	Mejora de la competitividad del sector gasista minorista
Medida 4.10.	Plan de desarrollo de gestión de la demanda de gas
Medida 4.11.	Lucha contra la pobreza energética
3.5	DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD
Medida 5. 1.	Acción Estratégica en Energía y Clima
Medida 5.2.	Implementación del SET-Plan
Medida 5.3.	Red de Excelencia en Energía y Clima
Medida 5.4.	Incremento, coordinación, mejora y uso eficiente de infraestructuras y equipamientos científicos y tecnológicos en energía y clima
Medida 5.5.	Compra pública de innovación verde
Medida 5.6.	Fortalecimiento del capital riesgo público para la transferencia de tecnología en energía y clima
Medida 5.7.	Nuevos instrumentos de apoyo a la investigación y la innovación en energía y clima
Medida 5.8.	Innovación social por el clima
Medida 5.9.	Reducción de trámites burocráticos y cargas administrativas
Medida 5.10.	Relanzar la Fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN
Medida 5.11.	Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación para el seguimiento de la financiación
Medida 5.12.	I+i+c para la adaptación del sistema energético español al cambio climático
Medida 5.13.	Programas singulares a largo plazo en temas científicos y tecnológicos que sean estratégicos en el área de energía y clima
Medida 5.14.	Aumentar la participación española en los programas de financiación de la investigación y la innovación europeos
Medida 5.15.	Apoyar la participación de grupos de investigación españoles en foros internacionales de energía y clima
Medida 5.16.	Promocionar la iniciativa Misión Innovación
Medida 5.17	Mecanismos de financiación de innovación europeos
Medida 5.18	Cooperación internacional

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

3.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

Los sectores que protagonizan la mayor reducción de emisiones de gases de efecto invernadero son la generación eléctrica y el transporte. En el primer caso, como consecuencia de las medidas asociadas al despliegue de las tecnologías renovables (y de la salida progresiva del carbón). En el segundo, como consecuencia de un conjunto de actuaciones, entre las que destaca el cambio modal hacia modos de movilidad de bajas emisiones o no emisores y como consecuencia de la implantación generalizada, a partir del año 2023, de las almendras centrales en las ciudades españolas de más de 50.000 habitantes en las que el acceso de los vehículos más contaminantes estará cada vez más restringido. Esta última medida, por razones de coherencia metodológica, aparece detallada en el apartado 3.2 (Dimensión de la eficiencia energética), donde figura como Medida 2.1. Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal (promoción de los modos más eficientes).

El Plan propone 26 medidas que buscan la descarbonización de la economía, de las cuales 15 persiguen la promoción de manera específica de alguna tecnología renovable o en alguno de los tres usos de la energía; 4 medidas con un enfoque transversal para todas las fuentes, tecnologías y usos renovables; 1 medida relativa a la aplicación del comercio de derechos de emisión, 3 medidas dirigidas a los sectores difusos no energéticos; 2 medidas relativas al sector de uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y silvicultura. Finalmente, otra sobre fiscalidad.

3.1.1 Medidas de promoción de las energías renovables

Para alcanzar los objetivos de descarbonización es necesario un importante desarrollo de las energías renovables en general y de las renovables en el sector eléctrico en particular, así como la electrificación de una parte significativa de la demanda. Con las medidas propuestas a continuación se espera que las energías renovables supongan en 2030 el 42% de la demanda final de energía y al 74% de la producción en el sistema eléctrico.

En el caso de las renovables en el sector eléctrico, las proyecciones analizadas en el Plan contabilizan la totalidad de la inversión y los gastos de operación y mantenimiento necesarios para rentabilizar el desarrollo previsto de las energías renovables en la generación eléctrica. El diseño de los mecanismos de mercado y de retribución del sistema eléctrico que se lleve a cabo será el que determinará la manera en que se movilizarán dichas inversiones y gastos, así como su procedencia y los mecanismos por los que se recupera la inversión.

Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables

a) Descripción

Durante el periodo 2021-2030 se prevé la instalación de una capacidad adicional de generación eléctrica con renovables de 59 GW. Para ello será necesario aprovechar las fortalezas de cada una de las tecnologías renovables disponibles.

En el caso de las tecnologías maduras, su principal fortaleza es su demostrado potencial para conseguir contribuciones energéticas elevadas, minimizando la cantidad de apoyos públicos asociados. Por lo tanto, tiene sentido que el desarrollo de nuevas instalaciones continúe apoyándose en mecanismos de concurrencia competitiva, como los procedimientos de subastas iniciados en España a partir de 2015, con las adaptaciones que sean necesarias para mejorar su eficiencia y eficacia.

Por otro lado, respecto a las tecnologías que no han alcanzado su fase de madurez tecnológica (por ejemplo, energías del mar o eólica marina, en un estadio más avanzado), es necesario adaptar los mecanismos de apoyo público a las peculiaridades de cada tecnología o de los distintos territorios (en especial los extrapeninsulares), de manera que se tenga en cuenta que todavía no pueden competir en términos de costes de generación pero podrían aportar en un futuro nuevo potencial y valor añadido al sistema al diversificar las tecnologías, fuentes de energía y ubicación de las mismas.

Por último, los proyectos ciudadanos participativos cuentan con ventajas adicionales dados sus beneficios como el mayor impacto socioeconómico o el incremento de la aceptación social y la conciencia ciudadana sobre las virtudes de las energías renovables. En consecuencia, se considera necesario articular medidas específicas destinadas a su promoción.

b) Objetivos abordados

Desarrollo de las energías renovables, participación ciudadana e innovación.

c) Mecanismos de actuación

Para el desarrollo de nuevas instalaciones renovables se prevén los siguientes mecanismos:

- **Convocatorias de subastas para la asignación de un régimen retributivo específico**

Sobre las subastas, el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética que se sometió a una consulta pública que se inició el pasado 22 de marzo de 2019, prevé en su artículo 6 lo siguiente:

1. Anualmente se convocarán procedimientos de otorgamiento de derechos económicos para impulsar la construcción de al menos 3.000 MW de instalaciones renovables cada año. Dicho objetivo de capacidad instalada podrá ser revisado reglamentariamente en función de la evolución de la descarbonización del sistema energético español.
2. Al objeto de 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 que se construyan, se desarrollará reglamentariamente nuevos marcos retributivos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, basados en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada.
3. Los referidos marcos retributivos se otorgarán mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica a generar y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.
4. En los procedimientos de concurrencia competitiva que se convoquen se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, de acuerdo con la normativa comunitaria.
5. En tanto no se desarrollen reglamentariamente los nuevos marcos retributivos y sus procedimientos de otorgamiento, las convocatorias previstas en el apartado 2 se efectuarán de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en su normativa de desarrollo.

- **Participación local en proyectos de generación renovable**

Se establecerán reglamentariamente **mecanismos para favorecer la diversidad de actores y la existencia de proyectos ciudadanos participativos**, con la intención de promover tanto la cohesión social y territorial como la transición justa y aprovechar las oportunidades del nuevo modelo descarbonizado de generación.

Se establecerá un mecanismo de adhesión por el que los proyectos ciudadanos participativos podrán acceder a un contrato de venta de su electricidad a un precio fijo ligado al resultado de las subastas. Se reservará una cuota anual para proyectos ciudadanos participativos y se otorgarán a los primeros que los soliciten y cumplan con los requisitos hasta cubrir la cuota de energía. Además, se valorará la posibilidad de que los proyectos que accedan al mecanismo de adhesión puedan disponer de garantías públicas que faciliten y abaraten su financiación.

Adicionalmente, se valorarán opciones de diseño de subastas que favorezcan a los proyectos que tengan en cuenta la componente social mediante, entre otros, la participación ciudadana en la financiación o la existencia de un plan de reparto de beneficios, en el que parte de los ingresos se destinen a actividades acordadas con los agentes locales.

- **Programas específicos para tecnologías en desarrollo**

Existen tecnologías de generación (por ejemplo, las energías del mar o la eólica marina en aguas profundas) que, aunque todavía no son competitivas tienen un gran potencial. Para ellas se propone un calendario de subastas específico con un volumen de potencia reducido que permita acomodar proyectos de demostración o *flagship*. En función de las necesidades concretas de cada caso podría acompañarse la subasta con financiación pública.

En el caso de la eólica marina, la reducción de sus costes de generación en instalaciones reales y previstas en el corto plazo en Europa, muestra ya un elevado potencial en España con tecnología flotante en el horizonte 2030, por lo que los mecanismos de apoyo y volúmenes de potencia en las convocatorias de subastas en concurrencia se irán adaptando a sus niveles de competitividad crecientes, con atención a su contribución a la consolidación y competitividad del tejido industrial y a sus sinergias con otros sectores estratégicos (construcción naval, astilleros, ingeniería civil, industrias electrointensivas).

Adicionalmente y teniendo en cuenta, el alto potencial energético, y una base sólida de empresas en la cadena de valor de la eólica, el IDAE coordinará la redacción de una “Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina”, cuyas conclusiones y objetivos podrán incorporarse en las revisiones periódicas de este Plan Nacional.

- **Programa específico para territorios extrapeninsulares**

Se plantean programas de ayuda para nuevas instalaciones renovables en particular aquellas que puedan aportar garantía de potencia.

Este programa se justifica en el hecho de que los sistemas eléctricos de los territorios extrapeninsulares están sujetos a una reglamentación singular, que conlleva que las tecnologías convencionales de respaldo se estén utilizando en mayor medida y que los costes de generación sean más elevados. Además, los costes de inversión y de explotación son superiores a los de los emplazamientos en la península, de manera que no se encontrarían en disposición de competir en igualdad de condiciones con ellos en subastas de renovables.

d) Responsables

Las convocatorias de subastas han de ser realizadas por el MITECO. Para elaborar programas específicos en territorios extrapeninsulares se requerirá la colaboración entre el MITECO y los Gobiernos de Canarias y Baleares y las ciudades con Estatuto de Autonomía.

Medida 1.2. Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad

a) Descripción

La integración de la nueva potencia renovable prevista en este Plan modifica sustancialmente el modelo de la generación eléctrica, que evoluciona desde uno de generación centralizado fundamentado en “base” y “punta” con una demanda predominantemente pasiva, a un nuevo modelo en el que es necesario gestionar la variabilidad de la generación utilizando todas las herramientas disponibles para ello, tanto el almacenamiento a gran escala dentro de los propios sistemas de generación o al margen de ellos, como la gestión de la demanda que haga más flexible la curva de consumo, adaptándola a la generación. Por otra parte, surgen nuevas demandas, como la recarga de vehículos eléctricos, que mediante una gestión inteligente puede ser una herramienta adicional que facilite la gestión de demanda y de la red.

De hecho, el aumento de la flexibilidad del sistema es una de las actuaciones que contribuye a alcanzar los objetivos de generación eléctrica de origen renovable previstos en este PNIEC. La aportación a una mayor integración del mercado eléctrico se aborda en la Medida 4.4.

Adicionalmente, en función de las características de las zonas geográficas, los rápidos cambios en las dinámicas de consumo y generación pueden suponer retos para la gestión de las redes de distribución. En este sentido, el aprovechamiento por parte de las distribuidoras de los servicios que puedan ofrecer los recursos energéticos distribuidos en su área, surge como una posible alternativa coste-eficiente para solventar congestiones en la red u otros retos a escala local.

A su vez, y tal como recoge la Medida 1.14 para impulsar un papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización, los cambios normativos a nivel español y europeo y el desarrollo tecnológico promueven que los ciudadanos pasen de ser consumidores pasivos a actores y productores y puedan participar también en la gestión de la demanda mediante los sistemas de eficiencia energética, la prestación de servicios de recarga para vehículo eléctrico o de otros servicios energéticos.

Es necesario fomentar y comunicar a la ciudadanía las herramientas que están a su disposición para convertirse en actores en el sistema energético y beneficiarse así de los ahorros económicos disponibles a través de los cambios de patrones de consumo, a la vez que aportan valor al conjunto del sistema. Por otra parte, dentro de una sociedad cada vez más digitalizada, el significativo despliegue de contadores inteligentes permitirá que los consumidores accedan a información sobre sus datos de consumo de energía en tiempo real, sean más participes en el mercado de la energía y ajusten sus consumos en función de las señales del mercado.

Debido al nivel de vertidos en un sistema eléctrico con una alta penetración de renovables, este excedente de energía representa una oportunidad que puede ser aprovechado con un sistema de almacenamiento complejo. Existen diferentes tecnologías para el aprovechamiento de estos vertidos, mediante su transformación energética y posterior almacenamiento. Entre otras alternativas, sería posible utilizar los potenciales vertidos renovables para su conversión en hidrógeno, ya que existe la posibilidad de almacenamiento de este combustible, así como su mezclado con gas natural en la red de transporte, lo que implica un aprovechamiento del potencial de acoplamiento de los sectores de gas y electricidad para una gestión de la demanda conjunta de ambos sectores.

Para todo ello, son necesarios los desarrollos normativos, de organización de mercados y modelos de negocio que permitan aprovechar el potencial de la gestión de recursos energéticos distribuidos en general, y la gestión de la demanda en particular, tanto para el beneficio del sistema para permitir la integración de renovables y gestión de la red en las mejores condiciones de coste-eficiencia y seguridad del suministro, como para garantizar que los consumidores, de forma individual o agregada, directamente o a través de otras figuras, pueden participar en la provisión de dichos servicios.

b) Objetivos abordados

Activación y promoción de la gestión de la demanda en diversos sectores (transporte, sector residencial, industrial y terciario); fomento de la participación ciudadana en la gestión de la demanda; impulso de la digitalización de los usuarios del sector energético.

c) Mecanismos de actuación

- **Desarrollo del marco regulatorio y normativo para la gestión de la demanda**

Es necesario determinar los requisitos técnicos para la participación en los mercados existentes y en desarrollo de los participantes que ofrezcan energía procedente de fuentes renovables, los gestores de almacenamiento de energía y los que presten servicios de respuesta de demanda. Además, para garantizar la participación de los pequeños consumidores, es necesario el desarrollo de la figura del agregador, y en concreto del agregador independiente, así como su derecho a entrar en el mercado de electricidad sin el consentimiento de otros participantes. Este desarrollo debe abordar la asignación de funciones y responsabilidades claras para las empresas eléctricas y los clientes, que permita un intercambio y acceso a los datos de forma equitativa y no discriminatoria, protegiendo al mismo tiempo la información pertinente, y estableciendo un mecanismo de resolución de litigios entre quienes presten servicios de agregación y otros participantes del mercado, incluida la responsabilidad por los desvíos.

- **Desarrollo de marco normativo e impulso del almacenamiento**

En lo que respecta a almacenamiento, se instala una potencia adicional de 6 GW (incluyendo bombeo y otras tecnologías de almacenamiento), aportando mayor capacidad de gestión a la generación. La disminución de los costes de las renovables de generación eléctrica y de almacenamiento está alterando de forma importante las premisas de rentabilidad de las diferentes tecnologías, por lo que la composición futura del mix de tecnologías de almacenamiento dependerá del desarrollo tecnológico y de los méritos relativos de cada alternativa. En todo caso, es necesario prever en la normativa sectorial la figura del operador de almacenamiento para evitar que éste sea penalizado al tener que asimilarse a un productor/consumidor.

Para asegurar que el sistema eléctrico dispone de la referida capacidad de almacenamiento, se analizará la necesidad de establecer marcos retributivos que, teniendo en cuenta el grado de maduración de las distintas tecnologías de almacenamiento, complementen las señales de precios de los mercados de energía y de balance del sistema que perciben estas instalaciones. El diseño de estos mecanismos vendrá determinado por los análisis de capacidad realizados por el operador del sistema en los distintos horizontes temporales y se integrarán, en su caso, en los mecanismos de capacidad que se desarrollen de conformidad con los principios establecidos en la normativa de mercado interior de electricidad.

Al objeto de contribuir al cumplimiento de los objetivos en materia de energías renovables establecidos en ley, el aprovechamiento del dominio público hidráulico no fluyente para la generación de energía eléctrica en las nuevas concesiones que se otorguen tendrá como prioridad el apoyo a la integración de las tecnologías renovables no gestionables en el sistema eléctrico. A tal fin, se promoverán, en particular, las centrales hidroeléctricas reversibles que permitan gestionar la producción renovable, respetando un régimen de caudales que posibilite cumplir con los caudales ambientales de las masas de agua afectadas y apoyando la regulación de cuenca en condiciones de fenómenos extremos, de forma que sea compatible con una gestión eficiente del recurso hidráulico y su protección ambiental. Reglamentariamente, se podrán habilitar los mecanismos que permitan aplicar a las nuevas concesiones que se otorguen una estrategia de bombeo, almacenamiento, y turbinado para maximizar la integración de energías renovables, condicionadas en todo caso al cumplimiento de los objetivos ambientales en los planes de cuenca.

Adicionalmente, es importante señalar el aumento del almacenamiento térmico que se producirá asociado a las instalaciones de energía solar de concentración. Instalaciones que incrementan su potencia instalada en 5 GW entre 2021 y 2030 y que disponen de 9 horas de almacenamiento empleando unos depósitos de sales fundidas.

- **Impulso del acoplamiento de sectores**

El acoplamiento de sectores, esto es, la alineación con otros usos de la energía, como la recarga de vehículo eléctrico, la generación de calor o frío para usos industriales o de climatización, la producción de hidrógeno, etc. permite introducir gestionabilidad en la demanda eléctrica a la vez que dar respuesta a otros usos de la energía, lo cual permite la reducción de vertidos y el aprovechamiento de energía más económica para determinados usos.

- **Gestión de recursos energéticos distribuidos en mercados locales**

Desarrollo del marco jurídico para permitir e incentivar que los gestores de redes de distribución obtengan servicios de flexibilidad y balance a partir de suministradores de generación distribuida,

respuesta de demanda o almacenamiento de energía, como alternativa coste-eficiente a mecanismos más convencionales de gestión de la red. En este sentido, el proyecto IREMEL entre IDAE y OMIE analiza el potencial y las necesidades asociadas a esta posibilidad.

- **Opciones y señales adecuadas para el consumidor**

Los usuarios que así lo deseen deben tener la posibilidad de elegir y actuar sobre su consumo energético con un contrato asociado con precios dinámicos. Esto debe permitirles ajustar su consumo en función de las señales de precios en tiempo real que reflejen el valor y el coste de la electricidad o del transporte en diferentes periodos de tiempo. Para ello será necesario detectar y eliminar las barreras legales y administrativas que dificultan que los consumidores puedan elegir cuando consumir, almacenar y/o vender la electricidad autogenerada en el mercado, o que participen en todos los mercados de la electricidad (tasas o cargas administrativas desproporcionadas...).

Es necesario analizar también la posibilidad de desarrollo legislativo para contratos bilaterales e intercambios de energía entre autoconsumidores y consumidores mediante plataformas para fomentar el intercambio entre pares y monitorizar las transacciones.

- **Asesoramiento, fomento de clientes activos y activación de otros agentes implicados**

Campañas de información y sensibilización a los ciudadanos sobre las posibilidades y opciones disponibles, y los beneficios que aportan, para promover su participación en el mercado, respondiendo a las señales de precios. También es necesario que el consumidor tenga información relativa a sus derechos en materia energética para facilitar la mejor toma de decisiones sobre todas las opciones a su disposición.

- **Desarrollo de recursos humanos cualificados**

En línea con la Medida 1.17 de formación de profesionales en el sector de las energías renovables, se pondrán en marcha programas de formación para constructores, promotores, instaladores y arquitectos, con la intención de fomentar la inclusión de aquellos elementos que sean necesarios para implementar las medidas de gestión de la demanda (domótica, inmótica, Internet de las cosas, Big data, cargadores bidireccionales de vehículo eléctrico, almacenamiento, automatización de sistemas, medidores inteligentes etc.), desde la fase de diseño de los nuevos edificios (residencial y servicios), y en las rehabilitaciones de los existentes.

- **Ventanilla única y simplificación de trámites en los procesos vinculados a la gestión de la demanda y la integración de energías renovables**

Los procesos administrativos actuales de autorización pueden dificultar el desarrollo de la gestión de la demanda. La existencia de una ventanilla única que pueda orientar al solicitante y actuar de intermediario en todo el procedimiento administrativo de solicitud y concesión de permisos, reducirá las dificultades y la complejidad de los procesos vinculados a gestión de la demanda e integración de energías renovables.

- **Proyectos piloto de gestión de la demanda y almacenamiento**

Fomento y desarrollo de proyectos pilotos de gestión de la demanda y almacenamiento, nuevas figuras que puedan participar de ella y de su aplicación, entre otros, en los mercados locales de energía.

d) Responsables

MITECO, IDAE, CNMC, REE, gestores de redes de distribución (electricidad y gas), operadores de infraestructura de recarga de vehículo eléctrico, gobiernos autonómicos y asociaciones sectoriales.

Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables

a) Descripción

La producción de electricidad mediante energías renovables en España representaba el 46% de la potencia instalada en el conjunto del parque generador a finales de 2017. En comparación con el resto de países europeos, España se situó en 2017 en sexta posición en volumen de generación renovable, con una cuota de renovables respecto a la generación total por encima de la media europea. Este grado de penetración es más meritorio, si cabe, debido a que la tecnología renovable con más participación en el sistema eléctrico es la eólica sin almacenamiento (que contribuyó con un 18,2% de la generación eléctrica en 2017), ya que es una tecnología con baja capacidad de gestionabilidad.

Este grado de integración de renovables ha sido posible gracias al **CECRE de REE**. El CECRE hace más de una década representó un centro pionero a escala mundial, gestionando y controlando en tiempo real toda la generación de los parques eólicos, que se encuentran adscritos a centros de control de generación para canalizar las consignas del operador del sistema.

El Plan contempla una cobertura del consumo eléctrico con renovables del 74% en 2030. Con el objetivo de minimizar los vertidos de energía renovable, acoplar la generación y la demanda de electricidad, maximizar el aprovechamiento de la capacidad de red y reducir la necesidad de las centrales térmicas de origen fósil como sistema de respaldo, son necesarios el refuerzo y crecimiento de las líneas de transporte y distribución en territorio nacional, incluyendo las conexiones peninsulares, los sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares.

Es igualmente importante desarrollar el marco normativo adecuado e impulsar determinadas actuaciones que permitan avanzar hacia un sistema eléctrico más flexible, que minimice vertidos y que aproveche mejor la infraestructura existente, mediante el uso del almacenamiento y la gestión de la demanda y criterios de conexión actualizados.

De hecho, el aumento de la flexibilidad del sistema hace posible alcanzar los objetivos de generación eléctrica de origen renovable previstos en este PNIEC sin incrementar la capacidad de los ciclos combinados de gas natural como tecnologías de respaldo.

b) Objetivos abordados

Abordar las nuevas necesidades de las redes eléctricas de forma que permitan la integración de renovables, la participación de nuevos actores y la seguridad de suministro, tanto para infraestructuras en tierra como en el medio marino.

c) Mecanismos de actuación

Es necesario acomodar adecuadamente en el sistema eléctrico la gran capacidad de generación renovable que impulsa el Plan en condiciones de seguridad para el sistema. Para ello se prevén los siguientes instrumentos:

- **Adaptación de la planificación de redes eléctricas de transporte y distribución**

El desarrollo y refuerzo de las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución debe adecuarse a las previsiones de desarrollo de generación renovable, con la creación de nuevos nodos de evacuación y el refuerzo de los existentes, así como el desarrollo de nuevas interconexiones internacionales, de infraestructuras de evacuación submarinas y en los sistemas no peninsulares. En ese sentido, se considera fundamental la participación de la ciudadanía y de las administraciones de los territorios en los que se prevean infraestructuras de red en la planificación de las mismas para que ésta pueda ejecutarse adecuadamente.

En concreto la planificación de la red de transporte, de competencia estatal, deberá tener en cuenta que en las próximas décadas el entorno en el que se operará sufrirá cambios sustanciales, consecuencia de los factores establecidos en este Plan. Además de los tradicionales requisitos de seguridad de suministro y fiabilidad, de los criterios técnicos establecidos, así como de los criterios económicos, de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico y la compatibilización del desarrollo de la red de transporte de electricidad con las restricciones medioambientales que procuren la minimización del

impacto medioambiental global, es necesario incorporar los siguientes principios con el fin de agilizar el desarrollo de infraestructuras para el cumplimiento de los objetivos: la maximización de la penetración renovable en el sistema eléctrico, minimizando el riesgo de vertidos y de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico; la evacuación de energías renovables en aquellas zonas en las que existan elevados recursos renovables y sea posible ambientalmente la explotación y transporte de la energía generada, tanto en tierra como en el medio marino; la maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes; la supresión de las restricciones técnicas existentes y la reducción de pérdidas de las redes.

Por último, la energía es un factor de localización de la actividad económica, por lo que la planificación debe dar una respuesta adecuada a las necesidades de mayor uso de energía eléctrica de la economía satisfaciendo las nuevas demandas que se identifiquen, incluidas las derivadas del desarrollo de las infraestructuras de ferrocarril de alta velocidad y las del vehículo eléctrico, contribuyendo así a la generación de riqueza, empleo y vertebración del territorio.

Adicionalmente, se revisará el procedimiento de planificación de modo que sea compatible con las nuevas directivas y reglamentos europeos.

El desarrollo de proyectos en la red de transporte eléctrico con especial incidencia sobre el mercado interior se aborda de forma específica en la Medida 4.3 de este Plan.

- **Digitalización y gestión**

El diseño y la operación de las redes de transporte y distribución deberán hacer frente a retos importantes como la existencia de una mayor generación distribuida y con niveles de intermitencia superiores a los actuales, así como la transformación del modelo tradicional de flujos de energía unidireccionales desde los centros de generación hacia un modelo de flujos bidireccionales e intermitentes.

Asimismo, para optimizar las inversiones en un contexto de fuerte penetración de renovables y electrificación creciente de la economía, las redes deberán llevar a cabo un importante proceso de digitalización que les permita mejorar sus sistemas de monitorización, control y automatización. Adicionalmente, la digitalización de las redes permitirá llevar a cabo una efectiva gestión de la demanda e integrar nuevos servicios para los consumidores como son los sistemas inteligentes de recarga, el almacenamiento o los agregadores de demanda.

Un mecanismo para su impulso son los esquemas de retribución de las actividades reguladas de distribución y transporte de electricidad que permiten el necesario avance en digitalización, incentivan la innovación y la aplicación de soluciones alternativas a inversiones tradicionales que puedan suponer ahorros para el sistema y reconocen el mayor nivel de interacción de los gestores de red con los usuarios, todo ello en un contexto de mayor penetración de recursos energéticos distribuidos que se conectan a la red.

Los gestores de las redes de transporte y distribución van a desempeñar también un papel relevante en la penetración de nueva generación renovable de manera que ésta pueda integrarse en condiciones de seguridad para el sistema. En este sentido, el Reglamento (UE) 2016/631 de la Comisión de 14 de abril de 2016, que establece un código de red sobre requisitos de conexión de generadores a la red, recoge la importancia de la estrecha cooperación entre los propietarios de las instalaciones de generación y los gestores de las redes. Estos últimos, serán los responsables de verificar la conformidad de los requisitos técnicos que deben cumplir los nuevos módulos de generación de electricidad de acuerdo con lo establecido en el mencionado reglamento.

- **Definición de la capacidad de conexión en la red**

Para permitir la evacuación de la nueva generación renovable sin sobredimensionar la red es necesario revisar los criterios por los cuales se define la capacidad de acceso y conexión en cada nodo de la red, de modo que sea en función de la potencia máxima de evacuación admisible y las condiciones de seguridad asociadas y no en función de la potencia pico de la instalación a conectar. Asimismo, se debería incentivar la optimización de la capacidad de

conexión a red, entre otros, mediante la hibridación de tecnologías renovables y/o almacenamiento. Además, es necesario garantizar la transparencia de la capacidad de conexión disponible en la red, con el fin de facilitar el desarrollo de nueva capacidad renovable en las ubicaciones adecuadas.

En este sentido, la Administración General del Estado y la CNMC llevarán a cabo, dentro del ámbito de sus respectivas competencias, el desarrollo del marco normativo que establezca las condiciones y procedimientos necesarios para la tramitación y obtención de los permisos de acceso y conexión a las redes. Este desarrollo normativo contribuirá a la consecución del objetivo de penetración de renovables y adoptará medidas tendentes a evitar comportamientos de especulación en beneficio de aquellos agentes que estén interesados en el desarrollo de proyectos.

- **Procedimientos de operación**

Los procedimientos de operación serán revisados y actualizados para estar al día con los cambios económicos y tecnológicos.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, CNMC, MCI), REE, distribuidores y gestores de las redes de distribución y Administraciones autonómicas.

Medida 1.4. Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida

a) Descripción

El autoconsumo con renovables permite acercar la generación al consumo y, por tanto, reducir pérdidas, incrementar la implicación de los consumidores en la gestión de su energía y reducir el impacto de la producción renovable sobre el territorio. Asimismo, convertir al consumidor en productor supone un mecanismo para ampliar las posibles fuentes de financiación del desarrollo de renovables.

En este ámbito cabe destacar las siguientes aplicaciones:

- **Autoconsumo colectivo y punto de partida para las comunidades energéticas locales**

El **autoconsumo colectivo, desarrollado en el Real Decreto 244/2019**, permite que diversos consumidores de una misma comunidad (comunidad de propietarios, un barrio, un polígono industrial, etc.) puedan beneficiarse colectivamente de las mismas instalaciones de generación próximas, situadas en el entorno de la comunidad, lo cual conlleva un aprovechamiento de la capacidad de generación y, por tanto, de la inversión a realizar.

Para aprovechar este potencial es necesario **racionalizar las cargas** económicas y administrativas, y en especial promover **programas de formación y capacitación** de la ciudadanía y las comunidades susceptibles de aprovechar el autoconsumo colectivo para que éstas puedan contar con los recursos humanos y técnicos que les permitan identificar, tramitar, ejecutar y gestionar los proyectos, así como movilizar las inversiones necesarias. Esto puede conllevar su constitución en comunidades energéticas locales, objetivo que se impulsa con la Medida 1.13 de este Plan.

- **Lucha contra la pobreza energética**

Tal como prevé la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 (ver Medida 4.11 de este Plan), los sistemas de autoconsumo pueden ser una herramienta para mitigar la pobreza energética. En este sentido, **las actuaciones de la administración relativas a la promoción de parques de vivienda pública, el acceso a la vivienda o las actuaciones de los servicios sociales**, deben tener en cuenta el potencial del autoconsumo para reducir la factura de la electricidad y la dependencia energética de las familias y los colectivos vulnerables. Asimismo, las medidas de promoción del autoconsumo deben ir dirigidas a que sean accesibles para el conjunto de la sociedad y en particular de los consumidores vulnerables quienes se ven excluidos del autoconsumo en condiciones de mercado sin medidas específicas.

Por otra parte, los esquemas de autoconsumo colectivo y los mecanismos más dinámicos de gestión de la energía permiten que Administraciones Públicas o entidades sociales **puedan gestionar situaciones de pobreza energética, no solamente mediante ayudas económicas sino también mediante la asignación de una participación en autoconsumos colectivos promovidos por estas Administraciones Públicas o entidades sociales**, que reducirían directamente la factura eléctrica de consumidores en riesgo de pobreza energética.

- **Autoconsumo como medida de competitividad**

La energía es un factor de coste en la mayoría de las actividades económicas, por lo que el incremento o la variabilidad del precio de la energía pueden ser especialmente perjudiciales para la competitividad de las empresas.

La implantación generalizada de instalaciones de autoconsumo ligadas a actividades económicas (especialmente en entornos de elevado consumo energético como los polígonos industriales) permite reducir y estabilizar los costes energéticos a largo plazo.

En este punto merece especial atención el desarrollo del autoconsumo vinculado a las instalaciones de riego, por ser éste un sector intensivo en consumo eléctrico y por ser los costes de la energía un elemento fundamental en la fijación de los precios de los productos agrícolas cultivados en regadío. Para conseguir que su generalización sea un éxito será imprescindible el trabajo conjunto de administraciones y comunidades de regantes.

Asimismo, se buscará la implicación del sector de turismo residencial en el impulso del

autoconsumo eléctrico, por la mejora de costes que puede lograr la industria en el medio plazo, por su efecto de arrastre sobre otros sectores de la economía y por el valor añadido que aporta a la oferta turística de nuestro país ante unos clientes europeos cada vez más preocupados por la crisis climática y la transición energética.

b) Objetivos abordados

Generación descentralizada, generación a partir de fuentes de energías renovables y participación ciudadana.

c) Mecanismos de actuación

Se prevén los siguientes mecanismos para promover el desarrollo del autoconsumo:

- **Estrategia Nacional de Autoconsumo**

Los objetivos en materia de autoconsumo se establecerán en la futura Estrategia para el periodo 2021-2030. En el marco de la misma se analizará el potencial de penetración por tipo de consumidor (residencial, servicios o terciario, industrial), de manera que se puedan fijar objetivos indicativos para el periodo que serán ambiciosos pero alcanzables.

Así mismo, se tendrá en cuenta la necesaria sostenibilidad técnico-económica del sistema eléctrico, permitiendo tanto la adaptación de las redes de distribución como la adaptación de la estructura de la tarifa eléctrica al nuevo escenario de generación. En todo caso, se hará un seguimiento cuantitativo y cualitativo del despliegue del autoconsumo en España, de acuerdo con los mecanismos de seguimiento previstos en el Real Decreto 244/2019.

- **Financiación blanda**

Facilita la movilización de inversión privada permitiendo el retorno de la financiación en base a los ahorros económicos que supone la generación autoconsumida.

- **Gestión por parte de terceros o modelo de servicios energéticos**

En este modelo, empresas especializadas en servicios energéticos, como por ejemplo empresas comercializadoras de energía eléctrica, acometen la inversión en instalaciones de autoconsumo y realizan su mantenimiento, vendiendo a los consumidores la energía producida en condiciones favorables. Esto evita que la empresa, familia o administración consumidora tenga que realizar la inversión o responsabilizarse de una actividad que les es ajena.

- **Medidas de fomento desde ámbito local**

Dado el marcado carácter local del autoconsumo, es necesaria la aplicación de medidas de fomento desde el ámbito municipal, autonómico o, en su caso, insular, en particular la simplificación de trámites (por ejemplo, la simple notificación previa en caso de instalaciones en edificios no sujetos a protección patrimonial) y la adecuada integración en los instrumentos de ordenación urbanística. Desde la Administración General del Estado se coordinará el desarrollo y seguimiento de las mejores prácticas con las entidades locales, insulares y autonómicas con este fin.

- **Impulso del autoconsumo en sectores vulnerables**

Impulso de experiencias que aprovechen el potencial de la normativa de autoconsumo para desarrollar sistemas en que autoconsumidores públicos o privados puedan compartir el excedente de su generación con hogares vulnerables, así como otras medidas específicas dirigidas a la mitigación de la pobreza energética.

- **Manual para el autoconsumo en entornos urbanos**

El IDAE elaborará un manual para la implantación de sistemas energéticos de autoconsumo en los entornos urbanos que facilite la toma de decisiones a las autoridades municipales.

d) Responsables

Administraciones autonómicas y locales, con una definición del marco general por parte de la Administración General del Estado, y en concreto los ministerios competentes en materia de Energía (MITECO) y de Hacienda, además del IDAE.

Medida 1.5. Incorporación de renovables en el sector industrial

a) Descripción

La introducción de energías renovables en la industria contribuye a avanzar hacia la descarbonización de la economía y al aprovechamiento de alternativas energéticas competitivas.

Según “La Energía en España 2016” **la demanda de energía final en el sector industrial supuso alrededor del 24% en el año 2015**. Esta demanda se cubrió con un **7% de fuentes de energía renovable** (principalmente biomasa). Existe, por tanto, un potencial para que tanto la biomasa, como otras fuentes de energías renovables térmicas (en especial el biogás y la solar térmica), contribuyan de forma más significativa a la descarbonización del sector industrial. En cuanto a las posibilidades del autoconsumo eléctrico en el sector industrial, aunque no ha sido apenas desarrollado hasta la fecha, también existe un potencial a aprovechar.

A la hora de diseñar los mecanismos de actuación, se valorará tanto aumentar la penetración de las renovables en subsectores que ya las consumen, como el diversificar los subsectores industriales, ya que a día de hoy existe una concentración de consumo de energías renovables en cuatro subsectores muy concretos (producción de cemento, producción de pasta y papel, alimentación, bebidas y tabaco e industria de la madera y productos derivados).

El avance de la eficiencia energética y gestión de procesos en el ámbito industrial es abordado de forma específica en la medida 2.5.

b) Objetivos abordados

Promover la generación descentralizada de energías renovables y el autoconsumo en la industria.

c) Mecanismos de actuación

Para el desarrollo de las energías renovables en la industria se plantean:

- **Programas de ayudas para incorporar energías renovables en los procesos industriales**
Líneas de apoyo a industrias o redes de calor que les suministren, en función del potencial, coste y características de la tecnología, y del potencial de mejora de su huella de carbono.
- **Desarrollo de capacidades institucionales**
Se promoverá la incorporación de forma específica de la vertiente energética en las herramientas de política industrial (en todos los niveles de la administración).
- **Acuerdos sectoriales**
Se realizarán acuerdos voluntarios con determinados subsectores industriales para propiciar el aumento del consumo de energía renovable.
- **Ayudas a la realización de estudios, informes y auditorías energéticas que faciliten a la industria el paso a procesos menos intensivos en carbono**
Estos estudios deberán identificar las distintas opciones tecnológicas en función de los requisitos específicos de calor de proceso de cada subsector industrial (pudiendo apoyarse en los documentos de mejores técnicas disponibles elaborados en el marco de la Directiva 2010/75 sobre emisiones industriales), del potencial físico, técnico y económico, e identificación de retos y propuesta de medidas.

d) Responsables

MITECO, IDAE, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo (MINCOTUR), Administraciones autonómicas y asociaciones sectoriales.

Medida 1.6. Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas

a) Descripción

El consumo de energía para usos térmicos en el año 2015 en España supuso más del 33% del total del consumo de energía final. En ese mismo año la contribución de las energías renovables dentro del consumo de calor y frío se situó en torno al 16,8%. Para alcanzar los objetivos de este Plan será necesario duplicar esta contribución en 2030.

La revisión de la Directiva de energías renovables establece que los Estados miembros deberán tomar las medidas necesarias para aumentar la cuota de energías renovables en el consumo de calor y frío en 1,3% anual a partir del valor alcanzado en el año 2020 (1,1% en caso de no considerar el calor residual). La senda de renovables térmicas contempladas en este Plan permite cumplir sobradamente con este objetivo indicativo. En ese sentido, las comunidades energéticas renovables pueden desempeñar un papel muy relevante en la consecución de este objetivo, principalmente en todo lo relacionado con el desarrollo de redes de calor y frío.

En relación a las redes de calor y frío, según las estadísticas comunicadas en el marco del artículo 24(6) de la Directiva 2012/27/UE, el consumo de energía final en redes de calor y frío en España en el año 2017 fue de 1.777,29 TJ (aprox. 42,5 ktep). Dado que el consumo de energía final en el sector de calefacción y refrigeración fue de 28.904,7 ktep, la cuota de las redes de calor y frío sobre el total de consumo en el sector de calefacción y refrigeración, fue del 0,15% (es decir, muy por debajo del 2% recogido en el artículo 24.10(a) de la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables).

No obstante, y ante el potencial identificado de desarrollo de redes de calor y frío, en este Plan se consideran medidas específicas, tanto normativas como de apoyo económico, para que las redes de calor y frío con combustibles renovables desempeñen un papel mucho más significativo en el año 2030.

b) Objetivos abordados

Fomento de la penetración de fuentes de energías renovables para usos térmicos, y en particular en el sector de la edificación y en lo que respecta a las redes de calor y frío.

c) Mecanismos de actuación

- **Evaluación del potencial de uso de energías renovables y calor y frío residual en redes de calor y frío y otros usos**, en el marco de lo dispuesto en el artículo 14 de la Directiva 2012/27/UE y en el artículo 15 de la Directiva 2018/2001/UE. Esta evaluación estará disponible a más tardar el 31 de diciembre de 2020 y se llevará a cabo de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento delegado (UE) 2019/826 que modifica los anexos VIII y IX de la Directiva 2012/27/UE y con las Recomendaciones sobre la materia que publique la Comisión Europea.

Entre otros, esta evaluación incluirá una estimación de la demanda de calefacción y refrigeración en términos de energía útil y del consumo de energía final por sectores, una identificación y/o estimación del suministro de calefacción y refrigeración actual por tecnología, la identificación de las instalaciones (a partir de los umbrales de potencia detallados en el Reglamento) que generen calor o frío residual y su potencial de suministro de calefacción o refrigeración, una previsión de las tendencias de la demanda de calefacción y refrigeración para tener una perspectiva de los próximos treinta años, un análisis del potencial económico de las distintas tecnologías, incluyendo bombas de calor, y una visión general de las medidas legislativas y no legislativas que permitan alcanzar dicho potencial económico. El resultado de esta evaluación se tendrá en cuenta de cara a actualizar las sendas de evolución de las energías renovables en usos térmicos en las correspondientes revisiones de este Plan, así como en la implantación de los mecanismos descritos a continuación.

- **Mecanismos que garanticen una cuota mínima de energías renovables en el sector de usos térmicos**

De acuerdo con el artículo 23 de la Directiva 2018/2001/UE, se determinarán los sujetos afectados, los proyectos elegibles y la forma en que se contabilizarán las aportaciones energéticas. Asimismo, se calculará cuál sería la compensación económica a aportar por cada sujeto, en su caso, que servirá como origen de fondos, a aplicar a través de los programas de ayudas.

Se establecerá un mecanismo de certificados/garantías de origen o similar, que podrá servir, bien para acreditar el cumplimiento de estas medidas, bien para verificar el origen renovable de la energía térmica de forma voluntaria por parte de actores no sujetos a las mismas.

- **Mecanismos específicos relacionados con el sector de la edificación, en cuyo desarrollo el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana (MITMA) desempeña un papel fundamental:**

- **Integración de las energías renovables térmicas en la edificación**

Es necesario revisar y elevar las exigencias en eficiencia energética y energías renovables del CTE, así como los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones térmicas, a través del RITE, para todos los edificios nuevos y rehabilitaciones.

- **Programas de ayudas (préstamos y subvenciones)**

Se plantean líneas de apoyo a instalaciones en edificios o redes de calor, en función de las características, potencial y costes de cada tecnología, así como potencial de mejora de la huella de carbono. En particular, se crearán líneas específicas para:

- La renovación del parque solar térmico instalado.
- Equipos de energía ambiente de alta eficiencia en sustitución de sistemas obsoletos.
- Renovación de equipos de biomasa por otros de altas prestaciones.
- Instalaciones de energía geotérmica mediante bomba de calor y uso directo.
- Hibridación de tecnologías renovables para alcanzar el “edificio de energía casi nulo”.
- Instalaciones térmicas integrales, estandarizadas y compactas de calor y frío.

Se valorará la tramitación específica de apoyos para instalaciones de pequeño tamaño, diseñando líneas simplificadas a través del instalador o comercializador del equipo.

Adicionalmente, el Ministerio de Hacienda analizará la conveniencia y viabilidad de una posible adecuación del marco fiscal para establecer señales que incentiven la electrificación y el uso de renovables para las necesidades térmicas, así como evitar una subvención indirecta de los combustibles fósiles.

- **Mecanismos relativos a la promoción de redes de calor y frío**

- **Recabar de forma anual la información** necesaria para cumplir con las obligaciones estadísticas sobre redes de calor y frío, tanto existente como nuevas, que incluirá al menos la capacidad instalada, tecnología utilizada, el combustible utilizado, la energía producida y si la instalación cumple con la definición de “sistema urbano eficiente de calefacción y refrigeración” recogida en la Directiva de eficiencia energética (al menos 50% energía renovable, 50% calor residual, 75% calor cogenerado o un 50% de una combinación de estos tipos de energía y calor).
- Además, se establecerán los mecanismos para garantizar que se facilite información a los consumidores finales sobre la eficiencia energética y sobre la cuota de energías renovables en las redes de calor a las que estén conectados. Se evaluará la posibilidad de llevar a cabo esta medida mediante la modificación de la normativa sobre instalaciones térmicas existentes (RITE), así como la referente a la certificación energética de edificios.
- **Evaluación del potencial** de estas redes en nuevos desarrollos urbanísticos.
- **Desarrollo de comunidades energéticas renovables** ligadas a redes de climatización incluyendo capacitación técnica en el ámbito municipal.
- Garantizar la realización de **análisis coste/beneficio** en cada nuevo desarrollo urbanístico.
- **Análisis normativo** e implantación de posibles medidas a potenciales usuarios.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, Ministerio de Hacienda y MITMA); Administraciones autonómicas y locales.

Medida 1.7. Biocombustibles avanzados en el transporte

a) Descripción

El transporte contribuye de forma significativa a las emisiones de GEI (**un 27% sobre el total en el año 2016**). Por ese motivo, se trata de un sector clave en el proceso de descarbonización.

El transporte por carretera y ferrocarril representa prácticamente **un tercio del consumo total de energía**, situándose en 28.241 ktep en 2016 (28.368 ktep contabilizables según la metodología establecida en la Directiva de Energías Renovables). Ese año, la aportación de las energías renovables en este sector ascendió al **5,3%** (calculado conforme a la citada metodología).

La revisión de la Directiva de energías renovables establece un objetivo general de renovables en el transporte del **14% en el año 2030**. Además, se fijan objetivos específicos de biocarburantes avanzados para los años 2022 (0,2%), 2025 (1%) y 2030 (3,5%). La consecución del citado objetivo general de energías renovables y, en consecuencia, la descarbonización del transporte se lograrán mediante la reducción del consumo (por ejemplo, fomentando el cambio modal) y con la contribución de distintas tecnologías (principalmente los biocarburantes y la electricidad renovable).

Tanto el cambio modal, especialmente en el ámbito de la movilidad urbana y metropolitana, como la electrificación del transporte, entendida en lo relativo al parque automovilístico y también a la infraestructura de recarga, son medidas que se encuentran detalladas en el apartado de Eficiencia Energética de este Plan, por lo que esta medida se centra en los biocombustibles avanzados.

Los biocarburantes constituyen la tecnología renovable más ampliamente disponible y utilizada en la actualidad en el transporte. Además, en determinados sectores como el de los vehículos pesados (cuyo consumo es una parte relevante del total correspondiente al transporte por carretera) y el de la aviación, seguirán siendo durante los próximos años el único medio de reducir la utilización de carburantes de origen fósil.

El cumplimiento de los objetivos de consumo de biocarburantes avanzados requiere un impulso específico de su producción, que todavía es muy reducida. Esto se debe, en unos casos, a la limitada disponibilidad de algunas de las materias primas consideradas y, en otros, al bajo nivel de madurez tecnológica de algunos de los procesos que permiten la fabricación de este tipo de biocarburantes.

Salvo los biocarburantes producidos a partir de las materias primas del Anexo IX de la Directiva 2018/2001, la previsión es que el resto se produzca a partir de productos agrícolas convencionales o semejantes.

b) Objetivos abordados

Penetración de biocarburantes avanzados en el sector transporte.

c) Mecanismos de actuación

En este ámbito se prevén los siguientes mecanismos:

- Obligación general de venta o consumo de biocarburantes.
- Adaptación del sistema de certificación para recoger de forma específica los biocarburantes avanzados y, en particular, el biometano inyectado en red.
- Programa de ayudas para instalaciones de producción de biocarburantes avanzados.
- Promoción de las instalaciones de producción de combustibles renovables de origen no biológico.
- Establecimiento de una obligación específica de venta o consumo de biocarburantes avanzados para el periodo 2021-2030.
- Promoción del consumo de mezclas etiquetadas de biocarburantes, a través de medidas que permitan ofrecer esta posibilidad en estaciones de servicio.
- Establecimiento de objetivos específicos de consumo de biocarburantes en aviación.

d) Responsables

MITECO y MCI.

Medida 1.8. Promoción de gases renovables

a) Descripción

Los gases renovables son de los pocos vectores energéticos renovables que puede utilizarse tanto para generar electricidad, como para cubrir demanda energética en procesos industriales de alta temperatura y en el transporte.

Existen diferentes tipos de gases renovables y esta medida se refiere principalmente pero no exclusivamente a: biogás, biometano e hidrógeno de origen 100% renovable (tanto el recurso como la energía empleada en el proceso de obtención).

Hasta la fecha la promoción de gases renovables se ha limitado principalmente al biogás. El biogás, en términos de reducción de emisiones de GEI consigue, no solo la derivada del uso de un combustible 100% renovable³⁷, sino también una reducción adicional de emisiones no energéticas (principalmente CH₄), asociadas a una mejor gestión de los residuos municipales, los lodos de depuradora y los residuos tanto agrícolas y ganaderos como de la industria agroalimentaria.

Las medidas aplicadas para la retribución a la generación eléctrica de las plantas de biogás no han tenido los resultados esperados, estando el aprovechamiento en España muy por debajo del potencial existente y muy alejado del obtenido en otros países de la Unión Europea. La energía primaria procedente de biogás en 2016 en la Unión Europea superó por primera vez los 16.000 ktep, suponiendo la contribución de España el 1,4%. En los últimos años, ha adquirido relevancia la depuración de biogás hasta biometano para, una vez cumplidos determinados requisitos de calidad, poder ser inyectado en las redes de gas natural³⁸. Esto supone una mejora en las posibilidades de aprovechamiento energético del biogás. La *European Biogas Association* estima que hay más de 500 plantas de biometano con inyección a red en la Unión Europea, de las cuales una está en España. La segunda planta tiene prevista su puesta en marcha en el primer trimestre de 2020.

El biogás es el gas renovable que tiene la primacía en el corto y medio plazo, por aspectos de desarrollo tecnológico, potencial disponible y costes de producción. Tras su enriquecimiento hasta biometano, puede tener los mismos usos y usuarios y utilizar la misma infraestructura que el gas natural³⁹. Es especialmente interesante para descarbonizar aquella demanda, habitualmente ligada a usos térmicos en la industria, que es difícil de descarbonizar con otras renovables. Adicionalmente, su producción y uso está ligado a la gestión de residuos y a la economía circular.

En el largo plazo podría ser relevante la aparición del hidrógeno de origen 100% renovable (tanto el recurso como la energía empleada en el proceso de obtención) como vector energético y flexible, que permite integrar la electricidad renovable variable excedentaria y el uso de las infraestructuras de gas. El hidrógeno solo puede ser considerado como gas renovable cuando se obtiene utilizando energía eléctrica 100% renovable, a través de procesos como la electrólisis del agua. El uso del hidrógeno 100% renovable contribuye a un doble objetivo: por un lado, reducir las emisiones contaminantes locales y los gases de efecto invernadero durante todo el ciclo de producción y uso; por el otro, aprovechar la energía eléctrica excedentaria de origen renovable en los momentos de baja demanda. Sus principales cualidades son las siguientes:

- Podría ser utilizado en los vehículos eléctricos con pila de combustible sin generar emisiones locales. Es posible su uso en transporte pesado por carretera o en buques, etc.
- Su uso inmediato en la industria (sin necesidad de almacenarlo) como sustitución de otros combustibles fósiles.

³⁷ El biogás (CH₄+CO₂+otras trazas) se obtiene a partir de la digestión anaeróbica de la fracción biodegradable de los residuos ganaderos, lodos de depuradora etc.

³⁸ El biometano producido a partir de la digestión anaerobia de materias residuales es un biocarburante de los considerados “avanzados”, esto es, elaborado a partir de materias primas del Anexo IX.A de la directiva de renovables (directiva 2009/28, enmendada por la directiva 2015/1513). En el Anexo V de la directiva 2009/28, de fomento de las energías renovables, se establece que los valores típicos de reducción de GEI para el biogás de residuos se sitúa entre el 80% y el 86%, según el tipo de residuos de que se trate.

³⁹ Dado el alto potencial de calentamiento global del metano, es crítico considerar las emisiones fugitivas de este gas derivadas de los diferentes procesos de *upgrading*, ya que los procesos que no consigan rendimientos de recuperación de metano muy elevados tendrán unas emisiones asociadas de GEI muy superiores a las de otros gases renovables como el biogás.

- Su densidad energética⁴⁰ lo convierte en un vector energético adecuado para almacenar energía (en particular estacional) y liberarla posteriormente de forma gradual.
- Se puede convertir en gas natural sintético a través de captura de CO₂ y en este caso sin limitaciones en su introducción en las redes de gas natural.

Adicionalmente, como consecuencia de la reducción de los costes de la electricidad producida a partir de fuentes renovables, así como de las tecnologías de electrolisis y de la valorización energética del hidrógeno, también se prevén oportunidades para otros gases renovables en el medio y largo plazo.

Por último, en función del desarrollo tecnológico, se propondrán mecanismos para la promoción del *power to gas* o la producción de gases renovables por medio de la electricidad.

b) Objetivos abordados

Promoción de gases renovables para su uso en la generación de electricidad y usos térmicos.

c) Mecanismos de actuación

El impulso de la utilización del gas renovable se centra en la superación de las principales barreras tanto técnicas como administrativas a las que debe hacer frente. Tales barreras son, entre otras:

- Elevado coste de producción a partir de fuentes renovables, muy superior a la extracción y procesamiento de los combustibles fósiles o a la producción de gas descarbonizado (o de bajo contenido en carbono) a partir de materias primas de origen fósil.
- Inexistencia de un certificado de origen reconocido que garantice su origen renovable y valore su consumo.
- Necesidad de establecer con claridad los derechos, obligaciones y responsabilidades de los agentes involucrados en la producción, transporte y comercialización de gas renovable, dotándolos de la seguridad jurídica necesaria para emprender su actividad.
- Conveniencia de definir las condiciones para la inyección física (conexión) y la prestación del servicio de transporte y distribución del biometano (acceso).
- Desconocimiento por parte de los usuarios finales, especialmente en cuanto a la seguridad en su manejo y la validez de los equipos, siendo necesarias acciones de difusión, información y concienciación.
- Déficit de instalaciones de suministro. Por ejemplo, la instalación de hidrogeneras está sometida a un conjunto de procedimientos complejos para obtener los permisos requeridos, siendo reguladas como un conjunto de instalaciones independientes. Suponen elevadas inversiones y largos plazos de recuperación.

A la vista de las barreras anteriores, se fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biometano, el hidrógeno 100% renovable y otros combustibles en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía, ambas de origen renovable, incluyendo acciones de I+D+i tanto para el biogás y el hidrógeno como para las tecnologías menos maduras como el *power to gas*.

Para la realización de estos planes se analizará la situación de los gases renovables en España, teniendo en cuenta los diferentes grados de madurez tecnológica de las distintas opciones, lo que incluirá:

- Determinación y proyección del potencial de producción teórico a 2030/2050. Justificación de la demanda asociada, técnicamente viable y económicamente rentable en comparación con otras opciones de descarbonización, considerando beneficios por flexibilidad del sistema (binomio electricidad-gas), así como el potencial de utilización y aprovechamiento de la red existente de gas natural.
- Definición de una estrategia para determinar el uso más eficiente y la manera más eficaz de aprovechar este recurso.
- Diseño de los mecanismos de apoyo, basados en objetivos de penetración, que permitan el aprovechamiento eficiente del gas renovable, sustentados en un sistema de certificación que

⁴⁰ La densidad energética del H₂ equivale a un tercio aproximadamente de la del metano (CH₄).

permita la supervisión y control de los objetivos, así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos en competencia con otras opciones de descarbonización.

- Desarrollo de regulaciones que permitan la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.
- Determinación de un sistema de garantías de origen de los gases renovables que acredite la procedencia y trazabilidad de los mismos y el impacto ambiental asociado a su producción y uso.
- Identificación y eliminación de las barreras regulatorias que dificulten el desarrollo de los gases renovables, especialmente del *power to gas*.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO); Administraciones autonómicas y locales.

Medida 1.9. Plan de renovación tecnológica en proyectos ya existentes de generación eléctrica con energías renovables

a) Descripción

Durante la década 2021-2030, aproximadamente 22 GW de potencia eléctrica renovable habrán superado su vida útil regulatoria. Sin un plan específico para la renovación tecnológica de estos proyectos, es previsible que se produzca una reducción de la potencia instalada de origen renovable, fundamentalmente compuesta por parques eólicos antiguos y centrales minihidráulicas, aunque también afectaría a las primeras instalaciones que se pusieron en marcha de biomasa, biogás y fotovoltaica. Con el objeto de no perder su contribución energética, es necesario contemplar un plan específico para la renovación tecnológica de estas instalaciones.

Las instalaciones existentes de generación eléctrica con renovables suponen un importante activo dada su ubicación en lugares de elevado recurso energético, la existencia de infraestructuras y la capacidad existente de conexión a la red, así como el menor impacto ambiental y territorial derivado de desarrollar nuevos proyectos en ubicaciones ya destinadas a la generación de energía.

La remaquinación o repotenciación de proyectos existentes permite un mejor aprovechamiento del recurso renovable por la substitución de sistemas obsoletos o antiguos por otros nuevos de mayor potencia o eficiencia. Por otro lado, tanto estos mecanismos como la **hibridación** mediante la incorporación de distintas tecnologías de generación o de almacenamiento a proyectos existentes permiten un mejor uso de la capacidad disponible de conexión a la red. Además, la actualización por sistemas que cumplan con los códigos de red más recientes reduce la afectación de la instalación sobre la red, lo que permitirá un uso más eficiente de la misma y facilitará la conexión de nueva potencia renovable en ese nodo.

A nivel ambiental, la remaquinación, repotenciación e hibridación pueden suponer un menor impacto al concentrar la generación renovable en un entorno concreto, reducir el número total de máquinas y por tanto la huella del proyecto y reducir la necesidad de nuevos tendidos de red.

b) Objetivos abordados

Desarrollo de las energías renovables. Renovación de parques renovables antiguos para el mantenimiento de su capacidad.

c) Mecanismos de actuación

Se prevén los siguientes mecanismos:

- **Simplificación administrativa**

El artículo 16.6 de la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables fija que la repotenciación de proyectos renovables deberá someterse a un

régimen de concesión de permisos simplificado y rápido, de duración no superior a un año. Dado que los proyectos existentes ya fueron objeto de tramitación administrativa previa para su autorización, es necesario evaluar, entre otras, la posibilidad de aplicar las siguientes simplificaciones durante su tramitación, mientras se garantice la adecuada integración en el territorio de la infraestructura: la exención del trámite de utilidad pública y de declaración de bienes y derechos afectados; la exención de la necesidad de presentar un nuevo estudio arqueológico, si ya se presentó uno durante la tramitación de la instalación existente; reducción de los plazos de tramitación en la evaluación de impacto ambiental; reducción de los plazos de los trámites de información a otras Administraciones Públicas para la autorización administrativa y el traslado de los condicionados técnicos para la aprobación de proyecto; y simplificación de los requerimientos de acreditación de la capacidad del solicitante.

En el caso concreto de la evaluación de impacto ambiental, la existencia de casuísticas comunes entre posibles proyectos de repotenciación hace aconsejable establecer criterios y condicionantes relativamente homogéneos de cara a la tramitación de los proyectos de repotenciación.

- **Apertura de mesas de coordinación con las Comunidades Autónomas**

Para articular la simplificación administrativa descrita anteriormente, es necesaria la implicación activa de las Comunidades Autónomas, dadas sus competencias en materia de urbanismo y medio ambiente y su grado de conocimiento de cada realidad territorial.

- **Convocatorias de subastas para la asignación de un régimen retributivo específico a los proyectos de renovación tecnológica**

Se propone la realización de subastas específicas para la renovación tecnológica de las instalaciones renovables que hayan superado su vida útil regulatoria. De esta manera, los proyectos asignados que renueven sus equipos e instalaciones, percibirían una retribución adicional a la del mercado eléctrico. El mecanismo previsto es el de procedimientos de concurrencia competitiva, mediante el establecimiento de un calendario plurianual de subastas, para determinar un régimen retributivo coste-eficiente en la aplicación de los apoyos públicos, acompañado de las medidas administrativas necesarias para aprovechar las infraestructuras existentes.

Se admitirán tanto proyectos de remaquinación (con potencia inferior o igual a la de la instalación existente) como de repotenciación (que supongan un aumento de la potencia).

- **Regulación del fin de concesión de las centrales hidroeléctricas**

Con el fin de garantizar que se lleven a cabo las inversiones necesarias y que las centrales no dejen de funcionar una vez terminen las concesiones existentes, se hace necesario definir reglamentariamente los procedimientos y plazos aplicables a estas instalaciones.

d) Responsables

Administración General del Estado, Administraciones autonómicas y locales.

Medida 1.10. Promoción de la contratación bilateral de energía eléctrica renovable

a) Descripción

En todo el mundo, ciudades, comunidades, empresas y ciudadanos están demostrando interés en un consumo de energía 100% renovable. La iniciativa “GO 100% RE” ha mapeado países, ciudades, regiones, empresas y actores de la sociedad civil, con un total de más de 62 millones de personas que han cambiado o están comprometidas a cambiar en las próximas décadas a suministro de energía eléctrica 100% renovable.

El sector privado está apoyando la transición energética a través de la demanda de energías renovables, con iniciativas como RE100, una iniciativa internacional lanzada en la Semana del Clima de Nueva York 2014 formada por empresas privadas comprometidas con el consumo de electricidad 100% renovable. En la actualidad, numerosas empresas multinacionales se han unido al compromiso de consumir electricidad 100% renovable. Estas compañías desarrollan sus actividades en una amplia gama de sectores: automotriz, vestimenta, finanzas, alimentos y bebidas, informática, farmacéutica, inmobiliaria, comercio minorista, etc.

Uno de los posibles mecanismos para obtener un suministro de electricidad renovable 100% es la contratación bilateral con un productor. En la actualidad en España, donde la contratación bilateral ha comenzado a despegar, los principales compradores dentro de este esquema son empresas comercializadoras.

Si bien los contratos bilaterales representan una oportunidad, para complementar otros mecanismos retributivos y atraer financiación, no están exentos de retos como los relativos al diseño de un contrato óptimo que equilibre las necesidades del productor y del consumidor, o la falta de conocimiento por parte de los potenciales compradores de la existencia de este mecanismo.

Por otra parte, la contratación de medidas de eficiencia energética en el sector público se aborda separadamente en la medida 2.12.

b) Objetivos abordados

Desarrollo de las energías renovables y participación de nuevos actores, mediante el fomento de la contratación de energía eléctrica 100% renovable.

c) Mecanismos de actuación

Además de los mecanismos previstos en las medidas específicas de contratación pública de energías renovables y de promoción del papel proactivo del consumidor, se analizarán mecanismos para fomentar la contratación bilateral a largo plazo con productores de energía renovable, como instrumentos para reducir el riesgo de dichas operaciones o contribuciones mínimas para determinados grandes consumidores de energía.

d) Responsables

Asociaciones sectoriales, MITECO, Administraciones autonómicas y locales.

Medida 1.11. Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa

a) Descripción

La gestión y el aprovechamiento de la biomasa conllevan elementos de valor añadido además de su potencial exclusivamente energético. En particular permiten la dinamización del entorno rural y mitigan el riesgo de despoblación, así como favorecen una mejor adaptación de determinados territorios a los efectos del cambio climático. La biomasa puede desempeñar asimismo un papel instrumental en el ámbito de la transición justa. Es por ello que la biomasa forma parte de diversas estrategias impulsadas por las diferentes Administraciones Públicas más allá del ámbito de aplicación de este Plan. Por otro lado, los residuos son un elemento clave dentro de la economía circular. Por ello, es necesario desarrollar actuaciones que faciliten la conexión y el logro de ambos objetivos: transición justa y economía circular.

Para calor y electricidad con biomasa, es esperable que el mayor desarrollo se produzca con **biomasa de origen forestal o agrícola** (en la industria, en general, ya se viene utilizando). Se precisan del orden de 1.600 ktep/a adicionales para el incremento de generación eléctrica y 411 ktep/a adicionales para usos térmicos. En el PER 2011-2020 se valoró, de forma conservadora, que el potencial adicional en España es de 17.286 ktep/a, de los cuales 10.433 ktep/a son restos agrícolas o forestales sostenibles y la diferencia son nuevas masas leñosas o herbáceas. Por consiguiente, existen recursos más que suficientes.

b) Objetivos abordados

Penetración de fuentes de energías renovables y desplazamiento de fuentes fósiles, participación de nuevos actores e innovación.

c) Mecanismos de actuación

En cuanto a los mecanismos concretos a desarrollar, destacan:

- **Promoción de las energías procedentes de biomasa con criterios de sostenibilidad**
 - Desarrollo normativo en toda la cadena de valor de la biomasa.
 - Estrategia para el aprovechamiento energético de las podas del sector agrario.
 - Adaptación a las obligaciones ligadas a la calidad del aire en las instalaciones de biomasa tanto las nuevas como las ya existentes.
 - Fomento de la certificación y principio de proximidad de origen en el aprovechamiento de la biomasa.
 - Divulgación y fomento de equipos de calefacción local de alta eficiencia y bajas emisiones
 - Formación específica para instaladores y otros profesionales del sector de la biomasa.
- **Medidas de apoyo económico ligadas a:**
 - Plantas de logística de biomasa.
 - Penalización del depósito de residuos en vertedero. Se favorecerá el establecimiento de unas bases consensuadas para la implementación armonizada (y creación, en su caso) del impuesto al depósito de residuos municipales e industriales en vertedero, tal y como ya existe en distintas Comunidades Autónomas.
 - Aprovechamiento de la biomasa en instalaciones públicas.

d) Responsables

Administración General del Estado y Administraciones autonómicas.

Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas

a) Descripción

Todas las tecnologías, incluidas las energéticas, han de pasar antes de su implementación generalizada por el proceso de demostrar su eficacia y disponibilidad, lo que se conoce como el “valle de la muerte”. Esta etapa, asociada a la integración de las políticas de I+i+c con el desarrollo del mercado, se caracteriza habitualmente por la combinación de un incremento sustancial en las necesidades de inversión y un bajo nivel de fiabilidad técnica. Muchos desarrollos tecnológicos no consiguen superarla por la falta de la inversión (pública y privada) necesaria para dar el salto desde la fase de proyecto piloto, hecho que ha de servir de acicate para que las Administraciones Públicas y el sector privado aúnen esfuerzos a través de la formación de consorcios. Ejemplos de actuaciones desarrolladas en el pasado han sido Sotavento en el ámbito de la eólica o Ecocarburantes Españoles en el de los biocarburantes.

El detalle de las tecnologías innovadoras cuyo desarrollo será necesario para la consecución de los objetivos del Plan Nacional se encuentra en la dimensión quinta de este Plan Nacional. Por lo que toca a esta medida, es necesario mencionar que la singularidad no solo corresponde a proyectos innovadores, sino que se refiere también a los retos a enfrentar. Por ejemplo, el geográfico (la insularidad) o de mercado, como es el caso de la geotermia de alta temperatura para generación eléctrica a gran escala, que no dispone de mercado en España a pesar de ser una tecnología madura, o el caso de la eólica marina que en el caso de desarrollarse alrededor de los territorios insulares cumpliría con los dos principales aspectos de singularidad buscados. Además, se ha detectado la oportunidad en el corto plazo que tendría la utilización de estos territorios insulares como tractores y “punta de lanza” para el despliegue de la eólica marina, asociado a la incorporación de requerimientos de almacenamiento y apoyo al sistema eléctrico, con un mayor impacto en la reducción de emisiones de GEI e incluso evitando costes actuales para el sistema eléctrico y asociados a los Presupuestos Generales del Estado. Es fundamental que el sector público, en colaboración con el sector privado, pueda liderar proyectos piloto o demostrativos que demuestren la viabilidad o necesidad de nuevos modelos o sistemas que todavía no están en pleno desarrollo comercial.

b) Objetivos abordados

Desarrollo de mercado para nuevas tecnologías de energías renovables.

c) Mecanismos de actuación. Se plantean dos principales:

- **Plan de desarrollo de proyectos singulares**

Programa destinado a la participación del IDAE en proyectos singulares o demostrativos donde la aportación del Instituto o la colaboración público-privada tengan especial relevancia. Podrá utilizarse el sistema de apoyo que mejor se adapte al desarrollo del proyecto (participación societaria, financiación, FPT, UTE, etc.).

- **Energía sostenible en las islas**

En mayo de 2017 España firmó, junto con la Comisión Europea y otros 13 Estados miembros, la declaración política sobre Energía Limpia para las Islas de la UE, reconociendo el potencial de las mismas de ser las arquitectas de su propia transición energética, así como la oportunidad de aprovechar estos territorios como campo de pruebas para tecnologías o políticas de transición energética que puedan luego exportarse al continente. Con este objetivo, la Administración General del Estado promoverá estrategias de energía sostenible en las Islas Baleares y Canarias, en colaboración con los respectivos Gobiernos autonómicos e insulares, que permitan a su vez reducir los correspondientes sobrecostes energéticos. En particular se aspirará a una adecuada integración de las renovables en el territorio y que éstas puedan suministrar también potencia firme y otros servicios como estabilización de frecuencia o arranque autónomo en caso de ceros de tensión, así como la movilidad cero emisiones y la integración del cambio de modelo energético en el ciclo del agua.

También será necesario avanzar en la interconexión entre los sistemas extrapeninsulares y reducir la dependencia energética de estos territorios, tal como recoge la Medida 3.2 de este Plan.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, IDAE), Comunidades Autónomas insulares.

Medida 1.13. Comunidades energéticas locales

a) Descripción

La normativa europea persigue impulsar el papel de la ciudadanía como motor de la transición energética, y para ello define dos nuevas entidades jurídicas:

- Comunidad de energías renovables (definida en la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables).
- Comunidad ciudadana de energía (definida en la Directiva 2019/944 sobre normas comunes del funcionamiento del mercado interior de la electricidad).

El término “comunidades energéticas locales” sirve para englobar a las dos.

Ambas figuras jurídicas, que deberán incorporarse al ordenamiento jurídico español, tienen dos elementos comunes: deben estar controladas por socios o miembros que estén en las proximidades de los proyectos y su objetivo ha de ser proporcionar beneficios medioambientales, económicos y sociales a sus socios o miembros o a las zonas locales donde opera. Adicionalmente, en el caso de las comunidades de energía renovables, los socios deben ser personas físicas, pymes o autoridades locales (incluidos municipios).

La principal diferencia entre ambas figuras es que, mientras el objetivo de la comunidad de energías renovables es la realización de proyectos de cualquier naturaleza (eléctrico, térmico o transporte) siempre y cuando el origen energético sea renovable, la comunidad ciudadana de energía se ha pensado para abarcar cualquier proyecto relacionado con el sector eléctrico, incluyendo la distribución, suministro, consumo, agregación, almacenamiento de energía, prestación de servicios de eficiencia energética o la prestación de servicios de recarga para vehículo eléctrico, o de otros servicios energéticos a sus miembros.

Respecto a las comunidades de energías renovables, entre otras medidas se llevará a cabo una evaluación de los obstáculos existentes y de su potencial de desarrollo. También deberá garantizarse que puedan producir, consumir, almacenar y vender energías renovables, en particular mediante contratos de compra de electricidad renovable, así como acceder a todos los mercados de energía adecuados, tanto directamente como mediante agregación.

Respecto a las comunidades ciudadanas de energía, entre otras medidas deberá permitirse que puedan poseer, establecer, adquirir o arrendar redes de distribución y gestionarlás autónomamente, así como acceder a todos los mercados organizados.

b) Objetivos abordados

Facilitar la participación de ciudadanos, pymes y entidades locales en la transición energética.

c) Mecanismos de actuación

- Se desarrollará el marco normativo apropiado para definir estas entidades jurídicas y favorecer su desarrollo, en particular para cumplir con lo dispuesto en el artículo 22 de la Directiva 2018/2001 y en el artículo 16 de la Directiva 2019/944. El desarrollo del marco normativo deberá tener en cuenta figuras y casuísticas de actores o agrupaciones existentes y susceptibles de constituirse en comunidades energéticas locales, como cooperativas, polígonos industriales, parques tecnológicos, comunidades de propietarios o zonas portuarias.
- Eliminación de barreras mediante el establecimiento de una ventanilla única que permita orientar al solicitante, actuando de facilitador de los procedimientos administrativos, así como favoreciendo la simplificación de trámites en los procesos vinculados a proyectos de comunidades energéticas locales.
- Promoción de proyectos de demostración de comunidades energéticas locales que cubran una casuística lo más amplia posible, identificando y posibilitando modelos de negocio viables para las distintas tipologías de proyectos, que permitan su desarrollo a gran escala.

- Programas de formación y capacitación para que las comunidades energéticas locales puedan contar con los recursos humanos y técnicos que les permitan identificar, tramitar, ejecutar y gestionar los proyectos, así como movilizar las inversiones necesarias.
- Análisis de la creación en el IDAE de una oficina de promoción y apoyo de comunidades energéticas locales que, entre otros mecanismos, diseñe e implemente líneas específicas de garantías y/o financiación; asistencia técnica, promueva la adquisición conjunta de equipos y servicios, identifique y divulgue las mejores prácticas.

d) Responsables

MITECO e IDAE.

Medida 1.14. Promoción del papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización

a) Descripción

La ciudadanía se encuentra en el centro de la transición energética teniendo en cuenta que puede: (1) estimular la adopción de políticas y potenciar una mayor responsabilidad social y ambiental de las empresas, (2) participar del empleo generado y (3) consumir, financiar, invertir, vender, intercambiar, gestionar y producir energía renovable. La transición hacia un sistema energético descarbonizado es un desafío tecnológico y social de primera magnitud, pero también una oportunidad para dar un papel central a la ciudadanía en el sector energético, de acuerdo con el paquete Energía Limpia para todos los europeos.

Según un estudio reciente⁴¹ el 30,9% de usuarios en España quisiera ejercer su poder de compra y escoger un nuevo proveedor de electricidad que garantice que produce y vende electricidad 100% renovable, de propiedad distribuida en manos de los ciudadanos. La participación financiera de los ciudadanos en proyectos de producción de energías renovables ayuda a dirigir los ahorros de los hogares hacia la financiación de la transición energética. El estudio citado recoge que: el 12,1% de personas consultadas adoptarían el rol de ciudadano inversor que invierte sus ahorros participando en plantas de generación de energía renovable directamente, sin ser copropietario. El 16% estaría interesado en ser copropietario de una instalación renovable financiada por particulares.

Estas actitudes contribuyen a un mejor anclaje socio-económico de las energías renovables en los territorios, participando en el desarrollo local, y posibilitando llevar a las personas a sensibilizarse o incluso a movilizarse en los aspectos energéticos. El reto es promover el rol proactivo de la ciudadanía en la transición energética y más concretamente en el despliegue de las energías renovables.

b) Objetivos abordados

Empoderar a la ciudadanía y promover su participación en la transición energética.

Mejorar sus capacidades de elección de un suministro cien por cien renovable y favorecer que las empresas reorienten su oferta hacia un servicio más renovable para ofrecerlo a un consumidor con un mayor compromiso social y mayor responsabilidad ambiental.

Promover la movilización de los fondos disponibles por parte de la ciudadanía para contribuir a financiar la transición energética renovable o para gestionar su propia energía.

Promover la participación ciudadana en la definición de las políticas energéticas locales, regionales y nacionales.

c) Mecanismos de actuación

Se prevén los siguientes mecanismos:

- **Mecanismos para favorecer la diversidad de actores** y la existencia de **proyectos ciudadanos participativos**. Se establecerán reglamentariamente mecanismos para favorecer la diversidad de actores y la existencia de proyectos ciudadanos participativos, de manera que se promueva tanto

⁴¹ Energía colaborativa. El poder de la ciudadanía de crear, compartir y gestionar renovables; Greenpeace; 2017.

la cohesión social y territorial como la transición justa y se aprovechen las oportunidades del nuevo modelo descarbonizado de generación.

Se establecerá un mecanismo de adhesión por el que los proyectos participativos puedan acceder a un contrato de venta de su electricidad a un precio fijo ligado al resultado de las subastas. Se reservará una cuota anual para los mismos que se otorgarán a los primeros que los soliciten y cumplan con los requisitos hasta cubrir la cuota de energía. Además, se valorará la posibilidad de que los proyectos que accedan al mecanismo de adhesión puedan disponer de garantías públicas que faciliten y abaraten su financiación. Adicionalmente, se valorarán opciones de diseño de subastas que favorezcan a los proyectos que tengan en cuenta la componente social mediante, entre otros, la participación ciudadana en la financiación o la existencia de un plan de reparto de beneficios, donde parte de los ingresos se destinen a actividades acordadas con los agentes locales.

- **Instrumentos de apoyo y financiación colectiva adaptados al entorno real de las ciudades y del mundo rural**, donde se contemplen criterios de concurrencia y se asegure la participación ciudadana local ya sea de una forma directa o indirecta (i.e. cooperativas, comunidades de propietarios/vecinos). Se estudiarán las opciones existentes para la oportuna agregación de proyectos que facilite, entre otros, acceder a mecanismos europeos de apoyo (i.e. ELENA⁴²) al desarrollo de proyectos renovables en general, así como a licitaciones de compra pública verde e innovadora.
- **Fomento de mecanismos de actuación en el ámbito municipal** de cara a promover las asociaciones o partenariados entre municipios y colectivos ciudadanos, dadas las sinergias existentes y los beneficios mutuos a alcanzar. El municipio puede ser asesor estratégico al coinvertir como socio en proyectos ciudadanos participativos, o incluso erigirse en operador de infraestructuras (existente y/o futura) con una alta repercusión/impacto en el éxito de los denominados proyectos participativos ciudadanos.
- **Identificación y eliminación de las barreras legales, administrativas y económicas** a la introducción de la compra-venta directa de electricidad renovable entre productores y consumidores con independencia de su tamaño, con el objetivo de facilitar un mayor impacto positivo en la transición energética del poder de compra de la ciudadanía. De este modo se garantiza a los consumidores que realmente están pagando energías renovables. Además, a diferencia de las garantías de origen renovable, se garantiza la cobertura horaria total del consumidor con energías renovables.
- **Participación de la ciudadanía en la gestión de la demanda** (individual o agregada), mediante los mecanismos necesarios para que las estructuras tarifarias, de los peajes y de los cargos eléctricos estén diseñadas para trasladar una señal favorable tanto para la gestión activa de la demanda como para la reducción del consumo. La promoción de la gestión de la demanda con carácter general se impulsa mediante otra medida específica de este Plan.
- **Derecho pleno del consumidor a tener acceso en tiempo real a sus datos energéticos sin costes adicional y a cederlos a terceros sin impedimento alguno**. Con el objetivo de promover y facilitar la participación ciudadana en el diseño e implementación de las políticas energéticas locales, regionales y nacionales, el IDAE trabajará con las administraciones públicas y los actores sociales para generar buenas prácticas en estos procesos, así como su seguimiento en el tiempo. Al objeto de que la activación ciudadana se haga realidad es preciso mejorar la alfabetización energética y la transparencia sobre la información del sistema energético. En esa dirección se trabajará con las administraciones locales y la sociedad civil para habilitar sistemas de información y asesoría para la ciudadanía sobre su energía, facturas, consumos, impactos ambientales y sociales.

d) Responsables

MITECO e IDAE.

⁴² <https://www.eib.org/en/products/advising/elena/index.htm>

Medida 1.15. Estrategia de Transición Justa

a) Descripción

La transición energética generará numerosas oportunidades de desarrollo económico y empleo, si bien en algunos casos se producirán impactos negativos, que serán especialmente significativos en aquellas zonas donde el peso de las energías fósiles en la economía local es relevante. Por ello, durante el proceso de cambio es necesario acompañar a los sectores económicos más afectados, apoyando la adaptación de empresas y personas a la nueva situación.

El compromiso por incorporar políticas de transición justa en las medidas de acción climática dirigidas a transformar los modos de producción y consumo fue acordado por los países que son parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, en la COP21. Por otro lado, en 2015 se aprobaron las Directrices de la OIT para una transición justa que ofrecen un marco que los países pueden utilizar, adoptado a través del consenso, para guiar la transición hacia economías con bajas emisiones de carbono.

Al objeto de que la transición justa se incorpore a las políticas de transición energética y descarbonización, en febrero de 2019 se presentó la Estrategia de Transición Justa como una estrategia de acompañamiento solidario, dentro del Marco Estratégico de Energía y Clima, configurado también por el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y por el PNIEC.

b) Objetivos abordados

- Facilitar el aprovechamiento de las oportunidades de empleo y mejora de la competitividad y cohesión social generados por la transición energética.
- Realizar planes sectoriales en los principales sectores económicos, analizando retos, oportunidades, amenazas y diseñando medidas necesarias para llevar a cabo su transformación.
- Minimizar los impactos negativos en las zonas vulnerables por la transición energética a través de Convenios de Transición Justa, así como brindar apoyo técnico y financiero para su implementación, como en el caso del Plan de Acción Urgente para comarcas de carbón y centrales en cierre.

c) Mecanismos de actuación

La Estrategia de Transición Justa constituye el instrumento de ámbito estatal dirigido a la transición ecológica de la economía y a la adopción de medidas que garanticen un tratamiento justo a los trabajadores afectados por la transición.

Para el aprovechamiento de las oportunidades se proponen políticas de empleo verde, políticas de formación profesional, propuestas para un mejor acompañamiento a las empresas y el impulso de planes de acompañamiento en la transición para la Industria y otros sectores.

Al objeto de minimizar los impactos negativos, el principal mecanismo de actuación son los Convenios de Transición Justa. Estos tendrán como objetivo prioritario el mantenimiento y la creación de actividad y empleo en las comarcas afectadas, a través del acompañamiento a sectores y colectivos en riesgo, la fijación de población en los territorios rurales y la promoción de una diversificación y especialización coherente con el contexto socioeconómico de cada zona. Los convenios apostarán prioritariamente por aquellos sectores que presenten mejores resultados de sostenibilidad ambiental, económica y social.

Para los desafíos a corto plazo como el cierre de minas y de centrales térmicas de carbón que no han realizado inversiones, así como centrales nucleares sin planes de reconversión previos, la Estrategia incorpora un Plan de Acción Urgente 2019-2021 con los siguientes objetivos:

- Garantizar a los trabajadores que pierdan su empleo en empresas mineras que cierren, compensaciones adecuadas como una prejubilación o baja indemnizada.
- Mantener a corto plazo el empleo para las comarcas mineras a través del Plan de Restauración de Minas y del Plan de Energías Renovables y Eficiencia Energética y otros planes a desarrollar con los municipios mineros.
- Ofrecer a las comarcas sujetas al cierre de minas, centrales térmicas de carbón o centrales nucleares, la implementación de convenios de transición con el objetivo de que los cierres no afecten al empleo y a la población al final del proceso.

Con estos objetivos, los Acuerdos de Transición Justa incluirán herramientas como:

- Garantizar a los territorios afectados el acceso prioritario a una parte o a la totalidad de la capacidad de evacuación eléctrica, así como el acceso prioritario al uso del agua objeto de concesiones.
- Promover herramientas de política energética como la posibilidad de realizar subastas específicas de renovables para estos territorios.
- Impulsar el acceso prioritario a la ayuda y los fondos, como el Programa de apoyo a la inversión industrial productiva (REINDUS), o a las inversiones estatales para la conservación y enriquecimiento del patrimonio histórico y arquitectónico.

Por último, entre otros instrumentos, se orientará la actuación de la Fundación Ciudad de la Energía hacia el impulso de medidas del ámbito de la Transición Justa (ver Medida 5.10).

d) Responsables

MITECO, en colaboración con el Ministerio de Trabajo y Economía Social; Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA); MITMA y MINCOTUR, en cooperación con los gobiernos regionales y locales y las organizaciones empresariales, sindicatos y otras organizaciones sociales.

3.1.2 Medidas transversales de promoción de las energías renovables

Medida 1.16. Contratación pública de energía renovable

a) Descripción

En la actualidad, el Acuerdo Marco 23/2017 formalizado el 31 de julio de 2018 relativo al suministro de energía eléctrica en la Administración General del Estado, sus organismos autónomos, entidades gestoras y servicios comunes de la Seguridad Social y demás entidades públicas estatales, y otras adheridas, establece que el suministro de energía eléctrica tendrá un 50% de garantía de origen, salvo que en las prescripciones adicionales el organismo interesado haya establecido un porcentaje mayor.

Por su parte, en diciembre de 2018, el Consejo de Ministros aprobó el Plan de Contratación Pública Ecológica y de la Administración General del Estado, que fija el objetivo de contratación de energía eléctrica con origen 100% renovable en el año 2025, para todo el consumo eléctrico de los edificios y servicios de la Administración General del Estado.

Teniendo en cuenta que, en su diseño actual, las garantías de origen no garantizan nuevas inversiones en energías renovables, se analizará la posibilidad, de cara al próximo Acuerdo Marco, de sustituir la exigencia de garantías de origen por la implantación de mecanismos de adquisición electricidad de origen renovable mediante acuerdos de compra a largo plazo que incentiven nuevas instalaciones, así como fórmulas innovadoras que permitan, entre otros, la instalación de sistemas de generación de autoconsumo en los edificios públicos.

Para progresar más en la senda de descarbonización, es necesario promocionar similares objetivos en el resto de las administraciones públicas, tanto autonómicas como locales, mediante la difusión de información, modelos de pliegos y licitaciones y manuales de buenas prácticas.

b) Objetivos abordados

- Descarbonización del suministro eléctrico de la Administración General del Estado y del resto de administraciones públicas.
- Promoción de nuevas instalaciones de energías renovables.

c) Mecanismos de actuación

- Diseño e implementación de nuevos acuerdos marco de compra de energía 100% renovable, así como introducción de sistemas de autoconsumo renovable en edificios públicos.
- Análisis del diseño e implementación de subastas centralizadas para la compra de electricidad de origen renovable a largo plazo, proveniente de nuevas instalaciones.
- Análisis del potencial de la compra pública innovadora (ver Medida 5.5 de este Plan) para la implantación de renovables en el ámbito público.

d) Responsables

Ministerio de Hacienda y MITECO.

Medida 1.17 Formación de profesionales en el sector de las energías renovables

a) Descripción

El PNIEC, en su capítulo 4 “Análisis de impacto de las políticas y medidas del plan”, estima un crecimiento neto anual del empleo de entre 253.000 y 348.000.

En 2012, IRENA ya informaba que la consecución de los compromisos en materia de energías renovables demandaría profesionales cualificados en toda la cadena de valor, e identificaba la necesidad de incrementar y mejorar la formación de profesionales en renovables como uno de los principales retos del sector. Los efectos de la escasez y la deficiente formación de los profesionales se traducen en una ralentización del mismo, pérdidas económicas en los proyectos y empeoramiento de la reputación para las tecnologías afectadas.

Tanto los nuevos profesionales del sector como los profesionales existentes, junto con profesionales de otros sectores afectados por la transición justa, necesitan formación continua de calidad, que les permita afrontar los nuevos retos de los futuros mercados laborales.

Las competencias en materia de educación y formación corresponden a las Comunidades Autónomas. Adicionalmente, en la actualidad, gran parte de la formación se realiza en las propias empresas. El Plan propone inicialmente, que los diferentes niveles de la Administración trabajen junto con las asociaciones del sector y los sindicatos en la identificación de los perfiles necesarios para el cumplimiento de los objetivos del Plan para, posteriormente, promover la adopción de mejores prácticas para incrementar la formación de los perfiles deficitarios en cooperación con los organismos afectados.

b) Objetivos abordados

En previsión de la implantación de nuevas tecnologías de descarbonización, hay que anticiparse a las demandas del mercado y promover una formación continua en los cinco niveles de cualificación profesional homologada, teniendo en cuenta que el Mercado Único europeo demanda la formación en habilidades profesionales que faciliten la movilidad en la UE. Para ello se pretende:

- Mejorar la formación. La tecnología avanza rápidamente y es necesario un proceso de adaptación y mejora continua de la oferta de formación existente, que permita una actualización permanente de las habilidades profesionales para mantener la competitividad en el mercado laboral.
- Incrementar la oferta en formación. El Plan prevé nuevos perfiles profesionales relacionados con tecnologías de las que se estima un gran despegue, pero apenas existe mercado hoy en día, como por ejemplo nuevos sistemas de almacenamiento energético. Es necesario el desarrollo e implantación de nuevas titulaciones y especialidades.
- Atraer el talento. El sector de la energía necesita la incorporación de nuevos talentos. Hay que facilitar el acceso a las nuevas oportunidades de formación. Para lo cual se deben por un lado difundir las oportunidades del mercado laboral, y por otro, poner en marcha mecanismos (becas, créditos, etc.) para que quien lo desee pueda acceder en igualdad de condiciones. Es necesario divulgar las posibilidades de tener una carrera profesional dentro de la nueva economía descarbonizada. Un estudio reciente confirma que el sector de las renovables representa una oportunidad para atraer, en particular, talento femenino⁴³.

c) Mecanismos de actuación

- Determinación de los perfiles profesionales necesarios en toda la cadena de valor para las tecnologías asociadas al desarrollo del Plan.
- Adecuación de los niveles de cualificación con las necesidades del mercado de trabajo derivado de la aplicación del PNIEC.
- Medidas destinadas a la concienciación y divulgación para llamar la atención de los futuros profesionales sobre las oportunidades laborales que ofrece la transición energética.

⁴³ *Education and training gaps in the renewable energy sector*; Lucas et al.; Solar Energy 173 (2018) 449–455.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, IDAE, Ministerio de Educación y Formación Profesional, Instituto Nacional de las Cualificaciones (INCUAL), Servicio Público de Empleo Estatal (SEPES), MCI), Comunidades Autónomas, Entidades Locales, Agencias de la Energía, asociaciones sectoriales renovables, asociaciones sectoriales industriales y del sector servicios, empresas de formación, sindicatos y colegios profesionales.

Medida 1.18. Revisión y simplificación de procedimientos administrativos

a) Descripción

El retraso en la ejecución de los proyectos supone el encarecimiento de su promoción. Existe un riesgo de tramitación administrativa, ligado a plazos o trámites que dilatan o generan incertidumbre en la obtención de permisos sin necesariamente aportar mejoras o garantías de tipo ambiental, social o de adaptación al territorio.

Por otra parte, los procedimientos administrativos actuales no se encuentran, en general, adaptados y diseñados para contemplar el despliegue de instalaciones híbridas en las que convivan distintas tecnologías de generación de energía renovable que pongan en valor las oportunidades para la integración en el territorio que suponen las nuevas tecnologías o modelos de organización.

En conclusión, **es necesaria la revisión de los procedimientos administrativos con el objetivo de agilizar los proyectos y evitar a los promotores cargas innecesarias.**

Deben revisarse:

- La tramitación de proyectos de instalaciones renovables nuevas, incluyendo la alternativa de proyectos híbridos que afecten a distintas tecnologías renovables, tanto para el vertido a red de su generación como para el autoconsumo parcial.
- Las barreras o vacíos normativos que impiden la participación de las comunidades energéticas locales en el sistema.

b) Objetivos abordados

- Despliegue de energías renovables en tierra y en el mar, incluyendo proyectos híbridos.
- Despliegue de la generación descentralizada (autoconsumo y comunidades energéticas).
- Agilización y clarificación de procedimientos administrativos para proyectos renovables.
- Minimización del impacto sobre el territorio.

c) Mecanismos de actuación

- Apertura de mesas de diálogo con las Comunidades Autónomas.

Identificación de las mejores prácticas en los procesos administrativos de ámbito local, autonómico y estatal que sean claros, objetivos, efectivos y eficientes y que aporten valor a la hora de garantizar la protección del medio ambiente y el interés público y la adaptación de los proyectos a la realidad territorial. Este proceso debe contar con la corresponsabilidad de todos los actores para garantizar un desarrollo del potencial renovable equitativo en el conjunto del territorio.

- Actualización de procedimientos administrativos.

Se buscará la adaptación de los procedimientos administrativos para que incluyan la tramitación de proyectos de hibridación con distintas tecnologías renovables. Igualmente, se adecuará el procedimiento administrativo para las instalaciones de generación eléctrica en el medio marino, a partir de la energía eólica y las oceánicas, con particular atención a la reducción de plazos de tramitación para plataformas de ensayos y proyectos de I+D+i.

- Integración de las renovables en el territorio.

El cumplimiento de los objetivos de desarrollo de renovables establecidos en este Plan debe ser compatible con el cumplimiento de la normativa relativa al patrimonio natural y la biodiversidad. En todo caso, se promoverán medidas adicionales como la creación de espacios para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona, con especial consideración a las especies en situación de vulnerabilidad.

Para ello se elaborará desde el IDAE y antes del inicio del Plan, un **manual de buenas prácticas** que palién o disminuyan los impactos medioambientales y paisajísticos de las instalaciones de generación eléctrica renovable que impliquen la ocupación de superficies amplias de terreno, con recomendaciones precisas sobre ubicación, construcción e integración, al objeto de preservar de manera relevante la biodiversidad, los servicios ecosistémicos y el paisaje.

- Guía de tramitación.

Con el objetivo de facilitar la aplicación de los trámites existentes tanto para promotores como para los distintos organismos públicos que intervienen en ellos, desde el IDAE se publicará una **guía que unifique en un solo documento** la distinta normativa aplicable a la tramitación de proyectos de energía renovable, así como recomendaciones y mejores prácticas. El documento permitirá evitar errores de tramitación que requieran subsanaciones costosas en tiempo, así como identificar potenciales mejoras de cara a la revisión de los propios trámites.

- Simplificación de procedimientos.

Se agilizará el procedimiento administrativo para la concesión de las autorizaciones que se precisan para la construcción y puesta en servicio de instalaciones de producción que utilizan fuentes de energías renovables, así como para facilitar la repotenciación de las instalaciones existentes, garantizando un procedimiento de concesión de permisos simplificado y rápido. Se definirá, en ese sentido, qué se entiende por modificación no sustancial, a los efectos de ser eximida de la obligación de obtención de autorización administrativa previa y de autorización de construcción, en desarrollo del artículo 53.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. De esta manera se procederá a una simplificación adicional en los trámites de autorización de las instalaciones de producción.

- Autorización específica para proyectos experimentales.

Se desarrollarán mecanismos para la autorización administrativa de proyectos de tipo experimental o destinados a bancos de pruebas, como aquellos descritos en la Medida 5.7 de este Plan, de modo que se puedan autorizar una envolvente o condiciones de contorno que deba cumplir el proyecto o los distintos elementos que en él se prueben, y que no requiera de una nueva tramitación completa cuando se modifiquen elementos específicos del mismo dentro de las condiciones fijadas.

d) Responsables

Administración General del Estado, Administración autonómica y local.

Medida 1.19. Generación de conocimiento, divulgación y sensibilización

a) Descripción

Uno de los retos a los que se enfrenta el Plan es la rápida evolución tecnológica en el sector energético y en la lucha contra el cambio climático. Para el correcto diseño e implementación de las medidas y los mecanismos del Plan es preciso establecer un mecanismo para generar el conocimiento necesario.

La transición hacia un sistema energético descarbonizado es un desafío tecnológico y social. La presente medida supone ahondar en la concienciación de los ciudadanos y sectores público y privado sobre la necesidad de abordar el proceso de descarbonización y difundir las herramientas, tecnologías o prácticas para reducir el consumo de energías fósiles, incrementar la aportación de energías renovables, reducir las emisiones de GEI y aprovechar el potencial de los sumideros de carbono.

b) Objetivos abordados

Participación proactiva de todos los actores en la transición energética.

c) Mecanismos de actuación

• Generación de conocimiento

Datos e información objetiva y autorizada, cualitativa y cuantitativa, son de suma importancia para la toma de decisiones, así como para mantener la confianza tanto del sector como del público en general. En el ámbito de la transición energética el MITECO, por medio del IDAE u otros instrumentos institucionales, trabajará con los agentes del sector en la identificación de vacíos de información, así como en la superación de los mismos. Promoverá la realización de estudios y análisis tanto de la evolución y potencial de las tecnologías energéticas, tales como la elaboración de una Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina.

• Campañas de sensibilización a la ciudadanía

Estudios realizados tanto por la AIE como por la IRENA, demuestran que una de las barreras para la aceptación social de las renovables es la persistencia de desinformación sobre ellas, debida entre otros factores a la falta de una voz común y de buenas prácticas en comunicación. Los mecanismos de actuación considerados incluyen:

- Campañas de sensibilización del público en la feria internacional de la energía y el medioambiente (Genera) que se celebra en Madrid anualmente.
- El MITECO, por medio del IDAE, en plena colaboración con el MITMA y otros instrumentos institucionales, identificará mensajes y trabajará con los profesionales de comunicación (periodistas y empresas del sector) para identificar un lenguaje común para las energías renovables, dismantelar los posibles prejuicios contra ellas e incrementar su aceptación social entre la ciudadanía.

• Campañas de información y formación sectorial en materia de energía y clima

Las energías renovables, a pesar de su enorme potencial de utilización, son todavía muy desconocidas en algunos sectores. Es necesario mejorar la información disponible acerca de ellas, en especial para que el sector industrial y el terciario conozcan los beneficios derivados de su uso.

Las campañas de información y formación se podrán articular mediante colaboraciones con los sectores objetivo suscribiendo convenios entre administraciones, agencias de energía, asociaciones sectoriales renovables, asociaciones industriales, institutos tecnológicos, colegios profesionales o asociaciones de promotores de edificios del sector terciario. Por otra parte, la comunicación e información, así como la formación de profesionales en el sector de la eficiencia energética se abordan específicamente en las medidas 2.15 y 2.16 respectivamente.

En el pasado, las campañas informativas ligadas al impulso de programas de desarrollo de tecnologías renovables en edificios e industrias han tenido un impacto significativo en cuanto a la mejora de la percepción del usuario acerca de las ventajas del uso de dichas tecnologías. Esos programas disponían de una imagen propia que estaba ligada a un control de calidad de las empresas asociadas que trataba de garantizar el éxito de las operaciones realizadas.

• Acceso a la información del consumo

Como se recoge en la medida 4.6 Acceso a datos, la posibilidad por parte de la ciudadanía y de los sectores productivos de acceder a sus datos de consumo energético de forma sencilla e inmediata, así como de ceder dicha información a terceros, es necesaria para aprovechar el potencial de gestión de la energía, el impulso del autoconsumo y el desarrollo de nuevos servicios que faciliten la descarbonización.

- **Fomento de la inclusión de criterios ecológicos en la contratación pública**

Las autoridades públicas deben velar por adquirir mercancías, servicios y obras con un impacto medioambiental reducido durante su ciclo de vida, en comparación con el de mercancías, servicios y obras con la misma función primaria que se adquirirían en su lugar. El impulso a la utilización de criterios “verdes” en la contratación, se apoya en los cambios que introduce respecto a las consideraciones medioambientales la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público. De igual manera, la creación de una Comisión Interministerial para la incorporación de criterios ecológicos en la contratación pública (Real Decreto 6/2018, de 12 de enero), junto con el Plan de contratación pública ecológica (2018–2025), servirán de elementos tractores. La contratación pública en los ámbitos de energías renovables y eficiencia energética se aborda de forma específica en las medidas 1.16 y 2.12 respectivamente.

- **Fomento del cálculo de la huella de carbono y su reducción**

Se promoverá a través de distintas vías. Una de las principales es el fomento de la participación de las organizaciones españolas en el cálculo de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono de carácter voluntario creado en 2014 mediante Real Decreto 163/2014, de 14 de marzo. Se impulsará mediante vías de formación, difusión y elaboración de guías y herramientas. Otras líneas de trabajo consisten en la inclusión de la huella de carbono en la contratación pública, el cálculo de la huella de carbono de los departamentos ministeriales y la promoción del cálculo y reducción entre los municipios españoles. Finalmente se analizará la posibilidad de promocionar el cálculo y registro de la huella de carbono para determinados sujetos.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, IDAE, MCI), Comunidades Autónomas, Entidades Locales, Agencias de la Energía, asociaciones sectoriales renovables, asociaciones sectoriales industriales y del sector servicios, empresas de formación, sindicatos y colegios profesionales.

3.1.3 Sectores sujetos al comercio de derechos de emisión

Las políticas y medidas en estos sectores se enmarcan 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 GEI en la Comunidad y por la que se modifica la Directiva 96/61/CE del Consejo y en la Directiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 14 de marzo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, así como la Decisión (UE) 2015/1814.

En España, el régimen europeo de comercio de derechos de emisión viene regulado por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, así como por diversos reales decretos que la desarrollan. Este régimen afecta en nuestro país a alrededor de **900 instalaciones industriales y de generación eléctrica, así como a más de 30 operadores aéreos activos**.

Por otro lado, en España se ha implementado (a través de la Disposición Adicional cuarta de la Ley 1/2005) el art. 27 de la Directiva 2003/87/CE, que permite excluir del comercio de derechos de emisión los pequeños emisores y hospitales. Asimismo, en el año 2011, se adoptó el Real Decreto 301/2011, de 4 de marzo, sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño que ha permitido que en el periodo 2013-2020 se hayan excluido 174 instalaciones.

Otro mecanismo del sistema europeo de comercio de derechos de emisión que los Estados miembros tienen la opción de implementar o no es el relativo a la compensación de los costes indirectos. En España, la Ley 1/2005 establece en su disposición adicional sexta que el Gobierno podrá crear un mecanismo para la compensación de los costes indirectos. Dicho mecanismo fue creado mediante el Real Decreto 1055/2014, de 12 de diciembre. Las ayudas que se conceden en aplicación de este Real Decreto se basan en las directrices de la Comisión sobre ayudas de estado en este ámbito (2012/C 158/04).

Hasta la fecha se ha completado la tramitación de dos convocatorias de ayudas: en 2015, se destinaron 4 M€ para compensar los costes indirectos incurridos en 2015; y en 2017, se emplearon 6 M€ para compensar los costes indirectos de 2016 (nótese el cambio a un enfoque a año vencido). En ambos casos, los fondos disponibles estaban por debajo del 10% de los costes subvencionables de acuerdo con las directrices de la comisión; no obstante, los Presupuestos Generales del Estado de 2018 prevén una compensación adicional a los adjudicatarios de ayudas de la segunda convocatoria. En el momento de elaborar este Plan, se está desarrollando la tercera convocatoria, correspondiente a los costes incurridos en 2017 y dotada con 6 M€.

Por último, en España el uso de los ingresos por la subasta de los derechos de emisión se ha establecido mediante norma con rango de ley. Así, la Disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013 prevé que el destino de esos ingresos sea financiar los costes del sistema eléctrico referidos al fomento de las **energías renovables (en un 90% y hasta 450 M€)** y otras medidas de lucha contra el cambio climático (en un 10% y hasta 50 M€).

Al 23% de reducción de GEI en 2030 con respecto a los niveles de 1990, los sectores sujetos a comercio de derechos de emisión contribuyen con una reducción del 60% con respecto al año 2005.

Las medidas a implementar en estos sectores quedan recogidas en el apartado 3.1.2 anterior, en la dimensión de eficiencia energética y en la siguiente medida:

Medida 1.20. Régimen europeo de comercio de derechos de emisión

a) Descripción

Las emisiones de GEI del sector de generación eléctrica y de la industria básica seguirán reguladas mediante la aplicación del régimen europeo de comercio de derechos de emisión. Las últimas reformas introducidas mediante la Directiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo y del Consejo, fortalecen este régimen, configurándolo como una medida clave para el cumplimiento de los objetivos de la Unión en materia de cambio climático.

En España, el régimen europeo de comercio de derechos de emisión viene regulado por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, así como por diversos reales decretos que la desarrollan. Este régimen afecta en nuestro país a alrededor de 900 instalaciones industriales y de generación eléctrica, así como a más de 30 operadores aéreos activos. Las emisiones de GEI sujetas a este régimen suponen en torno al 40% del total nacional. De cara a la aplicación a partir de 2021, el marco legislativo nacional debe ser adaptado a las últimas reformas.

b) Mecanismos de actuación

Ley 1/2005, de 9 de marzo y reales decretos que la desarrollan.

c) Responsables

MITECO.

3.1.4 Sectores difusos

Como se ha señalado en el apartado sobre objetivos, el presente Plan aborda las políticas y medidas necesarias para contribuir al objetivo europeo con una reducción del **23%** de GEI en **2030** con respecto a los niveles de 1990. Este esfuerzo en reducciones debe distribuirse entre sectores sujetos al comercio de derechos de emisión (generación eléctrica, refinerías y grandes industrias) y los sectores difusos o no sujetos al comercio de derechos de emisión, los cuales pueden a su vez subdividirse en:

- Difusos energéticos; residencial, comercial e institucional; transporte, e industria no sujeta al comercio de derechos de emisión.
- Difusos no energéticos; agrícola y ganadero, gestión de residuos y gases fluorados.

Adicionalmente al cómputo de emisiones brutas totales deben considerarse las emisiones y absorciones de GEI resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (LULUCF).

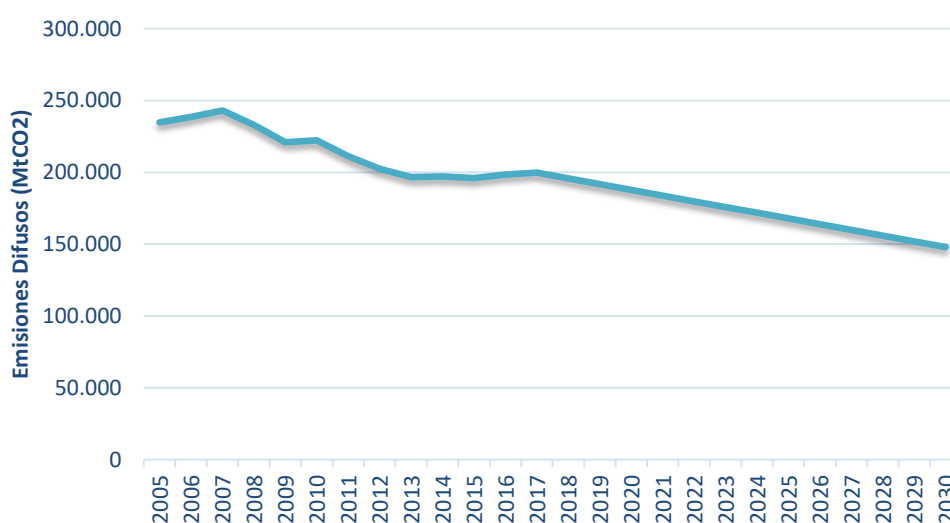
El Reglamento (UE) 2018/842 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de GEI por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030 que contribuyan a la acción por el clima, con objeto de cumplir los compromisos contraídos en el marco del Acuerdo de París, y por el que se modifica el Reglamento (UE) nº 525/2013, establece los objetivos vinculantes para cada uno de los

Estados miembros en reducción de las emisiones de GEI de los sectores difusos en el periodo 2021 a 2030. Según éste, España debería reducir al menos sus emisiones de GEI en los sectores difusos para el año 2030 en un 26% con respecto a 2005.

Sin embargo, la reducción global de emisiones de GEI del 23% en 2030 respecto al año 1990 implica la necesidad de que los sectores difusos en su conjunto contribuyan con una reducción en el año 2030 **en torno al 39% con respecto a los niveles del año 2005** con las medidas planteadas.

Dentro de este grupo, los sectores de gestión de residuos, agricultura y ganadería, y gases fluorados (difusos no energéticos) contribuirán con una reducción respecto a sus niveles en 2005 de aproximadamente el **28%, 18% y 33%** respectivamente.

Figura 3.1. Senda de emisiones difusas históricas y proyectadas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

El mencionado Reglamento define además la metodología de cálculo y la definición de una trayectoria de reducción lineal que se debe aplicar para establecer las asignaciones anuales de emisiones (AEAs por sus siglas en inglés) que cada Estado miembro puede emitir anualmente. El ciclo de reporte de las emisiones de inventarios implica que hasta el año 2020 no sea posible aplicar la metodología sobre los datos inventariados y verificados de emisiones difusas. En consecuencia, hasta entonces no se fijarán las AEAs de los Estados miembros.

Por otro lado, este Reglamento establece que si un Estado miembro supera en emisiones sus asignaciones anuales podrá hacer un uso adicional de una cantidad, como máximo, igual a la suma de las absorciones netas totales y las emisiones de GEI netas totales de las categorías contables combinadas de tierras forestadas, tierras desforestadas, cultivos gestionados y pastos gestionados (LULUCF). El Reglamento establece además una serie de requisitos para poder hacer uso de esta flexibilidad. **En el caso de España, la cantidad total que se puede utilizar a lo largo de todo el período 2021-2030 asciende a 29,1 MtCO₂-eq.**

Las políticas concretas y medidas en los **sectores energéticos** (tanto difusos como sujetos a comercio de derecho de emisión) se describen en los apartados correspondientes a las dimensiones de descarbonización/ renovables y de eficiencia energética.

Señalar, en ese sentido, que tal y como se ha señalado con anterioridad, **el transporte-movilidad hace una aportación decisiva a la descarbonización de la economía prevista en este Plan**. Es, tras el sector eléctrico, el que realiza la mayor mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, **reduciendo 27 MtCO₂-eq** entre el inicio del Plan, 2021, y el final del mismo, 2030. La medida 2.1 en la Dimensión de Eficiencia Energética (3.2), detalla que, como consecuencia de la implantación generalizada, a partir del año 2023, de las almendras centrales en las ciudades españolas de más de 50.000 habitantes en las que el acceso de los vehículos más contaminantes estará restringido, se espera lograr un cambio modal que afecte **al 35% de los pasajeros-kilómetro que se realizan en la actualidad en vehículos convencionales**.

En cuanto a la identificación y establecimiento de las medidas para los **sectores difusos no energéticos** que se detallan a continuación, éstas han sido analizadas mediante el modelo M3E, que se describe en el Anexo B. Modelos.

Medida 1.21. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero

a) Descripción

A continuación, se describen las actuaciones identificadas para los sectores agrícola y ganadero, que en su conjunto forman una medida adicional para el escenario WAM (*With Additional Measures*) o Escenario Objetivo del PNIEC 2021-2030.

a.1. Fomento de las rotaciones de cultivos herbáceos de secano

Esta medida consiste en el fomento de rotaciones de cultivos herbáceos en secano, que incluyan leguminosa y oleaginosa, y que sustituyan el monocultivo de cereal.

Los cultivos herbáceos forman parte, con frecuencia, de las rotaciones que se han venido utilizando tradicionalmente para conservar y mantener la fertilidad del suelo, mejorar el control de plagas, enfermedades y malas hierbas, así como para mantener un cierto grado de humedad en el mismo. La introducción de especies leguminosas en las rotaciones lleva implícita una mejora de los niveles de nitrógeno en el suelo, mejorando su estructura y fertilidad, lo que hace que cultivos posteriores necesiten menor aportación de fertilizantes nitrogenados.

Por lo tanto, el cultivo de leguminosas tiene un efecto positivo sobre la mitigación del cambio climático, al conllevar una disminución de emisiones asociadas al uso y producción de ese tipo de fertilizantes. Además, desde el punto de vista de la adaptación al cambio climático, aumenta la resiliencia del suelo y de los cultivos, por lo que es una medida adecuada de adaptación, especialmente en sistemas de secano.

En todo caso, se mantendrán los linderos y ribazos en las rotaciones, junto con las parcelas naturales de la matriz agrícola, con lo que además de reforzar el objetivo de absorción de CO₂, se mejorará e incrementará la preservación de la biodiversidad (mayor diversidad vegetal, mayor refugio y recurso trófico), y el paisaje rural.

a.2. Ajuste del aporte de nitrógeno a las necesidades del cultivo

La medida propuesta consiste en la elaboración de un plan de fertilización que tenga en cuenta las necesidades del cultivo, de tal manera que se utilicen fertilizantes orgánicos e inorgánicos en las dosis y momentos adecuados.

En el plan de fertilización se contemplará el fraccionamiento de los aportes, la utilización de productos que ayuden a controlar la liberación de nutrientes y disminuyan las emisiones, el fomento de la fertirrigación y, siempre que sea posible, se favorezcan las técnicas de localización del riego y la optimización en el empleo de la maquinaria. Además, se fomentará el uso de estiércoles y purines de manera racional, lo que se encuadra dentro de la Estrategia de Economía Circular, al incluirlos de nuevo en la cadena de producción.

Las emisiones que se reducen son las de óxido nitroso (N_2O) debidas a la fertilización inapropiada.

a.3. Vaciado frecuente de purín en alojamientos de porcino

La medida consiste en el vaciado frecuente de los fosos situados por debajo de los lugares de confinamiento en las instalaciones de porcino. Se considera vaciado frecuente aquel que se realiza al menos una vez al mes. La técnica de referencia consiste en el vaciado de los fosos al final de la fase o cuando están llenos. Este vaciado frecuente reduce las emisiones de NH_3 , CH_4 y N_2O .

Estas mejoras en el manejo de los purines y estiércoles en los alojamientos para las diferentes categorías animales de porcino y bovino, dan lugar a una reducción de las emisiones producidas en el interior de los alojamientos.

a.4. Cubrimiento de las balsas de purines

Esta medida consiste en el cubrimiento de las balsas de purines en las nuevas instalaciones de porcino y bovino.

Se tendrá en cuenta que la cantidad de metano generada por un sistema específico de gestión del estiércol se ve afectada por el grado en que se encuentren presentes las condiciones anaeróbicas, la temperatura del sistema y el tiempo de retención del material orgánico en el sistema.

El cubrimiento total de las balsas de purines reduce en más de un 90% las emisiones de NH_3 y los olores.

a.5. Separación sólido-líquido de purines

La medida propuesta consiste en la separación sólido-líquido de purines con posterior almacenaje de sólidos y vaciado de la fracción líquida en lagunas anaeróbicas no cubiertas en zonas de alta concentración ganadera (porcino y bovino). Esta fracción líquida se empleará para riego, aprovechando su valor fertilizante.

La separación sólido-líquido, además de permitir una mejor gestión de los estiércoles, facilita tratamientos posteriores y disminuye las emisiones de GEI.

El almacenamiento de la fracción sólida presenta un factor de conversión en metano (MCF) menor al correspondiente al almacenamiento del estiércol líquido, y la fracción líquida obtenida tiene una menor cantidad de sólidos volátiles comparada con la original, de forma que se reduce la emisión de metano.

a.6. Fabricación de compost a partir de la fracción sólida del purín

La medida propuesta es la fabricación de abono orgánico (compost) a partir de deyecciones de porcino y bovino en zonas de alta concentración ganadera.

En el compostaje, la acción de las bacterias aeróbicas oxida el nitrógeno amoniacal, con lo que se reducen las emisiones de NH_3 . Además, este proceso permite la estabilización de los residuos mediante una fermentación aerobia que genera CO_2 (que no se tiene en cuenta en el balance final, ya que proviene de biomasa) y pequeñas cantidades de CH_4 y N_2O , en comparación con otras técnicas que generan más GEI.

El compost producido es una enmienda orgánica que mejora la fertilidad y características del suelo, ya que ayuda a fijar el carbono en el mismo.

Asimismo, se adoptarán medidas encaminadas a la reducción de la quema de rastrojos, con el objeto de disminuir los efectos nocivos en la salud de la emisión de partículas.

b) Mecanismos de actuación

Medidas regulatorias del MAPA y/o intervenciones en el Plan Estratégico de la Política Agrícola Común (PAC).

c) Responsables

MAPA, conjuntamente con las Comunidades Autónomas de acuerdo con la distribución competencial de España.

Medida 1.22. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos

a) Descripción

A continuación, se describen las actuaciones identificadas para el sector residuos, que en su conjunto forman una medida adicional para el escenario WAM o Escenario Objetivo del PNIEC, 2021-2030.

a.1. Compostaje doméstico o comunitario

Se trata de la separación en origen del biorresiduo o fracción orgánica de los residuos urbanos (FORU) para su reciclado *in situ*, mediante compostaje doméstico o comunitario. La medida va destinada a familias, colegios, o comunidades de propietarios, en ámbitos rurales, semiurbanos y urbanos.

La implementación de la medida conlleva la distribución de compostadores entre la población objetivo, así como una campaña de concienciación/formación en los hogares y comunidades implicados para asegurar el éxito de la medida. Como resultado se evita el envío de biorresiduo al vertedero, se reduce la frecuencia de recogida de la fracción resto y se obtiene compost de buena calidad.

a.2. Recogida separada de biorresiduo con destino compostaje

Esta medida tiene como población objetivo los entornos semiurbanos principalmente y parte de entornos urbanos. El universo de la medida es la cantidad total de materia orgánica y restos vegetales de la población, tanto domésticos como de grandes productores, que son depositados en vertedero.

La implementación requiere una nueva estrategia en el modelo de recogidas, la renovación de la flota según los casos y la construcción o remodelación de plantas de compostaje en función de la población atendida. Las reducciones vienen de la detracción de biorresiduos con destino a vertedero y de la disminución en la frecuencia de recogida.

a.3. Recogida separada de biorresiduo con destino a biometanización

Se trata de la implantación de un sistema de recogida separada del biorresiduo, pero en este caso con destino a una planta de biometanización, para su utilización como biocombustible. La población objetivo es eminentemente urbana, ya que se estiman plantas con capacidad de más de 40.000 t.

La mitigación en este caso se realiza en dos vertientes, una de ellas homóloga a las anteriores por disminución de la frecuencia de recogida y evitar el biorresiduo en vertedero, y por otra el ahorro que supone la utilización de una energía renovable.

a.4. Reducción de desperdicio alimentario

La medida propuesta consiste en el desarrollo de la Estrategia nacional “Más alimento, menos desperdicio”, a través de 8 áreas de actuación que permitan reducir el desperdicio de alimentos en todos los eslabones de la cadena alimentaria, consiguiendo cambios reales en las actitudes, los procedimientos y sistemas de gestión. Incluye, entre otras actuaciones, campañas de información/concienciación para promocionar pautas de compra, conservación y preparación responsable de los alimentos, acuerdos voluntarios, revisión de normativa, elaboración de guías y orientaciones y fomento de la I+i+c.

Esta medida se enmarca en la prevención en la generación de residuos. A nivel internacional se contempla en los Objetivos de Desarrollo Sostenible. El ODS 12.3 pretende reducir a la mitad el desperdicio de alimentos en las etapas de consumo, y limitar las pérdidas y el desperdicio en producción primaria, transformación y distribución.

La UE ha creado una Plataforma para avanzar en la consecución de este objetivo, y también se encuentra recogido en el Plan de Acción para una Economía Circular de la UE. A nivel nacional, el MAPA ha cuantificado en 1.229.509 toneladas los alimentos tirados a la basura en 2017, por medio del Panel de cuantificación del desperdicio alimentario en hogares.

a.5. Incremento de la recogida separada de papel en el canal municipal

Esta medida consiste en incrementar la recogida y reciclaje de papel en el canal municipal (hogares, pequeño comercio, HORECA, edificios, bancos y oficinas). El papel, aunque en términos genéricos puede considerarse como fracción orgánica de los residuos sólidos, debe considerarse separadamente

por varias razones: cuenta con un canal de recogida propio, su mayor potencial para recogida selectiva y reciclaje y tiene un potencial emisor de metano superior al biorresiduo.

Las reducciones se consiguen al evitar el depósito en vertedero del papel recogido. De manera complementaria se han contabilizado las reducciones derivadas del uso de pasta reciclada en vez de virgen.

La medida contempla la implantación de la recogida selectiva de papel en el canal municipal con especial énfasis en colegios, universidades y administraciones, mediante la implantación de contenedores específicos y de refuerzo de la recogida en su caso, con destino al reciclaje del papel.

a.6. Incremento de la recogida separada de aceite de cocina doméstico usado

La medida se centra en la recogida separada del aceite de los hogares, ya que en hostelería tiene un grado de implantación suficiente. Serían los ayuntamientos los encargados de implementar el modelo de recogida que se adapte a su municipio.

Los aceites de cocina usados son valiosos como materia secundaria para la fabricación de biodiésel. Así, esta medida contribuye no solo a la reducción de emisiones derivadas de su inadecuada gestión, sino que además aporta otros beneficios como son la contribución a los objetivos de energías renovables y biocarburantes avanzados y la reducción del riesgo de contaminación de aguas y acuíferos.

a.7. Incremento de la recogida separada de textiles

Aunque ya hay una parte de este flujo de residuos que se recoge de manera separada para su reutilización y reciclado, la preocupación por los residuos textiles ha llevado a la UE a establecer un objetivo de recogida separada para este material. Los textiles representan el 6% de la fracción resto que se deposita en vertedero en España y la mitad son fibras naturales.

La medida consiste en la recogida separada de ropa y textiles usados mediante contenedores en la calle u otras instalaciones para su reutilización y reciclado, evitando su depósito en vertedero, donde las fibras naturales emiten metano como consecuencia de su descomposición. En muchas ocasiones la implementación de estas medidas se asocia, además, a otros beneficios de interés social.

El universo se ha estimado en base a la caracterización de la fracción resto del Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022.

a.8. Gestión del biogás fugado en vertederos sellados

Durante un periodo histórico importante, la gestión de los residuos en España ha sido el depósito en vertedero, por lo que existe un importante activo de vertederos sellados de acuerdo a la normativa, pero en los que aún hay una cantidad considerable de fugas de biogás. En estos casos se plantea la cobertura de la superficie del vertedero con las denominadas cubiertas oxidantes, en las que hay bacterias metanotrofas capaces de oxidar el metano que atraviesa la cubierta. Actualmente existen diversos métodos que se pueden ajustar a las características del vertedero sobre el que se quiere actuar. La medida consiste en aplicar cubiertas oxidantes a la superficie de los vertederos objetivo, estimando una ratio de oxidación por superficie, conservador, en base a estudios y proyectos en la materia.

a.9. Utilización de restos de poda de cultivos leñosos como biomasa

Esta medida consiste en utilizar los residuos de poda como biomasa para su uso por empresas de cogeneración (usos eléctricos) o en la producción de pellets (usos térmicos), lo que sustituirá combustibles fósiles.

Se reducen así las emisiones de CH₄ y N₂O generadas por la quema de residuos de cultivos leñosos. Se considera fundamentalmente el olivar y el viñedo, por la mayor superficie de cultivo y poda, en tamaño y volumen, que origina.

Se estudiará, además, la ampliación a otros restos de cultivos teniendo en cuenta sus diferentes usos ya sea alimentario, para mejora del carbono orgánico de suelo, o para uso como biomasa.

Esta medida conlleva además una reducción importante en cuanto a partículas contribuyendo así al Programa nacional de lucha contra la contaminación atmosférica.

b) Mecanismos de actuación

Modificación de la Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados para acelerar la transposición de la modificación de la Directiva Marco de Residuos y adelantar la obligatoriedad de la recogida separada de los biorresiduos para antes del 31 de diciembre de 2020 para los municipios de más de cinco mil habitantes, y antes del 31 de diciembre de 2023, para el resto de municipios.

Proyecto normativo para la regulación de los criterios de fin de la condición de residuo para el compost y el digerido, del compostaje doméstico y comunitario, y de los requisitos para la valorización de residuos orgánicos en el suelo mediante la utilización de restos de poda de cultivos leñosos.

Ayudas a Residuos vía Planes de impulso al medio ambiente (PIMA) y Plan estatal marco de gestión de residuos (PEMAR).

Proyecto de Real decreto para incluir la restricción del vertido de las fracciones de residuos recogidas separadamente, incorporando la obligatoriedad establecida en la Directiva (UE) 2018/850 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 1999/31/CE relativa al vertido de residuos.

Estrategia nacional *“Más alimento, menos desperdicio”* 2017-2020 disponible en www.menosdesperdicio.es.

Fortalecimiento de la obligatoriedad de recogida separada de los materiales para los que era obligatorio en la Ley 22/2011, de 28 de julio (papel, plástico, virio y metales) en otros entornos diferentes a los hogares, en revisión de la Ley 22/2011, de 28 de julio, para transponer la Directiva 2018/851/UE por la que se modifica la Directiva 2008/98/CE.

Orden Ministerial para el desarrollo de los criterios de fin de condición de residuo para los residuos de papel recogido separadamente, y aprobación de los mismos.

Orden Ministerial para el desarrollo de los criterios para determinar cuándo los ésteres metílicos de ácidos grasos (biodiesel), producidos a partir de aceites de cocina usados o de grasas animales para su uso como biocarburante en automoción o como biocombustible en equipos de calefacción, dejan de ser residuos.

Otras medidas regulatorias del MAPA y/o intervenciones en el Plan estratégico de la PAC.

c) Responsables

MAPA y MITECO conjuntamente con las Comunidades Autónomas de acuerdo con la distribución competencial de España.

Medida 1.23. Reducción de emisiones de GEI relacionadas con gases fluorados

a) Descripción

a.1. Sustitución de instalaciones que utilizan gases fluorados de alto potencial de calentamiento (PCA) por otras instalaciones que utilizan gases de bajo o nulo PCA

Consiste en la sustitución de equipos que utilizan HFC de alto potencial de calentamiento (sobre todo equipos de refrigeración/climatización) por equipos alternativos que utilicen gases refrigerantes de nulo o bajo potencial de calentamiento (CO₂, NH₃, Hidrocarburos o gases fluorados de bajo potencial de calentamiento como el R32 o los HFO). Es una medida que actúa sobre el banco total de HFC existente.

a.2. Reducción de emisiones de HFC mediante actuaciones en instalaciones existentes que utilizan HFC

Consiste en la reducción de las emisiones de instalación existentes a través de medidas que reducen las emisiones de HFC asociadas a fugas de estos equipos. Las medidas son la implementación de controles periódicos, sistemas de control automático de fugas, “retrofit”, reconversión de instalaciones existentes de gases fluorados de alto potencial de calentamiento a otros gases fluorados de bajo PCA compatibles con la instalación, así como cierre de muebles frigoríficos en establecimientos de refrigeración comercial que reducen la carga de gases fluorados utilizados.

a.3. Recuperación y gestión de los gases fluorados al final de la vida útil de los equipos

Consiste en la recuperación y gestión posterior de los gases fluorados al final de la vida útil de los equipos que los utilizan, priorizando la regeneración y reciclado sobre otras opciones de gestión. Recuperando el gas refrigerante y gestionándolo de manera apropiada se evita que la carga en su totalidad sea emitida a la atmósfera.

a.4. Fomento del uso de refrigerantes ligeramente inflamables de bajo potencial de calentamiento

Consiste en la revisión de los estándares de seguridad en refrigeración y climatización que va posibilitar un mayor uso de los refrigerantes A2L ligeramente inflamables de bajo PCA (como el R32 y los HFO) especialmente en el sector de la climatización doméstica. El universo de la medida lo constituyen las ventas de equipos climatizados domésticos en España.

b) Mecanismos de actuación

- **Impuesto sobre los gases fluorados de efecto invernadero** (Ley 16/2013, de 29 de octubre, por la que se establecen determinadas medidas en materia de fiscalidad medioambiental y se adoptan otras medidas tributarias y financieras).
- **Reducción gradual mediante sistema de cuotas** conforme al Reglamento (UE) nº 517/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de abril de 2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 842/2006.
- **Real Decreto 115/2017, de 17 de febrero, por el que se regula la comercialización y manipulación de gases fluorados** y equipos basados en los mismos, así como la certificación de los profesionales que los utilizan y por el que se establecen los requisitos técnicos para las instalaciones que desarrollen actividades que emitan gases fluorados.
- **Acuerdo voluntario** para una gestión integral del uso del SF₆ en la industria eléctrica más respetuosa con el medio ambiente.
- **Modificación del Real Decreto 138/2011, de 4 de febrero, por el que se aprueban el Reglamento de seguridad para instalaciones frigoríficas y sus instrucciones técnicas complementarias.**

c) Responsables

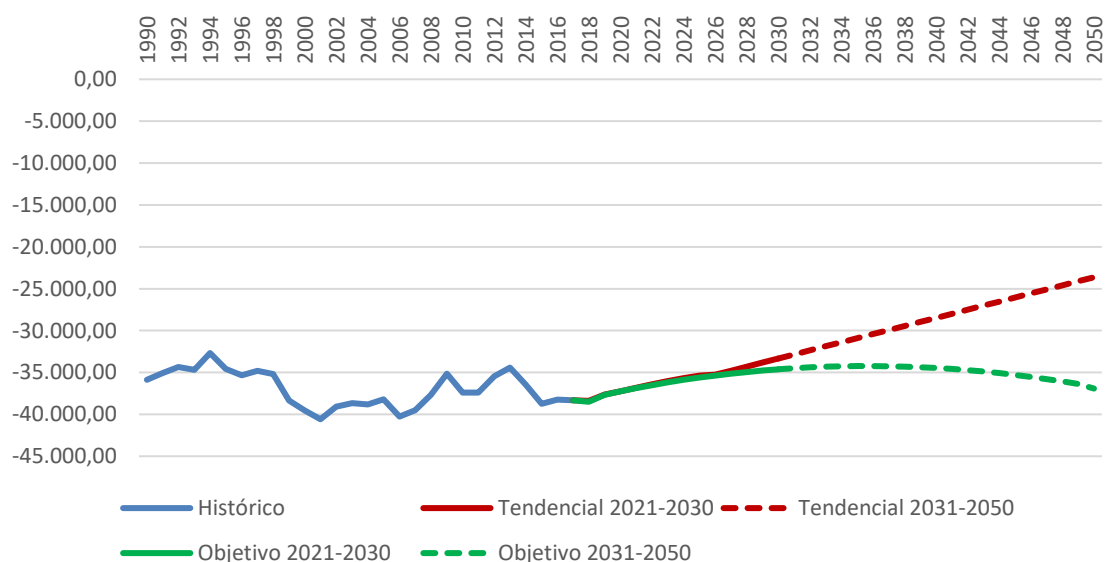
MITECO y MINCOTUR.

3.1.5 LULUCF (Reglamento 2018/841)

En el sector LULUCF las previsiones en el escenario tendencial apuntan a una saturación en la capacidad de absorción de CO₂ por los sumideros naturales, atribuible a un conjunto de causas diversas entre las que cabe destacar los impactos del cambio climático en el sector forestal español (aumento de temperatura y menor disponibilidad hídrica, especialmente), la escasez de superficie con instrumentos de gestión específicos para aumentar la capacidad de almacenamiento de CO₂, una baja tasa de repoblaciones forestales en la actualidad o el incremento generalizado del riesgo de desertificación en todo el territorio.

Las medidas propuestas en sumideros forestales y agrícolas tratan de revertir esta tendencia, aunque debido a la propia cualidad de los sumideros naturales estas medidas requieren tiempo para mejorar las absorciones generadas, al tiempo que se asegura el mantenimiento de las funciones sociales, ecológicas y económicas de los ecosistemas terrestres, como se muestra en la figura 3.2, por lo que es importante considerar el efecto de estas medidas a largo plazo, más allá del año 2030.

Figura 3.2. Evolución de emisiones/absorciones de CO₂-eq en el sector LULUCF. Histórico y proyección a 2030 y 2050 (kt)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Las medidas propuestas en sumideros forestales y agrícolas generarían unas absorciones adicionales de **0,96 MtCO₂-eq en 2030** respecto al escenario tendencial (0,78 MtCO₂-eq en sumideros forestales y 0,18 MtCO₂-eq en sumideros agrícolas), si bien, como se ha reseñado, el efecto de estas medidas es más efectivo cuanto mayor sea el plazo considerado. Además, es necesario destacar su beneficio en otros aspectos clave como el mantenimiento y mejora de las funciones ecosistémicas o la creación de empleo rural.

Atendiendo a las normas de contabilidad establecidas en el Reglamento (UE) 2018/841 para las emisiones y absorciones en las categorías de tierras forestadas, tierras deforestadas, tierras forestales gestionadas, tierras agrícolas gestionadas y pastizales gestionados (con la inclusión de humedales gestionados a partir de 2026, para los que se prevé incluir medidas a largo plazo alineadas con la Estrategia a Largo plazo para 2050), España prevé el cumplimiento de la regla de “no débito”, por la que se garantiza que las emisiones no excedan las absorciones,

calculadas como la suma del total de las emisiones y del total de las absorciones de su territorio en las categorías contables mencionadas.

Asimismo, con estas mismas normas de contabilidad, España espera superar los **29,1 MtCO₂ a lo largo del periodo 2021-2030** establecidos en el Reglamento (UE) 2018/842 como flexibilidad para conseguir las reducciones anuales vinculantes de las emisiones de GEI.

No obstante, no se prevé hacer uso de esta flexibilidad para lograr los compromisos adquiridos por España a 2030 en el presente plan.

Tabla 3.2. Proyección de la contabilidad LULUCF según Reglamento (UE) 2018/841 de las emisiones/absorciones de CO₂-eq acumuladas en el periodo 2021-2030

Categoría	Estimación 2021-2030 (ktCO ₂ -eq)	Principio de contabilidad 2021-2030	Contabilidad 2021- 2030 (ktCO ₂ -eq)
Tierras deforestadas	4.104	KP2 <i>gross-net</i>	4.104
Tierras forestadas	-23.479	KP2 <i>gross-net</i>	-23.479
Tierras forestales gestionadas	-298.214	FRL (-296.903 ktCO ₂ -eq)	-1.311
Tierras agrícolas gestionadas	-18.324	<i>Net-net</i> media 2005-2009 (15.510 ktCO ₂ -eq)	-33.834
Pastizales gestionados	2.254	<i>Net-net</i> media 2005-2009 (- 13.030 ktCO ₂ -eq)	15.284
Humedales gestionados	341	<i>Net-net</i> media 2005-2009 (270 ktCO ₂ -eq)	71

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Medida 1.24. Sumideros forestales

a) Descripción

A continuación, se describen las actuaciones identificadas para los sumideros forestales que en su conjunto forman una medida adicional para el escenario WAM o Escenario Objetivo del PNIEC 2021-2030.

a.1. Regeneración de sistemas adehesados

El principal problema en la actualidad en la conservación de las dehesas es la ausencia de regeneración del arbolado dominante. Esto se debe a diversas causas como el sobrepastoreo, la falta de planificación de la gestión silvopastoral, el excesivo aprovechamiento de leñas, la excesiva carga cinegética, los incendios forestales o la incidencia, en los últimos años, de la podredumbre radical y otros factores que provocan decaimientos que coloquialmente se encuadran bajo la denominación de seca. Estos factores han provocado un estado de conservación desfavorable en las dehesas españolas y otros sistemas adehesados, con densidades de arbolado inadecuadas.

Esta medida tiene por objetivo regenerar las dehesas y otros montes abiertos para que sean considerados sistemas silvopastorales y contabilicen plenamente el efecto sumidero, con el doble fin de perpetuar estos ecosistemas, uno de los principales activos naturales de España desde el punto de vista social, económico y ambiental, y evitar costes y pérdidas de CO₂, tanto en la biomasa arbórea como en el suelo.

a.2. Fomento de choperas y especies autóctonas en sustitución de cultivos agrícolas en zonas inundables

Esta medida tiene por objeto fomentar, en ocasiones, el cultivo racionalizado de chopos, teniendo en cuenta su importancia para la economía nacional y su contribución ambiental en términos de absorción de CO₂ junto con su potencial de cara a la estabilización de riberas y compatibilidad con inundaciones y encharcamientos regulares. Esto último le hace ser un cultivo adecuado para zonas de inundación. Además, al situarse en terrenos de transición entre terrenos agrícolas y las riberas de los ríos, actúa como filtro natural de las aguas de escorrentía y excedentes de riego con abonos y productos fitosanitarios.

Al mismo tiempo, esta medida tiene por objeto impulsar el efecto de sumidero forestal mediante el desarrollo preferente de formaciones y especies autóctonas y estructuralmente complejas, evitando en la medida de lo posible la orientación hacia los monocultivos. Además, en aquellas actuaciones de recuperación de vegetación de ribera y estabilización de cauces para crear sumideros forestales, se respetará el objetivo de la Directiva Marco del Agua en relación al mantenimiento y consecución del buen estado de las masas de agua, indicadores hidromorfológicos y de vegetación de ribera. Es decir, siempre que sea posible se buscará recuperar los ecosistemas ribereños autóctonos.

Para esta medida se implantarán especies autóctonas estructuralmente complejas (y en ocasiones nuevas choperas), en zonas inundables con un periodo de retorno de 10 años, según el mapa de riesgo de inundación de origen fluvial a la actividad económica (Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables, SNCZI).

a.3. Creación de superficies forestadas arboladas

Los bosques desempeñan un papel central en el ciclo global del carbono, pues lo capturan de la atmósfera a medida que crecen y lo almacenan en sus tejidos. Debido a su enorme biomasa, los bosques constituyen uno de los más grandes sumideros de carbono. Asimismo, generan bienes y productos de gran importancia para la sociedad (biodiversidad, protección del ciclo hidrológico, empleo, productos...).

En esta medida se consideran el fomento de las actividades de forestación (conversión, por actividad humana directa, de tierras que carecían de bosque, durante un período de al menos 50 años, en tierras forestales mediante plantación, siembra o fomento antrópico de la regeneración natural) y reforestación (conversión por actividad humana directa de tierras no boscosas en boscosas mediante plantación, siembra o fomento antrópico de la regeneración natural, en tierras que estuvieron forestadas pero que actualmente están deforestadas).

a.4. Ejecución de labores silvícolas para prevención de incendios forestales

En la actualidad nos encontramos con un entorno forestal muy propenso a los incendios, en el que los medios de extinción están alcanzando techos de efectividad. Resulta, por tanto, indispensable incrementar la atención hacia aquellas labores preventivas que contribuyan a disminuir los riesgos y a facilitar las tareas de extinción.

Esta medida considera los trabajos necesarios para la reducción y control de combustibles forestales, haciendo más resistentes los montes al inicio y propagación del fuego y facilitando la extinción en caso de producirse un incendio. El control del combustible se consigue por la ruptura de la continuidad espacial de vegetación, mediante desbroces, podas, aclareos, etc., en especial en zonas de difícil mecanización.

Son varios los peligros que conllevan los incendios forestales, además de la pérdida de carbono fijado en la biomasa y la generación de emisiones de gases adicionales (CH_4 , N_2O , NO_x y CO) por combustión incompleta, como son la pérdida de carbono orgánico del suelo y la consecuente erosión, o el gasto público que supone actuar en la extinción.

El método de trabajo se basa en la aplicación de técnicas por personal especializado, proponiendo y aplicando medidas específicas y equilibradas que sirvan de control y mejora de la vegetación teniendo en cuenta la conciliación de intereses de los distintos colectivos presentes en el territorio.

a.5. Pastoreo controlado en áreas estratégicas para la prevención de incendios forestales

Esta medida se centra también en la prevención de incendios forestales, pero proponiendo la integración de actividades planificadas de pastoreo en la prevención de los incendios, como una herramienta complementaria más.

El pastoreo controlado en áreas pasto-cortafuegos constituye una práctica agraria sostenible, en la que el ganado colabora a reducir los riesgos de incendio y cumple una función ecológica importante en el monte mediterráneo. Además, su incorporación al conjunto de herramientas de manejo del monte estimula la vigilancia y el interés de la población local por la conservación del mismo, fomentando el trabajo coordinado entre técnicos y ganaderos, lo que refuerza la prevención social de los incendios.

El pastoreo en áreas cortafuegos se muestra, por tanto, como una herramienta útil en la prevención de incendios, al tiempo que ofrece externalidades ambientales y sociales muy positivas, lo que lo convierte, en definitiva, en un valioso sistema de gestión del territorio.

a.6. Fomento de gestión forestal sostenible en coníferas, aplicación de régimen de claras para incrementar el carbono absorbido

Además del aumento de la superficie forestal mediante plantación y cambios de uso del suelo, es posible aumentar la capacidad de acumulación de biomasa de los sistemas forestales ya establecidos mediante la aplicación de distintas propuestas de gestión.

Las claras, entendidas como reducción de la densidad de individuos de una misma especie, son la intervención silvícola intermedia fundamental en la gestión de los sistemas forestales. Entre sus objetivos están reducir la competencia, mejorar el vigor individual de los árboles, regular la composición específica, anticipar y maximizar la producción a final del turno, y aumentar el valor y dimensiones de los productos.

Desde el punto de vista de la fijación de CO_2 existen numerosas evidencias científicas de que, aunque la clara supone una reducción del arbolado existente en el bosque, la aplicación de determinados esquemas puede incrementar el total del CO_2 absorbido por el bosque a lo largo del ciclo productivo.

Esta medida fomenta el establecimiento de planes de gestión que aseguren la ejecución de un plan de claras adecuado, cuantificando la mejora que supondría en términos de absorción de CO_2 , sin cuantificar otros beneficios asociados (mejora de sanidad forestal, reducción de incendios forestales...).

a.7. Restauración hidrológico-forestal en zonas con alto riesgo de erosión

La restauración hidrológico-forestal comprende el conjunto de actuaciones necesarias para la conservación, defensa y recuperación de la estabilidad y fertilidad de los suelos, la regulación de escorrentías, la consolidación de cauces y laderas, la contención de sedimentos y, en general, la defensa del suelo contra la erosión, actuaciones que consiguen retener el carbono orgánico de los suelos así como otros efectos sinérgicos tales como la defensa contra la desertificación, sequías e inundaciones, la conservación y recuperación de la biodiversidad y el enriquecimiento del paisaje.

La medida consiste en la realización de estructuras destinadas a la corrección y a la estabilización de cauces en zonas de alto riesgo de erosión (según el mapa de riesgo de desertificación del **Plan de acción nacional contra la desertificación**), sin considerar la repoblación forestal de esos terrenos por estar esas actuaciones consideradas en una medida aparte.

b) Mecanismos de actuación

- Posibles intervenciones a desarrollar en el marco del futuro Plan Estratégico de la PAC en España.
- Inclusión, en su caso, de algunas intervenciones en los Planes Hidrológicos de Cuenca de tercera generación y en los planes de gestión del riesgo de inundaciones.
- Armonización de los cánones de utilización del dominio público hidráulico para incentivar en zonas habilitadas la plantación de choperas.
- Impulso de instrumentos de financiación público-privada orientados a promover la creación de contratos territoriales que desarrollen medidas de prevención de incendios forestales.
- Análisis y estudio de la fiscalidad forestal para promover la gestión activa de las masas forestales y reducir así el riesgo de incendios forestales.
- Impulso de instrumentos de financiación público-privada orientados a promover la creación de contratos territoriales que desarrollen medidas para facilitar el pastoreo en terrenos forestales.
- Fomento de tratamientos silvícolas intermedios para la mejora en la obtención de productos forestales de mayor valor añadido y la valorización energética de residuos forestales.
- Desarrollo y ejecución del **Plan de actuaciones prioritarias de restauración hidrológica forestal**.
- Desarrollo y ejecución del **Inventario Nacional de Suelos**.

c) Responsables

MAPA y MITECO, conjuntamente con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con la distribución competencial de España.

Medida 1.25. Sumideros agrícolas

a) Descripción

A continuación, se describen las actuaciones identificadas para los sumideros agrícolas que en su conjunto forman una medida adicional para el escenario WAM o Escenario Objetivo del PNIEC 2021-2030. Son además relevantes por las sinergias que presentan para una mejor adaptación del sector agrario a los impactos del cambio climático y están por tanto alineadas con el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático.

a.1. Fomento de la agricultura de conservación (siembra directa)

Esta medida consiste en la aplicación de técnicas de agricultura de conservación, con lo que se logra un incremento de las absorciones de CO₂ por los suelos agrícolas y una reducción de las emisiones derivadas de la utilización de gasóleo por la maquinaria agrícola. La medida es adecuada tanto desde el punto de vista de la mitigación, como de la adaptación al cambio climático, ya que favorece que el suelo ejerza como sumidero de carbono y además mejora su resiliencia. Para su implementación se requiere formar a los agricultores.

a.2. Mantenimiento de cubiertas vegetales e incorporación de restos de poda al suelo en cultivos leñosos

Esta medida contempla el mantenimiento de cubiertas vegetales vivas entre las calles del cultivo y la incorporación de restos de poda de cultivos leñosos al suelo. Estas dos prácticas agronómicas son compatibles y sinérgicas.

La reducción de gases de efecto invernadero se obtiene, por un lado, prescindiendo del tradicional laboreo del suelo, y por otro, evitando la quema incontrolada de los restos de poda. Además de minorar las emisiones, se obtienen beneficios agronómicos (por la mejora de la estructura del suelo y su productividad), medioambientales (al aumentar el carbono orgánico del suelo, la biodiversidad asociada y proteger al suelo de la erosión) y económicos (evitando parte de la fertilización necesaria).

b) Mecanismos de actuación

Medidas regulatorias del MAPA y/o intervenciones en el Plan Estratégico de la PAC.

c) Responsables

MAPA conjuntamente con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con la distribución competencial de España.

3.1.6 Fiscalidad

Medida 1.26. Fiscalidad

a) Descripción

En línea con la Agenda del Cambio aprobada por Consejo de Ministros el pasado 8 de febrero de 2019, donde se plasma la necesidad de "adaptar el sistema impositivo a la economía del siglo XXI", así como de una "nueva fiscalidad verde - alineamiento de fiscalidad con impacto medioambiental"-, el Ministerio de Hacienda liderará el estudio en profundidad y en su caso el despliegue correspondiente de la actualización de aquellos elementos del sistema tributario que incentiven de manera sistemática una economía baja en carbono y resiliente al clima, mediante la internalización progresiva y generalizada de las externalidades medioambientales que tienen lugar en la generación y el uso de la energía, así como en el desempeño de aquellas principales actividades económicas que generan emisiones de gases de efecto invernadero y aumentan la vulnerabilidad de la economía española ante los previsibles impactos del cambio climático.

3.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

3.2.1 Medidas para el cumplimiento de la obligación de ahorro de energía. Enfoque sectorial

La Directiva de Eficiencia Energética (Directivas 2012/27/UE y 2018/2002/UE) establece en el artículo 7 la obligación de acreditar ahorros de energía final acumulados hasta 2020 y 2030, contabilizados estos últimos desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, de acuerdo con el mismo esquema acumulativo aplicado en el primer período de aplicación de la Directiva, desde el 1 de enero de 2014 hasta el 31 de diciembre de 2020.

Este objetivo de ahorro acumulado debe alcanzarse mediante la puesta en marcha de un sistema de obligaciones de eficiencia energética sobre las compañías comercializadoras de energía o mediante la aplicación de medidas alternativas de tipo regulatorio, fiscal, económico o de información y comunicación que habrán de ser ejecutadas por los poderes públicos.

En este apartado del PNIEC, se presentan las **diez medidas principales de eficiencia energética** diseñadas para el cumplimiento de la obligación de ahorro de energía final derivada de la aplicación del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética.

España asume el compromiso de cumplimiento de este objetivo de ahorro y propone medidas para asegurar un esfuerzo anual uniforme durante todo el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030, de manera que los mecanismos de actuación incluidos en este Plan, así como los apoyos públicos que se han identificado como necesarios, tienen por objetivo asegurar **la acreditación de ahorros nuevos y adicionales de energía final equivalentes a 669 ktep/año**.

El sistema de obligaciones de eficiencia energética 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 **Fondo Nacional de Eficiencia Energética**, 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. El FNEE extenderá su vigencia hasta el **31 de diciembre de 2030**, de conformidad con la revisión de la Directiva de Eficiencia Energética aprobada.

De manera adicional a los mecanismos que podrán articularse con los recursos del FNEE, este Plan considera **mecanismos regulatorios y fiscales** para hacer posible la mayor y más rápida penetración de tecnologías eficientes en el mercado, la mayor electrificación del transporte y de la demanda energética en la edificación, la participación activa de la demanda en la gestión del sistema energético, el autoconsumo y la generación distribuida, así como la mayor participación de las energías renovables térmicas para la cobertura de la demanda de energía final.

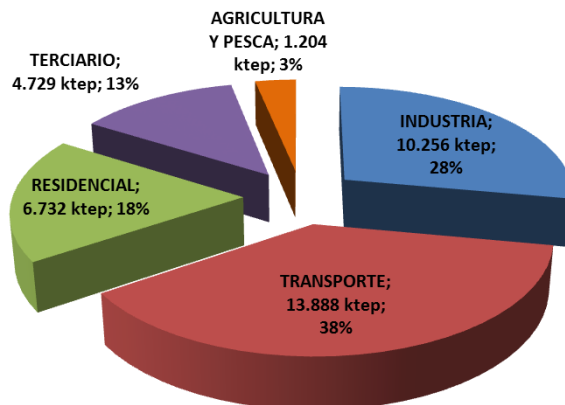
De manera particular, destacan las medidas de ahorro y eficiencia energética en los sectores ferroviario, marítimo y aéreo, no contempladas entre las medidas articuladas con los recursos del FNEE. Como resultado de las inversiones contempladas en el Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda (PITVI) 2012 – 2024 y sucesivos, del Ministerio de Fomento (actual MITMA), se promoverá la mejora de la eficiencia energética del sistema ferroviario convencional, haciéndolo más eficiente y competitivo y permitiéndole orientarse a cubrir, en

mayor medida, las necesidades de movilidad metropolitana cotidiana y de mercancías. De manera paralela, se promoverán medidas de eficiencia energética en el transporte aéreo y marítimo.

Asimismo, el Ministerio de Hacienda liderará el análisis exhaustivo acerca de la posible revisión completa de la fiscalidad ambiental de nuestro país, elemento sobre el que existe un consenso generalizado de que sería un instrumento de gran potencial para facilitar una transición hacia una economía baja en carbono. El objetivo fundamental sería la internalización de las externalidades negativas derivadas del uso de determinados combustibles o tecnologías, a fin de que, en el proceso de decisión, se opte por aquellas energías o tecnologías de menor impacto ambiental. Esta revisión de la fiscalidad ambiental permitirá a España avanzar hacia un modelo económico ambientalmente sostenible de manera rigurosa y eficiente.

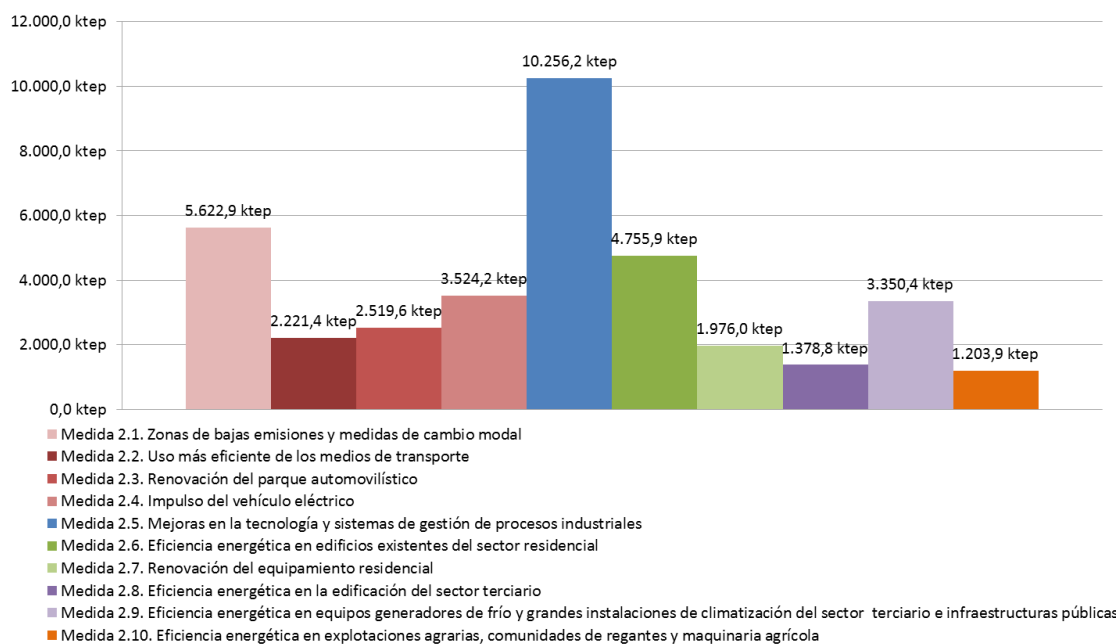
El presente Plan, en la Dimensión de Eficiencia Energética, presenta 17 medidas, de las cuales 10 se han diseñado, bajo un enfoque sectorial, con el objetivo de cumplir con la obligación de ahorro que se deriva del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética. Destaca el sector transporte, con 4 medidas, que contribuirá en mayor medida al objetivo de ahorro de energía final acumulado para el periodo 2021-2030, con casi 14 Mtep de ahorro. Al sector transporte le siguen el sector industrial y el sector residencial, con 10,3 Mtep y 6,7 Mtep de ahorro, respectivamente. Siendo los sectores terciario y agricultura y pesca los que representan una menor contribución con 4,7 Mtep y 1,2 Mtep respectivamente:

Figura 3.3. Ahorro de energía final acumulada por sectores en España 2021-2030 (ktep)⁴⁴



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

⁴⁴ La cuantificación de los ahorros que se incluye en este capítulo recoge aquéllos necesarios para asegurar el cumplimiento del objetivo de ahorro vinculante del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética, formulado en términos de ahorro de energía final acumulado desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030. España asume el cumplimiento de este objetivo de ahorro acumulado, que se traducirá en un mayor o menor volumen de ahorro anual en cada uno de los ejercicios dependiendo de que las medidas de ahorro y eficiencia energética se concentren en la primera o segunda mitad de la década. El objetivo de descarbonización de la economía española en 2050 llevará a aumentar el esfuerzo en medidas de ahorro y eficiencia energética, especialmente, en materia de movilidad y reducción de los tráficos en entornos urbanos e interurbanos con respecto al objetivo de ahorro acumulado del artículo 7.

Figura 3.4. Ahorro de energía final acumulada por medidas en España 2021-2030 (ktep)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En el Anexo F, se proporciona mayor detalle de estas políticas y medidas que permitirán afrontar el desafío que supone para España, un salto tan cuantitativo en la consecución de ahorros energéticos.

Las diez medidas mencionadas se subdividen en instrumentos, algunos de los cuales ya fueron planificados y ejecutados en el periodo anterior y se ha aprendido de la experiencia. Otros se implantarán por primera vez en el periodo 2021-2030, como la reforma fiscal verde, la nueva Ley de cambio climático y transición energética, la nueva Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Público, el estudio de la modificación de la legislación que afecta a la masa máxima y longitud del transporte de mercancías por carretera, las nuevas ordenanzas municipales para restringir los accesos al centro de las ciudades a los vehículos más emisores y contaminantes y el impulso a la renovación de las flotas de reparto, entre otras.

Respecto a los instrumentos que ya habían sido utilizados con anterioridad, como las líneas de apoyo a la electrificación del transporte o la rehabilitación energética de viviendas, se intensifican los presupuestos para lograr el salto de escala que se precisa para la consecución de los objetivos.

Adicionalmente, estas medidas sectoriales se complementan con las medidas horizontales y financieras definidas en los siguientes apartados 3.2.2 y 3.2.4.

Sector transporte**Medida 2.1. Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal****a) Descripción**

El objetivo de esta medida es reducir el consumo de energía final y las emisiones de dióxido de carbono actuando sobre la movilidad urbana y metropolitana por medio de cambios importantes en el reparto modal, con una mayor participación de los modos más eficientes, en detrimento de la utilización del vehículo privado con baja ocupación, fomentando el uso compartido, así como el uso de modos no consumidores de energía, como la marcha a pie y la bicicleta. En ese sentido, es importante insistir en la importancia que tiene, a efectos de favorecer los modos menos emisores y contaminantes, disponer de un buen diseño urbano. Es especialmente relevante en el momento de acometerse nuevos desarrollos al objeto de que la variable de movilidad sostenible quede incorporada desde el inicio mismo de la modificación del diseño.

La medida pretende reducir el uso del vehículo privado, de manera que este PNIEC considera factible la reducción de los tráficos de pasajeros (pasajeros-km) en entornos urbanos en un 35% hasta 2030 y de los tráficos interurbanos del orden de un 1,5% anual; el teletrabajo, el vehículo compartido, el uso de los medios no motorizados y del transporte público colectivo posibilitarán el cumplimiento de estos objetivos, siendo de gran importancia posibilitar una financiación adecuada del transporte público que permita mejorar la calidad y el servicio, atraer más usuarios y de esta manera contribuir a la mejora de la calidad del aire de los entornos urbanos.

Para favorecer los cambios en la demanda de transporte es preciso aprovechar al máximo las oportunidades que brinda la digitalización que llega de la mano de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC), aplicadas a la gestión de la movilidad (gestión de flotas, aparcamientos, restricciones al tráfico, vehículos autónomos...), así como al concepto de movilidad como servicio (*Mobility as a Service, MaaS*), frente al pago por propiedad. Las nuevas generaciones, usuarios y empresas del futuro, están creciendo en este entorno.

La principal fuerza motriz impulsora del cambio modal es el establecimiento a partir de 2023 en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes del territorio nacional de zonas de bajas emisiones, esto es, delimitación de zonas con acceso limitado a los vehículos más emisores y contaminantes. Esta medida, una de las más relevantes de este Plan, pretende la transformación de las ciudades para garantizar la mejora de la calidad de vida a través de la mejora de la calidad del aire. La medida comprende un amplio abanico de actuaciones de diferente tipología para hacer posibles las inversiones en infraestructuras que posibiliten el cambio modal necesario. En esta medida la implicación proactiva de las autoridades locales resultará decisiva.

En este sentido, esta medida se define con un enfoque amplio que supera el alcance de las actuaciones que se han puesto en marcha desde 2015 con cargo al FNEE. En este Plan, la participación y coordinación de todas las Administraciones territoriales, así como el concurso de la iniciativa privada y, particularmente, de las entidades financieras, resultan fundamentales para movilizar inversiones. Por esta razón, el impulso al desarrollo de legislación autonómica en materia de movilidad, de manera coordinada con las bases que se establezcan a nivel nacional, será una de las prioridades.

Es importante, asimismo, prestar la debida atención a los Planes de Ordenación del Territorio y a los Planes Sectoriales, ya que es en ese nivel de planificación más elevada cuando se adoptan disposiciones y criterios que, después, se concretan en proyectos de infraestructuras y de desarrollo urbano en los que los modos de movilidad y transporte han quedado muy condicionados. Todo ello es coherente con la Agenda Urbana Española del MITMA.

De manera concreta, se promoverá la ejecución a través de programas de apoyo público de las medidas contenidas en los **Planes de Movilidad Urbana Sostenible**, que habrán de llevar a cabo las Entidades Locales (con el apoyo de otras Administraciones territoriales, y en su caso, de la Administración General del Estado), y de **Planes de Transporte al Trabajo**, puestos en marcha por las empresas.

Esta medida es consistente con las prioridades establecidas en los artículos 102 y 103 en materia de movilidad sostenible de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El ahorro estimado de la medida es de cerca de **5.622,9 ktep de ahorro de energía final acumulado durante el periodo 2021–2030**, de un total de 13.888 ktep que representa el total del sector transporte.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el MITECO/IDAE y MITMA (de manera coordinada con otros Departamentos ministeriales con competencias transversales en materia de transporte), conjuntamente con las Comunidades Autónomas y, especialmente, las Entidades Locales.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige a ayuntamientos, diputaciones, cabildos y otras entidades de representación territorial supramunicipal, además de a los centros de trabajo de titularidad pública o privada y empresas o centros de actividad (aeropuertos, estaciones ferroviarias, polígonos industriales, centros educativos o sanitarios, universidades, parques de ocio, centros comerciales, etc.). Igualmente, autoridades y empresas de transporte, así como centros logísticos.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía final, mediante cambios importantes en el reparto modal a través de:

Implantación y desarrollo de Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS): con medidas como la generalización a partir de 2023 en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes de España, de la delimitación de zonas centrales con acceso restringido a los vehículos más emisores y contaminantes (medida recogida también en el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética).

Asimismo, se promoverá la regulación de la ocupación del suelo público con criterios de movilidad sostenible, las restricciones de tráfico en momentos de mayor contaminación, el impulso del vehículo compartido, la regulación del aparcamiento, promoción del uso de la bicicleta, la mejora y promoción del transporte público, etc.

La implantación y desarrollo de Planes de Transporte al Trabajo (PTT): con medidas tales como servicios de movilidad compartida en las empresas, promoción de la bicicleta, promoción del transporte público, teletrabajo, etc.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos serán los siguientes:

Medidas legislativas: futura Ley de Cambio Climático y Transición Energética. Modificación del artículo 103 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible («Elaboración de los planes de transporte en empresas»), exigiendo su implementación para las empresas con más de 250 trabajadores (grandes empresas) y creación para dichas empresas de la figura del coordinador de movilidad, con el fin de incrementar el número de empresas que disponen de un PTT.

Otras medidas de tipo legislativo serán aquellas que implementen las correspondientes leyes autonómicas de movilidad en su correspondiente ámbito competencial, así como en las ordenanzas municipales especialmente en poblaciones de más de 50.000 habitantes relativas a restricciones al tráfico privado, gestión del aparcamiento, vehículo compartido, calmado de tráfico y reserva de carriles para transporte público y otras medidas dirigidas hacia una movilidad sostenible.

Finalmente, se elaborará a nivel nacional **la Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Público**, con el que se abordará de manera integral las necesidades de las sociedad ante los nuevos modelos y requerimientos relacionados con la movilidad y se prestará una especial atención a la generación de recursos económicos suficientes para dotar al transporte público, en especial de las áreas metropolitanas, de recursos financieros para ofrecer un servicio de alta calidad y facilitar el cambio modal urbano por el que ha apostado este Plan.

Programas de apoyo público: programas que promuevan la implantación de las medidas y actuaciones contenidas en los Planes de Movilidad Urbana Sostenible y en los Planes de Transporte al Trabajo; diseño de instrumentos financieros que permitan movilizar las inversiones necesarias en infraestructuras ferroviarias para aumentar la cuota de transporte de mercancías por ferrocarril. Esta medida es coherente con los objetivos de la planificación del MITMA, que busca la mejora de la eficiencia energética del sistema ferroviario convencional.

Ejemplo de ello es el **Plan Estratégico de Apoyo Integral al Sector de la Automoción, 2019-2025**, que ha presentado el MINCOTUR, tras conversaciones con el sector, y que busca ayudar al mismo durante la transición energética.

Información: elaboración y actualización de las guías y manuales sobre movilidad urbana sostenible; mantenimiento, en la web del IDAE, de una plataforma dirigida a los ciudadanos y gestores de movilidad, en la que se incluyan dichas guías, así como información útil para promover la implementación de los Planes de Movilidad Urbana Sostenible y los Planes de Transporte al Trabajo; apoyo a la creación de Observatorios de movilidad en distintos ámbitos de actuación, foros y mesas de trabajo sobre movilidad sostenible.

Comunicación: realización de campañas específicas de comunicación e información para favorecer el cambio modal y el uso racional del vehículo privado en los desplazamientos urbanos; desarrollo y promoción de campañas institucionales de promoción del transporte público y de apoyo a una nueva movilidad sostenible, incluyendo el otorgamiento de premios y distinciones a proyectos ejemplares.

g) Necesidades financieras y apoyo público

Las necesidades financieras de esta medida son elevadas. Se estima una inversión pública de **3.140 M€** en el período de diez años del Plan, suponiendo que todos los municipios implantan un PMUS en el período 2021-2030, priorizando las medidas menos intensivas en inversión.

Esta inversión podría ser cofinanciada con los Fondos FEDER en el marco del Programa Operativo correspondiente al período 2021-2030. A esta inversión, necesaria para posibilitar el cambio modal efectivo y la transformación del modelo de ciudad, habría que añadir una cifra notablemente inferior - del orden de **265 M€** para promover, a través de ayudas públicas, la implantación de Planes de Transporte al Trabajo en las empresas.

Las actuaciones contenidas en los Planes de Movilidad Urbana Sostenible, se realizarán con presupuesto público de las administraciones competentes (en su caso, teniendo en cuenta el marco de programas nacional o europeo) y en el caso de las actuaciones de los PTT, se estima un apoyo público del 50% de la inversión, lo que supone 132,5 M€.

Medida 2.2. Uso más eficiente de los medios de transporte

a) Descripción

El objetivo es reducir el consumo de energía final y las emisiones de dióxido de carbono impulsando actuaciones que permitan un uso más racional de los medios de transporte, actuando en la mejora de la gestión de flotas por carretera, implantando técnicas de conducción eficiente para conductores profesionales (con ahorros potenciales de carburante del orden del 10%) y equiparando las cargas y dimensiones del transporte de mercancías por carretera a los países del entorno.

En ese sentido, es importante destacar el notable incremento de la distribución urbana de mercancías dentro de las ciudades, motivado por el auge de un comercio electrónico que genera un gran número de entregas de pequeñas cargas que requieren de un elevado número de desplazamientos y multitud de vehículos de reparto, lo que repercute en la congestión del tráfico, el consumo energético, la contaminación y las emisiones de GEI.

Asimismo, se considera que un porcentaje significativo del parque de vehículos en 2030 se utilice a través de los servicios de movilidad compartida, lo que redundará en un menor número de vehículos en el parque, así como transitar desde una cultura de la propiedad del vehículo hacia otra de servicio compartido.

Esta medida es coherente con el Plan de infraestructuras, transporte y vivienda 2012 – 2024, del Ministerio de Fomento (actual MITMA), que busca la mejora de la eficiencia energética del sistema ferroviario convencional motivada por las mejoras tecnológicas y por un mejor aprovechamiento energético, así como la promoción de medidas de eficiencia energética en el transporte aéreo y marítimo.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida tiene por objetivo de **ahorro acumulado de energía final** durante el periodo 2021 – 2030 la cantidad de **2.221,4 ktep**, de un total de 13.888 ktep que representa el total del sector transporte.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el MITECO/IDAE, MITMA, conjuntamente con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España.

d) Sectores abordados

Esta medida va dirigida a empresas y entidades, públicas y privadas, con flotas de vehículos de transporte por carretera o ferrocarril, de pasajeros o mercancías o de vehículos de obras y servicios.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles incluyen la realización de auditorías energéticas a las flotas de vehículos, la instalación de sistemas tecnológicos centralizados y aplicaciones orientadas a la mejora de la eficiencia y la realización de cursos de gestión de flotas para el personal, además de la formación de conductores profesionales en las técnicas de conducción eficiente de vehículos industriales, como de transporte ferroviario.

Medidas legislativas: estudio de la normativa necesaria para equiparar las masas y dimensiones de los camiones nacionales a la existente en los países de nuestro entorno. Un aumento de la carga media de dichos vehículos a partir de 2021, implicará la consiguiente reducción del número de vehículos por kilómetro y consumo para una misma masa transportada.

Con carácter previo a la adopción de dicha medida, el MITMA, junto con los actores implicados, analizará la repercusión de los límites en masas y dimensiones máximos permitidos en los costes del transporte de mercancías por carretera, incluyendo los costes externos, todo ello en el marco de la normativa vigente. Asimismo, el MITMA analizará la influencia de esta medida sobre la funcionalidad de la red viaria y durabilidad de los firmes, y en especial sobre la capacidad

estructural de las obras de paso que la componen (puentes y viaductos).

Incorporación en las Ordenanzas Municipales de aspectos que faciliten la racionalización del reparto de última milla, incluyendo la progresiva incorporación de vehículos más eficientes y menos contaminantes para realizar dicha distribución.

f) Mecanismos de actuación

Programas de apoyo público: programas de ayudas a fondo perdido dirigidos a las empresas.

Acuerdos voluntarios: firma de acuerdos con las asociaciones sectoriales y acreditación de empresas con sistemas eficientes de gestión de flotas.

Comunicación: desarrollo de actuaciones de demostración y promoción dirigidas a las empresas.

g) Necesidades financieras y apoyo público

La medida pretende movilizar inversiones totales por importe de 73 M€, con unos apoyos públicos de 22 M€.

Medida 2.3. Renovación del parque automovilístico

a) Descripción

El objetivo de esta medida es mejorar la eficiencia energética del parque automovilístico promoviendo su renovación por vehículos más eficientes. La edad media del parque se sitúa en torno a los 12 años. Los nuevos vehículos puestos a la venta, independientemente de la motorización que utilicen, son más eficientes y, por tanto, su penetración en el parque disminuye los consumos del conjunto gradualmente. Al fomentar la adquisición de los vehículos más eficientes, se conseguirán ahorros adicionales a los obtenidos por la renovación natural del parque. Se debe hacer especial hincapié en la renovación de los vehículos en las flotas de reparto urbano, así como los servicios de taxi, por ser los que, con diferencia, más kilometraje realizan en los centros urbanos.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El objetivo de la medida es un ahorro adicional al derivado de la renovación natural del parque (considerada en las proyecciones del Escenario Tendencial incluidas en este PNIEC) equivalente a **2.519,6 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021 – 2030, de un total de 13.888 ktep que representa el total del sector transporte, promoviendo la renovación del parque hacia vehículos más eficientes.

En el caso de turismos, se promoverán de forma especial los vehículos clasificados como A o B según la clasificación energética del IDAE (sin menoscabo de que se promueva una clasificación alternativa basada en tecnologías, según los criterios de la DGT). En el resto de categorías se tratará de que solo se beneficien de las medidas aquellos vehículos que consigan una reducción mínima demostrada sobre las emisiones medias anuales de CO₂ del 25%.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el Ministerio de Hacienda, responsable de la reforma fiscal de la Administración General del Estado, las Entidades Locales y las Autoridades Autonómicas, responsables de ciertos impuestos que afectan al automóvil, como son el Impuesto sobre Vehículos de Tracción Mecánica (IVTM) y el Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte (IEDMT) o impuesto de matriculación.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al público en general y las empresas con flotas de vehículos.

e) Acciones elegibles

Adquisiciones de vehículos más eficientes.

f) Mecanismos de actuación

Fiscalidad: El Ministerio de Hacienda, en colaboración con las Entidades Locales, en la línea iniciada ya por la Dirección General de Tributos, analizará la conveniencia, viabilidad y plazos de una reforma del actual IVTM, recaudado por las Entidades Locales, que grava la titularidad de los vehículos aptos para circular, atendiendo al tipo de motor o tipo de carburante.

Este Plan considera necesario reorientar la ponderación de las tasas actuales con criterios basados en la emisión de contaminantes, lo que podría hacerse sobre la base de la Norma Euro o de la etiqueta medioambiental de la Dirección General de Tráfico, penalizando así a los vehículos más antiguos, generadores de más emisiones contaminantes, pero también de mayor consumo y por tanto emisiones de CO₂.

Al mismo tiempo, el Ministerio de Hacienda analizará una reforma fiscal verde del sector del automóvil, de manera que las decisiones de compra del consumidor se orienten hacia vehículos de menores emisiones contaminantes y menores emisiones de GEI.

Medidas legislativas: En coordinación con las Autoridades Locales se promoverá la aplicación de medidas de restricción del tráfico y gestión del aparcamiento en vía pública por parte de los Ayuntamientos de manera que se penalice a los vehículos más antiguos y por tanto de mayor consumo y emisiones contaminantes.

Programas de financiación: Creación de instrumentos de financiación, a través de acuerdos de colaboración con entidades financieras, dirigidos a pymes y autónomos del sector del transporte de mercancías y servicios de taxi, para favorecer la renovación de sus vehículos ya que pueden tener dificultades para encontrar financiación en los canales ordinarios, incentivando que dicha renovación se dirija hacia tecnologías de bajas emisiones.

g) Necesidades financieras y apoyo público

La inversión total asociada, por parte de particulares y empresas, se estima en 76.680 M€⁴⁵ para el periodo 2021-2030.

Medida 2.4. Impulso del vehículo eléctrico**a) Descripción**

El objetivo de esta medida es reducir el consumo de energía del parque automovilístico, a través de la electrificación del parque, que se hará principalmente con vehículos eléctricos (entendiendo por vehículo eléctrico tanto los vehículos con baterías como los de hidrógeno con pila de combustible), posibilitando una mayor penetración de energías renovables en el sector transporte.

La penetración actual de los vehículos eléctricos en el parque es muy baja (54.079 vehículos en 2018, incluyendo vehículo eléctrico de batería, vehículo híbrido eléctrico enchufable y vehículos eléctricos de rango extendido) y apenas apreciable de vehículos de pila de combustible. Aumentar su número comportará una serie de ventajas en cuanto al cumplimiento por parte de los fabricantes, de los objetivos de reducción de CO₂ según Reglamentos (CE), el cumplimiento de los requisitos de calidad del aire en las ciudades señalados por la Directiva 2008/50/CEE, la reducción de la dependencia de los derivados del petróleo y la mejor gestión de la demanda al actuar sobre la curva de carga del sistema eléctrico, siempre que se promueva una recarga inteligente.

La electrificación masiva del parque de vehículos solo se conseguirá cuando se alcance la paridad de precio entre vehículos eléctricos y vehículos de combustión. Según estimaciones de los fabricantes, esta paridad se podrá alcanzar hacia el año 2025, debido al descenso esperado en el precio de las baterías. Esta medida y la 2.3, sientan las bases para que, de acuerdo con la normativa europea, los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos no comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que no más

⁴⁵ La inversión total asociada se ha calculado considerando el importe total del nuevo vehículo.

tarde de 2040 sean vehículos con emisiones de **0 gCO₂/km**.

Por otro lado, se estima que un porcentaje significativo del parque de vehículos eléctricos en 2030 se utilice a través de servicios de Movilidad Compartida (*MaaS* por sus siglas en inglés), lo que favorecerá que se alcancen porcentajes significativos de vehículos eléctricos en las flotas.

Un aspecto clave para la progresiva incorporación de vehículos eléctricos será el despliegue de la infraestructura de recarga pública. En ese sentido, el 9 de diciembre de 2016 se aprobó el Marco de Acción Nacional (MAN) como respuesta a la transposición de la Directiva 94/2014, de 29 de septiembre de 2014, relativa al despliegue de infraestructura transeuropea de combustibles alternativos. En el MAN se responde al objetivo indicativo de la mencionada Directiva de disponer de al menos un punto de recarga por cada diez vehículos eléctricos. En la actualidad el servicio de recarga pública de vehículos eléctricos en España se encuentra liberalizado y son las propias empresas (y desde la promulgación del Real Decreto-ley 15/2018, del 5 de octubre, cualquier consumidor), las responsables de ir desplegando el servicio de recarga pública según demanda e intereses del sector.

No obstante, las diferentes administraciones públicas, cada una en su ámbito de actuación, deben velar porque el despliegue se realice de una manera ordenada y respondiendo a la demanda existente, para lo que se pondrán en marcha medidas económicas, regulatorias e informativas dirigidas a facilitar el desarrollo de dicha infraestructura. En ese sentido, el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética contempla establecer la obligación de instalar al menos un punto de recarga público en las estaciones de servicio que tengan unas ventas de gasolina y gasóleo superior o igual a 5 millones de litros al año, lo que (una vez aprobado) proporcionará un importante impulso a la red de recarga pública de vehículos eléctricos. Al mismo tiempo, las Administraciones Autonómicas están elaborando sus propios planes de desarrollo del vehículo eléctrico en los que también promueven la creación de una red de recarga accesible a todos los usuarios.

El desarrollo del vehículo eléctrico y su infraestructura de recarga tiene también incidencia en la dimensión de la seguridad energética (ver Medida 3.4), así como en la aportación de servicios al sistema eléctrico mediante la agregación que permitan una mayor integración de renovables (ver Medidas 1.2 y 4.4).

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida proporcionará ahorros anuales proporcionales al número de vehículos eléctricos que se introduzcan en el parque, lo cual se producirá progresivamente. Este PNIEC considera que se alcanzará **un parque de vehículos de 5.000.000 en 2030** (turismos, furgonetas, autobuses y motos), por lo que se estiman **ahorros acumulados de energía final** durante el periodo 2021- 2030, de **3.524,2 ktep/año**, de un total de 13.888 ktep que representa el total del sector transporte.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el MITECO/IDAE (de manera coordinada con otros Departamentos ministeriales y, particularmente, con el MINCOTUR y el Ministerio de Hacienda), conjuntamente con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España. Las Entidades Locales serán administraciones coadyuvantes de la medida como consecuencia del ejercicio de las competencias que les corresponden en materia de control de la calidad del aire en las ciudades.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al público en general y empresas con flotas de vehículos.

e) Acciones elegibles

Las actuaciones elegibles en la medida comprenden:

- La adquisición de nuevos vehículos eléctricos.
- El despliegue de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos serán los siguientes:

Medidas legislativas: adaptar la normativa de requisitos de construcción de nuevos edificios, en concreto el Código Técnico de la Edificación, a lo dispuesto en los artículos 8.2, 8.3 y 8.5 de la Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, que establece las condiciones para desarrollar las infraestructuras mínimas necesarias para la recarga inteligente de los vehículos eléctricos en los aparcamientos de los edificios. Dicha adaptación debe realizarse en consonancia con las modificaciones de la normativa y planes de fomento necesarios para permitir que, tanto la recarga vinculada en los edificios, como la no vinculada, en vías y edificios del sector terciario, posibiliten el desarrollo del vehículo eléctrico acorde con los 5 millones que establece este PNIEC para el año 2030.

Programas de apoyo público: diseño de programas de ayudas a fondo perdido que multipliquen el presupuesto puesto a disposición de los particulares y empresas para la adquisición de vehículos eléctricos en los anteriores programas (MOVELE, MOVEA, MOVALT, MOVES), así como la instalación de puntos de recarga.

Los Presupuestos Generales del Estado para el año 2017, en su disposición adicional décimo séptima («financiación de actuaciones de apoyo a la movilidad eficiente energéticamente y sostenible») señalan que, con efectos desde el año 2017 y vigencia indefinida, se habilita al Gobierno para establecer un sistema de ayudas a las actuaciones de apoyo a la movilidad basado en criterios de eficiencia energética, sostenibilidad e impulso del uso de energías alternativas, incluida la constitución de las infraestructuras energéticas adecuadas; esta habilitación ha permitido contar, tanto para el año 2017 como para el año 2018, con 50 M€ anuales dedicados a la incentivación de medidas relacionadas con una movilidad más sostenible, entre ellas, la adquisición de vehículos eléctricos y la infraestructura de recarga tanto privada como pública necesaria.

A este presupuesto general se suman los presupuestos habilitados por las Comunidades Autónomas y Entidades Locales con el objetivo de incentivar la adquisición de vehículos menos contaminantes y el despliegue de infraestructuras de recarga.

Fiscalidad: el Ministerio de Hacienda analizará la conveniencia y viabilidad de una reforma fiscal en el sector del automóvil, dirigida a internalizar las externalidades ambientales de los combustibles fósiles, en la que se podría considerar entre otros la reforma del Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte (IEDMT) o impuesto de matriculación para actualizar los umbrales de emisiones de CO₂ a partir de los cuales se abona el impuesto⁴⁶ u otros impuestos a la compra o el uso del vehículo.

La reforma permitiría adelantar la paridad de precio entre vehículos térmicos y vehículos eléctricos, lo que contribuiría a acelerar la penetración de estos últimos por encima de las exigencias del nuevo Reglamento de emisiones de CO₂ para turismos y furgonetas ligeras, orientando al ciudadano hacia la compra de vehículos de cero emisiones.

Comunicación: diseño de una estrategia de comunicación *ad hoc* centrada en facilitar información sobre el vehículo eléctrico, el precio y la localización de los puntos de recarga, la oferta y prestaciones de los vehículos, etc.

Es importante mencionar los proyectos europeos en curso en los que participa España: PSA “*Data collection related to recharging/ refuelling points for alternative fuels and the unique identification codes related to e-Mobility actors*” y PSA “*Fuel price comparison*”, ambos financiados por la convocatoria europea CEF en la que participan 16 países europeos. El primer proyecto facilitará disponer de un punto de acceso nacional a la red de puntos de recarga, tanto eléctricos como de hidrógeno, habilitándose en el geoportal de la página web del MITECO un mapa visual de dichos puntos, así como su identificación con código único, facilitando sus coordenadas y otra información relevante para los ciudadanos. El segundo permitirá que la ciudadanía disponga de información que le permita comparar los costes de repostaje de los diferentes tipos de vehículos, dando así respuesta a los requerimientos de la Directiva 2014/94/UE.

⁴⁶ El 74% de los vehículos matriculados actualmente no abona este impuesto por no superar el límite de 120 gCO₂/km.

En la estrategia de comunicación se utilizarán los canales de mayor impacto especializados y no especializados: Geoportal del MITECO, plataformas web, aplicaciones para teléfonos inteligentes, redes sociales, jornadas y eventos.

g) Necesidades financieras y apoyo público

La inversión total asociada a la penetración del vehículo eléctrico será del orden 132.403 M€⁴⁷. El apoyo económico público estimado para el desarrollo de esta medida en el periodo 2021-2025, suponiendo una línea de ayudas de 200 M€/año en el periodo 2021-2025 (con fondos de los Presupuestos Generales del Estado y de las CCAA), asciende a 1.000 M€. En el periodo 2025-2030 se estima que se habrá alcanzado la paridad de precio y no será necesario apoyo público.

Sector industrial

Medida 2.5. Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales

a) Descripción

La medida pretende facilitar la penetración de tecnologías de ahorro de energía final, principalmente, en las pequeñas y medianas empresas (pyme) y en las grandes empresas del sector industrial, especialmente, en aquellas instalaciones no incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE). Esta medida permitirá mejorar la eficiencia energética de los procesos industriales y garantizará ahorros de energía final (y, por consiguiente, reducciones significativas de las emisiones de GEI) gracias también a la implantación de sistemas de gestión energética.

La medida promueve, por un lado, la realización de un mayor volumen de inversiones en sustitución de equipos e instalaciones industriales con peor rendimiento energético por otros que utilicen tecnologías de alta eficiencia energética o, directamente, las mejores técnicas disponibles (MTD); asimismo, contempla la sustitución de sistemas auxiliares consumidores de energía. Por otro lado, promueve también la realización de un mayor número de inversiones para la implantación de sistemas de gestión energética en la industria; estos sistemas deben comprender actuaciones de medición de las variables de consumo de energía y la instalación de elementos de regulación y control de los parámetros de proceso e implantación de los sistemas informáticos y digitales para el análisis, regulación y control, con el fin de poder realizar un funcionamiento óptimo de las instalaciones, reducir los consumos energéticos y los costes y proporcionar la información de forma rápida y precisa, lo que resulta necesario para la mejora de la gestión energética de las instalaciones industriales. En todos los casos, los sistemas de gestión energética deberán cumplir con la Norma UNE-EN ISO 50001 relativa a los sistemas de gestión energética o la que en su lugar la sustituya.

Esta medida se ha diseñado de manera análoga a los programas de promoción de la eficiencia energética en el sector industrial puestos en marcha en España con cargo al FNEE, desde mayo de 2015 hasta 2019.

La mejora de la eficiencia energética de los equipos, sistemas y procesos industriales es un objetivo complementario de otros objetivos incorporados en este PNIEC que pretende asegurar la transición energética garantizando la mejora de la competitividad y el empleo. Los programas de fomento de la competitividad industrial que se han puesto en marcha durante el anterior periodo de aplicación de la Directiva 2012/27/UE, bajo la modalidad de préstamos reembolsables, por parte de los Departamentos ministeriales con competencias en materia de política industrial, han orientado los apoyos públicos hacia procesos de producción avanzados, eficientes y respetuosos con el medio ambiente de manera coherente con la estrategia en materia de energía y clima y de manera sinérgica con las medidas de promoción del uso de fuentes de energía renovable en la industria.

⁴⁷ La inversión total asociada se ha calculado considerando el **importe total del nuevo vehículo**. Este concepto **no es el utilizado en la evaluación del impacto económico del PNIEC** (ver capítulo 4). En la mencionada evaluación se considera exclusivamente la diferencia entre la inversión que se realizaría en un vehículo convencional al renovar el vehículo (Escenario Tendencial) y la que se realiza en el Escenario Objetivo del Plan al adquirir un vehículo eléctrico (más caro que el anterior). Esa diferencia es la que se considera “impacto económico del Plan” y obviamente es una cantidad muy inferior a la que resulta de considerar el importe total del nuevo vehículo.

Los ahorros de energía final nuevos y adicionales en el sector industrial durante el nuevo periodo de aplicación de la Directiva de Eficiencia Energética, que coincide con el periodo cubierto por este PNIEC, resultarán de la movilización de nuevas inversiones en equipos, sistemas y procesos y de la implantación de sistemas de gestión energética en la forma descrita y como consecuencia de fondos públicos habilitados, bien del FNEE, de Presupuestos Generales del Estado o fondos europeos. En este último caso, estos presupuestos públicos pueden canalizarse directamente hacia los promotores o industriales mediante programas ad hoc o a través del FNEE, que puede utilizarse como herramienta prioritaria de intervención del sector público para la movilización de inversiones en materia de eficiencia energética.

Por otra parte, la incorporación de energías renovables en el ámbito industrial se aborda de forma específica en la Medida 1.5.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida busca alcanzar **10.256 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021–2030.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el MITECO/IDAE (de manera coordinada con otros Departamentos ministeriales con competencias en materia de política industrial), conjuntamente con las Comunidades Autónomas y los Ayuntamientos, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige a las empresas del sector industrial, preferentemente manufacturero, así como a las empresas de servicios energéticos que realicen inversiones por cuenta de clientes en ese mismo sector.

e) Actuaciones elegibles

Las actuaciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía final, mediante la mejora de la tecnología en equipos y procesos industriales y en la implantación de sistemas de gestión.

Por analogía con los programas de aplicación durante el primer periodo de la Directiva de Eficiencia Energética, no serán elegibles aquellas actuaciones consideradas no viables económicamente, entendiendo como «no viable» aquella actuación cuyo periodo de recuperación simple de la inversión elegible supere la vida útil de la instalación ejecutada.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos serán los siguientes:

Programas de apoyo público: programas de ayudas a fondo perdido o de préstamos reembolsables a bajo interés dentro del marco de la normativa comunitaria en materia de ayudas de Estado.

Acuerdos voluntarios: la firma de acuerdos voluntarios con las asociaciones representativas de aquellos subsectores más intensivos en energía puede inducir la adopción más rápida de tecnologías eficientes en el sector industrial.

g) Necesidades financieras y apoyo público

La inversión total asociada se estima en **7.370 M€, con un apoyo público de 1.647 M€.**

Sector residencial**Medida 2.6. Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial****a) Descripción**

La medida pretende reducir el consumo de energía de los edificios existentes residenciales de uso vivienda mediante actuaciones de rehabilitación energética. La rehabilitación deberá permitir la mejora de la calificación energética del edificio. Esta medida ha de ser plenamente coherente con la **Estrategia a largo plazo de renovación de los edificios**, elaborada por el MITMA y que será actualizada en 2020, de conformidad con el artículo 2 bis de la Directiva 2010/31/UE y del **Plan estatal de vivienda**, que es la herramienta básica para el fomento de la regeneración y renovación urbana y rural y que se ha venido ejecutando en colaboración con las Comunidades Autónomas.

Este PNIEC considera que la certificación de la eficiencia energética de los edificios (RD 253/2013, de 5 de abril) constituye una herramienta muy valiosa para los promotores de actuaciones de rehabilitación a la hora de realizar nuevas inversiones en edificios existentes, sea cual sea su uso. No obstante, y en la medida en que la mejora de la calificación energética del edificio podrá obtenerse mediante actuaciones sobre la envolvente térmica de los mismos o sobre las instalaciones térmicas de calefacción y/o climatización y de agua caliente sanitaria (ACS), este Plan **prioriza las inversiones sobre la envolvente térmica** (fachadas, cubiertas y cerramientos) respecto a las mejoras en las instalaciones térmicas, considerando que la reducción de la demanda térmica debe abordarse en primer lugar para evitar el sobredimensionamiento de los equipos de calefacción y/o climatización que deben satisfacer dicha demanda.

La descripción que se hace de la medida toma como referencia el **Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes** iniciado en España en octubre de 2013 bajo la denominación de Programa PAREER, ampliado en mayo de 2015 como PAREER-CRECE y vigente hasta diciembre de 2018 bajo la denominación de PAREER II. Este programa ha sido considerado una experiencia de éxito precisamente por el hecho de que más del 85% de los fondos canalizados a proyectos de rehabilitación energética lo han sido para actuaciones de mejora de la eficiencia energética de la envolvente térmica (PAREER-CRECE). Este programa puede verse favorecido en el nuevo periodo de aplicación de la Directiva de Eficiencia Energética por la existencia de **oficinas de rehabilitación** en determinados territorios que identifiquen proyectos y presten asesoramiento técnico a las comunidades de propietarios para la elaboración de las propuestas, a las que se destinarán ayudas públicas a fondo perdido y financiación en la parte no cubierta por la subvención.

La base del apoyo público será el certificado de eficiencia energética del edificio, que debe contener una descripción de las características energéticas del mismo como punto de partida para realizar un diagnóstico energético. Este certificado contendrá información sobre todos los elementos susceptibles de intervención desde un punto de vista energético (envolvente térmica, instalaciones térmicas de calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria, iluminación y sistemas de control y gestión), además de información sobre las condiciones normales de funcionamiento y ocupación, las condiciones de confort térmico y la calidad de aire interior, entre otras.

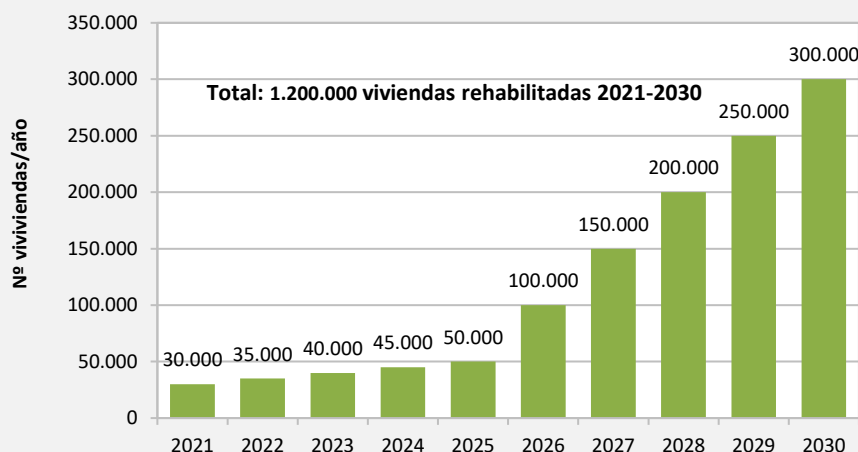
El propio certificado deberá incluir recomendaciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética del edificio o de una parte de éste y puede incluir una estimación de los plazos de recuperación de la inversión durante su vida útil.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida busca alcanzar **4.755,9 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021 – 2030. Estos ahorros serán el resultado, por un lado, de la intervención **sobre la envolvente térmica de 1.200.000 viviendas** en el conjunto del período, comenzando con 30.000 viviendas/año en 2021 y finalizando con 300.000 viviendas/año en 2030.

Esta planificación cuantitativa es indicativa y lo decisivo para los objetivos de este Plan son los totales de ahorro energético conseguidos. Las ratios precisas de rehabilitación de viviendas que se acometerán para cada año quedarán definidas de manera precisa en la futura **Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España**, responsabilidad del MITMA.

Por otro lado, de **la renovación de las instalaciones térmicas (centralizadas e individuales) en más de 300.000 viviendas/año**.

Figura 3.5. Previsión indicativa anual de viviendas rehabilitadas energéticamente 2021-2030

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el MITMA, el Ministerio de Hacienda y el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España.

d) Sectores abordados

Los beneficiarios de esta medida serán los propietarios de edificios existentes destinados a vivienda, ya sean personas físicas o jurídicas, tanto de naturaleza pública como privada, las comunidades de propietarios o las agrupaciones de comunidades de propietarios de edificios residenciales de uso vivienda, las empresas explotadoras, arrendatarias o concesionarias de edificios residenciales de uso vivienda y, en todo caso, las empresas de servicios energéticos.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía final, mediante la mejora de aquellos servicios que tengan un mayor peso en el consumo energético de los edificios, como la calefacción, refrigeración y producción de agua caliente sanitaria, en las que el uso de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) se muestra como una herramienta importante para la gestión de la energía y la mejora de la eficiencia energética:

- **Envoltente térmica:** se actuará sobre la envoltente térmica del edificio para conseguir una reducción de la demanda de calefacción y refrigeración del edificio. Las actuaciones de eficiencia energética podrán ser, entre otras, sobre fachadas, cubiertas, suelos, carpinterías exteriores, vidrios y protecciones solares.
- **Instalaciones térmicas:** se actuará sobre las instalaciones térmicas de calefacción, climatización, producción de agua caliente sanitaria y ventilación, reguladas por el RITE. La medida contempla la incorporación de fuentes de energía renovable para la cobertura de la demanda de acuerdo con los objetivos de consumo de energía final renovable considerados en este Plan.

Las actuaciones podrán ser, con carácter orientativo y no limitativo, las siguientes:

- Sustitución de equipos de producción de calor y frío, de movimiento de los fluidos caloportadores, incluyendo la mejora del aislamiento térmico de las redes de tuberías y aparatos para disminuir las pérdidas en el transporte de los fluidos.
- Instalación de sistemas de enfriamiento gratuito por aire exterior y de recuperación de calor del aire de extracción.
- Sistemas domóticos y/o de control y regulación de equipos y/o instalaciones con el objetivo de ahorro de energía, así como sistemas de contabilización, telegestión y digitalización del consumo de energía.
- Nuevas instalaciones de sistemas centralizados de calefacción y refrigeración urbana o de distrito o que den servicio a varios edificios, así como la reforma y ampliación de las existentes.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos son los siguientes:

Fiscalidad: el Ministerio de Hacienda liderará un análisis exhaustivo en materia de fiscalidad en el sector residencial con el fin de internalizar las externalidades positivas que supone la mejora de la eficiencia energética de los edificios relativos a este sector.

Medidas legislativas: la transposición a la legislación nacional de las nuevas exigencias en eficiencia energética y energías renovables, establecidas por las nuevas Directivas europeas para los edificios nuevos y existentes del sector residencial, será condición necesaria para el éxito de los programas de financiación y apoyo que se prevén para el fomento de la rehabilitación de viviendas.

De manera adicional, se propone la **revisión de la Ley de Propiedad Horizontal con el fin de dotar a la comunidad de propietarios de una forma jurídica que le permita acceder a la financiación privada disponible en el mercado**. Serán también relevantes las medidas legislativas que planteen las Comunidades Autónomas en el ámbito de sus competencias en vivienda u otros.

Programas de apoyo público: programas de ayudas a fondo perdido y de financiación para edificios de viviendas existentes que se rehabiliten energéticamente, mejorando la calificación energética. Los programas priorizarán las actuaciones que afecten a un número elevado de edificios: actuaciones de rehabilitación y regeneración urbana que afecten a áreas identificadas como prioritarias (barrios) en el marco de la política de vivienda.

Dentro de estos programas, caben programas (“Planes Renove”) dirigidos a actuaciones o intervenciones que no afecten al conjunto del edificio sino a viviendas individuales de propietarios particulares para la renovación de cerramientos de huecos (ventanas y carpinterías), cubiertas y fachadas de forma independiente, calderas y calentadores, entre otros.

En todo caso, los apoyos públicos se vincularán al cumplimiento de criterios sociales, la obtención de elevados niveles de calificación energética o mejoras de 2 o más letras y a la realización de actuaciones integrales que actúen, simultáneamente, sobre la envolvente y sobre las instalaciones térmicas del edificio.

Programas de financiación: Creación de instrumentos de financiación, a través de acuerdos de colaboración con entidades financieras, dirigidos a Comunidades de Propietarios, para favorecer la rehabilitación de sus edificios ya que pueden tener dificultades para encontrar dicha financiación en los canales ordinarios.

Formación: la formación de los agentes que intervienen en el proceso de rehabilitación energética (proyectistas, dirección facultativa y agentes encargados del control externo de la normativa energética) resulta fundamental para la buena marcha de los programas de apoyo público. De manera complementaria, debe reforzarse la formación en materia de eficiencia energética de las entidades financieras, que constituyen agentes clave para la dinamización de nuevas inversiones.

Información: se elaborarán y actualizarán las guías y manuales sobre aspectos vinculados a la rehabilitación energética. Igualmente, se potenciarán los observatorios, foros y mesas de trabajo, manteniendo una plataforma web dirigida a empresas y agentes del sector que incluya buenas prácticas en materia de rehabilitación energética.

Comunicación: se realizarán campañas específicas de información y comunicación, que podrán incluir campañas dirigidas a la creación de oficinas regionales o locales de rehabilitación.

g) Medidas específicas o acciones individuales sobre pobreza energética

El desarrollo de esta medida se realizará en coherencia con la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 (ver Medida 4.11 de este Plan) y la Estrategia de Transición Justa, aprobadas ambas en este año 2019. Las intervenciones que se realicen en hogares en situación de pobreza energética contarán con mayores intensidades de ayuda.

h) Necesidades financieras y apoyo público

El apoyo público total estimado para el desarrollo de esta medida en el periodo 2021-2030 asciende a **5.509 M€ que**, en buena medida, provendrán de fondos europeos estructurales y de inversión correspondientes al nuevo marco financiero, y que permitirán movilizar un volumen de inversión de **22.431 M€ en el conjunto del período**.

Medida 2.7. Renovación del equipamiento residencial

a) Descripción

El objetivo de esta medida es reducir el consumo de energía a través de la mejora de la eficiencia energética del parque de electrodomésticos o, de forma más genérica, del parque de equipos domésticos consumidores de energía.

Dado que una parte significativa del equipamiento energético doméstico y, en particular, del parque de electrodomésticos se renueva al finalizar su periodo de vida útil, éste se considera un momento adecuado para estimular entre los compradores su sustitución por otros con la mejor clase de eficiencia energética de entre los que se comercializan en el mercado.

Los ahorros nuevos y adicionales que se derivarán de esta medida (adicionales a los que se obtendrán de la aplicación de las Directivas de ecodiseño) serán aquéllos asociados al adelanto de la decisión de sustitución del equipo (con relación al momento en el que se habría producido la renovación de acuerdo con las tasas naturales de renovación del parque) y al hecho de que la medida estimulará la compra de equipos con rendimientos energéticos superiores a los de la media de los comercializados en cada uno de los años del periodo de aplicación de este Plan.

Serán prioritarios aquellos aparatos cuyo consumo de energía tenga un mayor peso en el consumo de la vivienda, como los frigoríficos, frigoríficos-congeladores y congeladores, lavadoras, lavavajillas, hornos y cocinas.

Con un parque nacional estimado en **76 millones de aparatos** (frigoríficos, congeladores, lavadoras, lavavajillas y televisores), la medida pretende la obtención de ahorros como consecuencia de la mejora en la clase energética (con referencia al etiquetado energético) con respecto a la clase de referencia en el mercado en el momento que se realice la sustitución.

Considerando que, anualmente, se venden 6,6 millones de electrodomésticos nuevos de línea blanca, el objetivo propuesto supone la penetración de 2.443.000 aparatos/año de la clase más alta de eficiencia energética.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida tiene por objetivo la consecución de **1.976 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021 – 2030.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida serán el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España.

Las Administraciones Públicas colaborarán para la puesta en marcha de esta medida con las asociaciones de consumidores y usuarios, que deberán desempeñar un papel activo a través de la suscripción de acuerdos voluntarios.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector doméstico.

e) Acciones elegibles

Las actuaciones propuestas en este Plan son, principalmente, actuaciones de comunicación para la promoción del conocimiento y uso de los electrodomésticos más eficientes, conocimiento del etiquetado energético y su importancia como factor decisivo en la compra y el uso responsable y eficiente del equipamiento en el hogar. Estas actuaciones de comunicación formarán parte de una estrategia general que tendrá un carácter permanente, dirigida a la ciudadanía como actor principal.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos serán los siguientes:

Acuerdos voluntarios: firma de acuerdos voluntarios con las asociaciones de fabricantes, distribuidores y comercializadores de electrodomésticos con el fin de coordinar campañas y actuaciones en comunicación e información a consumidores, así como de formación a vendedores.

Formación: se diseñarán y realizarán actividades de formación relacionadas con esta medida, que podrá comprender, con carácter orientativo y no limitativo, cursos de formación sobre eficiencia energética en electrodomésticos, dirigidos tanto a vendedores de electrodomésticos como a ciudadanos, organizados en colaboración con las asociaciones de fabricantes, comerciantes y consumidores, tanto en modalidad presencial como virtual.

Información: se facilitará información actualizada sobre el etiquetado energético en la web de IDAE con el fin de fomentar la información entre los destinatarios de los aparatos y sistemas más eficientes energéticamente.

Comunicación: de manera coherente con la estrategia general de comunicación del Plan, basada, fundamentalmente, en la información, formación y divulgación segmentada a través del ecosistema digital (redes sociales propias y ganadas, blogs, foros de expertos y sectoriales) con apoyo de publicidad también de carácter segmentado, se propone la puesta en marcha de una línea específica de actuación que contribuya a impulsar la **adquisición de electrodomésticos más eficientes**, valorando especialmente en la comunicación el ahorro de energía y el compromiso medioambiental.

Esta línea de comunicación se desarrollará de forma continuada en el tiempo, intensificándose en coincidencia con las temporadas punta de compra y en coordinación con asociaciones de fabricantes, distribuidores y comercializadores, facilitándoles desde el IDAE la activación de sus propias iniciativas de comunicación.

De manera adicional, se desarrollarán actuaciones de comunicación centradas en **el uso eficiente y responsable de los equipos**.

g) Medidas específicas o acciones individuales sobre pobreza energética

El desarrollo de esta medida se realizará en coherencia con la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024 (ver Medida 4.11) y la Estrategia de Transición Justa, aprobadas ambas en este año 2019. Las intervenciones que se realicen en hogares en situación de pobreza energética contarán con mayores ayudas.

h) Necesidades financieras y apoyo público

El apoyo económico público se destinará a las campañas de comunicación.

Sector terciario**Medida 2.8. Eficiencia energética en la edificación del sector terciario****a) Descripción**

La medida pretende reducir el consumo de energía de los edificios existentes de uso terciario, ya sean de titularidad pública o privada, mediante actuaciones de rehabilitación energética que mejoren su calificación energética.

Como queda recogido en la Medida 2.6 de este Plan, referida a la mejora de la eficiencia energética de los edificios existentes del sector residencial, la certificación de la eficiencia energética (RD 253/2013, de 5 de abril) constituye una herramienta muy valiosa para los promotores de actuaciones de rehabilitación a la hora de realizar nuevas inversiones en edificios existentes.

La medida comprende dos diferentes mecanismos:

- 1) Extensión de la obligación de renovación de los edificios públicos de la Administración General del Estado (recogida en el artículo 5 de la Directiva 2012/27/UE) a la Administración Autonómica y Local.
- 2) Rehabilitación energética de edificios mediante programas de apoyo público y de financiación análogos al Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes (PAREER), en vigor desde octubre del año 2013.

La primera se refiere a la extensión del mandato contenido en el artículo 5 de la Directiva 2012/27/UE **al conjunto de las Administraciones Autonómicas y Locales**, garantizándose el cumplimiento del papel proactivo y responsable del sector público y traducándose en un ahorro en la factura energética de las Administraciones Públicas.

La segunda se refiere a la continuación de los programas de apoyo público y de financiación para la rehabilitación energética de edificios de uso terciario (análogos al Programa PAREER).

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida tiene por objetivo la consecución de **1.378,8 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021-2030. Estos ahorros serán el resultado de la renovación energética de 5 millones de m²/año del parque de edificios de propiedad pública y privada.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida serán el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas y Administraciones Locales, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige a los edificios existentes de uso terciario, de titularidad pública de todas las Administraciones, y de titularidad privada. Los programas de ayudas tendrán como beneficiarios a los propietarios o titulares de edificios existentes, ya sean personas físicas o jurídicas. En el caso de que los beneficiarios de las ayudas sean personas jurídicas de naturaleza privada, los programas se ajustarán a la normativa sobre ayudas de Estado.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles en la rehabilitación de los edificios serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía final, mediante la mejora de aquellos servicios con un mayor peso en el consumo energético de los edificios, como la calefacción, refrigeración y producción de agua caliente sanitaria:

- **Envolvente térmica:** se actuará sobre la envolvente térmica del edificio para conseguir una reducción de la demanda de calefacción y refrigeración del edificio. Las actuaciones de eficiencia

energética podrán ser, entre otras, sobre fachadas, cubiertas, suelos, carpinterías exteriores, vidrios y protecciones solares.

- **Instalaciones térmicas:** se actuará sobre las instalaciones térmicas de calefacción, climatización, producción de agua caliente sanitaria y ventilación, reguladas por el RITE. La medida contempla la incorporación de fuentes de energía renovable para la cobertura de la demanda de acuerdo con los objetivos de consumo de energía final renovable considerados en este Plan.
- **Instalaciones de iluminación:** se actuará sobre las instalaciones de iluminación interior de los edificios, adecuando las mismas a los valores de eficiencia energética requeridos según el uso de cada zona; implantando sistemas de regulación y control de encendidos en función de la actividad en cada zona del edificio, y que adecuen el nivel de iluminación en función del aporte de luz natural.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos son los siguientes:

Medidas legislativas: ampliación del mandato derivado del artículo 5 de la Directiva 2012/27/UE al conjunto de las Administraciones Públicas.

Programas de apoyo público: programas de ayudas a fondo perdido y de financiación para edificios del sector terciario que se rehabiliten energéticamente, mejorando la calificación energética.

Formación: la formación de los agentes que intervienen en el proceso de rehabilitación energética (proyectistas, dirección facultativa, agentes encargados del control externo de la normativa energética, así como gestores y responsables energéticos de los edificios públicos) resulta fundamental para la buena marcha de los programas de apoyo público. De manera complementaria, debe reforzarse la formación en materia de eficiencia energética de las entidades financieras, que constituyen agentes clave para la dinamización de nuevas inversiones.

Información: se elaborarán y actualizarán las guías y manuales sobre aspectos vinculados a la rehabilitación energética. Igualmente, se potenciarán los observatorios, foros y mesas de trabajo, manteniendo una plataforma dirigida a empresas y agentes del sector en la web de IDAE con bases de datos y buenas prácticas en materia de rehabilitación energética.

Comunicación: se realizarán campañas específicas de información y comunicación.

g) Necesidades financieras y apoyo público

El apoyo económico público total estimado para el desarrollo de esta medida en el periodo 2021-2030 asciende a **2.166 M€** que, en buena medida, provendrán de fondos estructurales y de inversión europeos correspondientes al nuevo marco financiero, y que **movilizarán cerca de 3.671 M€ de inversión.**

Medida 2.9. Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas

a) Descripción

La medida tiene por objetivo reducir el consumo de energía eléctrica en el sector terciario y puede subdividirse en dos:

- 1) Medidas de renovación de grandes instalaciones de climatización, de renovación de equipos de frío y mobiliario de conservación y congelación.
- 2) Medidas de mejora de la eficiencia energética en infraestructuras de titularidad pública, principalmente, en las instalaciones de alumbrado público exterior y en las instalaciones de potabilización, depuración y desalación de agua.

La primera tiene por objetivo la reducción de los consumos en las instalaciones de frío destinadas al almacenamiento y conservación de productos perecederos en naves frigoríficas y en instalaciones logísticas de suministros a ciudades, en las grandes instalaciones de climatización de edificios del sector terciario (aeropuertos, hospitales, centros comerciales, oficinas, etc.), así como en las pequeñas instalaciones, muebles y arcones, de los comercios de alimentación, tiendas y superficies comerciales.

La segunda tiene por objetivo la adecuación del alumbrado de los municipios españoles al Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, que aprobó el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior, regulando los niveles máximos de iluminación en función de la actividad que se realiza en los diferentes espacios y de la incidencia de la iluminación hacia otros, además de incrementar los niveles mínimos de eficiencia energética para los puntos de luz.

De manera adicional, tiene por objetivo la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de potabilización, abastecimiento y depuración de aguas mediante la reforma de las instalaciones existentes y la introducción de criterios de eficiencia y bajo consumo energético en los pliegos de los concursos referentes a proyectos de potabilización.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida busca alcanzar **3.350,4 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021–2030.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida serán el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas y Entidades Locales, cuando corresponda, de acuerdo con un modelo de cogestión y cofinanciación de las medidas y actuaciones en materia de eficiencia energética que respete la distribución competencial de España.

d) Sectores abordados

La medida va dirigida al sector terciario, bien a las personas físicas o jurídicas titulares de grandes instalaciones frigoríficas (de más de 70 kWe) o de climatización y a aquellos titulares de pequeñas instalaciones, mediante muebles y arcones, en comercios de alimentación, tiendas y superficies comerciales. En lo relativo a las infraestructuras públicas, la medida va dirigida a las Entidades Locales y a las entidades concesionarias de la gestión de los servicios públicos municipales.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía final, mediante la mejora de la eficiencia energética en:

- **Submedida 1.** Equipos de generación de frío.

Equipos generadores de frío que mejoren la eficiencia energética mediante la incorporación de sistemas de regulación y control, la recuperación del calor de condensación y/o evaporación y otros con altas capacidades en ahorro de energía (multietapa o capacidad de variación de las temperaturas de condensación y/o evaporación). En el caso de muebles frigoríficos, instalación de tapas o puertas y sustitución de los sistemas de iluminación por otros de menor consumo energético y menor disipación de calor.

- **Submedida 2.** Infraestructuras públicas de alumbrado o agua.

Sustitución de lámparas por otras de mayor eficiencia lumínica, mejora de la calidad reflectante y direccional de la luminaria e instalación de sistemas de regulación del flujo lumínico de los puntos de luz y de los encendidos y apagados, permitiendo su variación a lo largo de la noche en función de las necesidades de la ciudadanía.

En el caso de las instalaciones de potabilización, depuración y desalación de agua, mejoras de la eficiencia por reforma de las instalaciones de bombeo y tratamiento de agua y, en general, cualquier renovación que suponga una reducción de los consumos energéticos.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos serán los siguientes:

Programas de apoyo público: ayudas a fondo perdido y de financiación para este tipo de equipos e infraestructuras. En el caso de las actuaciones en infraestructuras de titularidad pública, estos programas se complementarán con la asistencia técnica necesaria en materia de definición de especificaciones técnicas y contratación pública.

g) Necesidades financieras y apoyo público

El presupuesto público total estimado para el desarrollo de esta medida en el periodo 2021-2030 asciende a **3.947 M€** para un volumen de **inversión movilizada de 6.333 M€**.

Sector agricultura y pesca**Medida 2.10. Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola****a) Descripción**

La medida pretende reducir el consumo de energía en las explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola a través de la modernización de las instalaciones existentes y la renovación de maquinaria y/o sustitución de tractores y máquinas sembradoras. Las medidas se implementarán de manera sinérgica con las destinadas a la promoción de las renovables en el sector. En este último caso, dando continuidad al Plan PIMA TIERRA, iniciado en el año 2014 y que ha permitido mejorar la clasificación energética de tractores y maquinaria agrícola (de acuerdo con la metodología desarrollada por la Estación de Mecánica Agrícola y el IDAE).

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

La medida tiene por objetivo la consecución de **1.203,9 ktep de ahorro de energía final acumulado** durante el periodo 2021 – 2030.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida serán el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige a titulares de explotaciones agrarias y propietarios o titulares de tractores o maquinaria agrícola.

e) Acciones elegibles

Serán elegibles las redes de captación, almacenamiento, transporte, distribución y aplicación del agua de riego, las instalaciones consumidoras de energía en los edificios agrarios y la maquinaria agrícola.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de los objetivos de ahorro previstos serán los siguientes:

Programas de apoyo público: programas de ayudas a fondo pedido y de financiación dirigidos a explotaciones agrarias y propietarios de maquinaria agrícola.

Información: elaboración de guías y realización de jornadas formativas dirigidas, principalmente, a las comunidades de regantes.

g) Necesidades financieras y apoyo público

El apoyo económico público total estimado para el desarrollo de esta medida en el periodo 2021-2030 asciende a **929 M€**, que movilizarán más de **3.896 M€ de inversión total**.

3.2.2 Medidas horizontales relacionadas con la eficiencia energética

Como se ha expuesto en el apartado 2.2.1, la reducción del consumo de energía primaria propuesta en este PNIEC equivale a una mejora de la intensidad energética primaria de la economía del 3,5% anual hasta 2030. Esta mejora de la intensidad primaria es el resultado no solo del catálogo de medidas de eficiencia energética en el uso final de la energía para dar cumplimiento al artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética, sino de considerar otros desarrollos tecnológicos, normativos y sociales.

Entre ellos, las mejoras de eficiencia energética derivadas de la evolución tecnológica; el cumplimiento de nuevos Reglamentos y Directivas; el aumento en la ratio de ocupación de los vehículos en medio urbano debido a la penetración del vehículo compartido; los ahorros en los sectores aéreo, marítimo y ferroviario derivados de políticas sectoriales; la mejora de la eficiencia en la distribución de energía; la mayor penetración de energías renovables en el parque de generación eléctrica, etcétera.

Además, se plantean 6 medidas horizontales que tendrán impacto en la consecución de los objetivos de eficiencia energética que se detallan a continuación.

Medida 2.11. Promoción de los servicios energéticos

a) Descripción

La figura de la empresa de servicios energéticos quedó incorporada al ordenamiento jurídico español mediante el Real Decreto-ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo. Desde entonces, España ha aprobado planes y programas con el objetivo principal de promover la contratación de servicios energéticos por parte del sector público, como parte de la función de responsabilidad proactiva hacia el bien común que le corresponde.

La reciente publicación de la guía de Eurostat sobre el tratamiento contable de los contratos de rendimiento energético (EPC o *Energy Performance Contracts*) ha permitido eliminar una de las barreras principales que dificultaban a las Administraciones Públicas la realización de inversiones para la rehabilitación energética de sus edificios (entre otras mejoras de la eficiencia energética posibles) en un escenario caracterizado por la necesidad de mantener el control del déficit público.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El objetivo es conseguir mejorar la eficiencia energética durante el periodo 2021 – 2030 a través de actuaciones de ahorro y eficiencia mediante empresas de servicios energéticos.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas y, especialmente, las Entidades Locales.

d) Sectores abordados

Este PNIEC considera a las empresas de servicios energéticos parte del nuevo tejido empresarial necesario para la consecución de los objetivos de mejora de la eficiencia energética propuestos a 2030. De acuerdo con este principio, las diferentes Administraciones territoriales, a través de las agencias de energía —ya sea el IDAE, como agencia de ámbito nacional, u otras de ámbito autonómico y local— promoverán nuevos modelos de contrato adaptados a las recomendaciones de Eurostat y conformes con la nueva Ley de Contratos del Sector Público.

Dentro del sector privado, la contratación de servicios energéticos bajo diferentes modelos de contrato es una realidad que se verá reforzada en el horizonte temporal de este Plan por la eliminación de las

barreras regulatorias y administrativas al autoconsumo. La nueva regulación en materia de autoconsumo permitirá la aparición de la figura del prosumidor de energía y del agregador y, en definitiva, de nuevos modelos de negocio en torno a la generación de energía a partir de fuentes renovables y a la reducción de la demanda.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía, tanto primaria como final.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación que harán posible la consecución de ahorros previstos serán enfocados a: medidas normativas que desarrollen nuevos modelos de contratos, fomento de estas empresas en los diferentes programas de ayuda, además de información y comunicación.

Medida 2.12. Sector público: responsabilidad proactiva y contratación pública eficiente energéticamente

a) Descripción

Responsabilidad proactiva

Además de la contratación de energías renovables (Medida 1.16), el conjunto de las Administraciones territoriales debe asumir una responsabilidad proactiva en materia de promoción de la eficiencia energética, liderando el proceso de transición energética hacia una economía descarbonizada en el año 2050.

Contratación pública eficiente energéticamente

La legislación española cuenta con un marco normativo que fomenta el uso de criterios de ahorro y eficiencia energética en los procedimientos de contratación de bienes, servicios y edificios por parte de las Administraciones Públicas⁴⁸.

Se ha añadido el Plan de contratación pública ecológica de la Administración General del Estado, sus organismos autónomos y las entidades gestoras de la Seguridad Social (2018-2025), aprobado el 7 de diciembre de 2018, que se define como un instrumento de impulso y facilitación del crecimiento económico desde el planteamiento de una economía circular y baja en carbono.

Así mismo, se ha aprobado la Directiva (UE) 2019/1161 del Parlamento Europeo y del Consejo de 20 de junio de 2019 por la que se modifica la Directiva 2009/33/CE relativa a la promoción de vehículos de transporte por carretera limpios y energéticamente eficientes, que obligará a los poderes adjudicatarios de las administraciones públicas a disponer de un número mínimo de vehículos limpios en sus flotas.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El objetivo es conseguir mejorar la eficiencia energética durante el periodo 2021 – 2030 a través de actuaciones de ahorro y eficiencia en el sector público.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el MITECO/IDAE, conjuntamente con las Comunidades Autónomas y, especialmente, las Entidades Locales.

⁴⁸ Ley 15/2014, de 16 de septiembre, de racionalización del Sector Público y otras medidas de reforma administrativa, que incluye en su Disposición adicional decimotercera ciertos requisitos de eficiencia energética para la adquisición de bienes, servicios y edificios para las Administraciones Públicas integradas en el Sector Público Estatal, y Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público, que obliga a diseñar criterios de adjudicación que incluyan criterios medioambientales, sociales e innovadores alineada con la política europea de compras públicas verdes.

d) Sectores abordados

El sector público.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía, tanto primaria como final.

f) Mecanismos de actuación

Los mecanismos de actuación, se concretan en este PNIEC, en la renovación de 300.000 m²/año en la Administración General del Estado por encima del 3% exigido por la Directiva de Eficiencia Energética. De manera adicional, el cumplimiento de mejora de la eficiencia energética del 39,5% en 2030 exige la adopción por parte del resto de las Administraciones territoriales de, al menos, el objetivo obligatorio para la Administración General del Estado, de renovación del 3% de la superficie edificada y climatizada del parque edificatorio público.

En ese sentido, este Plan Nacional considera factible la renovación de 3.390.000 m²/año en edificios del parque público de las Comunidades Autónomas y Entidades Locales, para lo cual será necesario fomentar la cooperación entre los responsables de los edificios públicos a nivel estatal y autonómico⁴⁹.

De manera singular para el parque edificatorio de la Administración General del Estado, se proponen las siguientes actuaciones:

- Definición ex ante y programación temporal de las actuaciones de renovación del parque edificatorio de la Administración General del Estado, con inclusión de objetivos anuales para cada Departamento ministerial, de manera que se garantice la consecución del objetivo de renovación anual del 3% de la superficie⁵⁰. Estas actuaciones deberán ser planificadas y financiadas con fondos europeos de los previstos hasta el año 2023 dentro del Objetivo Temático 4 (Economía Baja en Carbono) del Programa Operativo Plurirregional de España y futuros Programas Operativos.
- Mantenimiento del inventario de los edificios de la Administración General del Estado a través de la plataforma web denominada «Sistema Informático de Gestión Energética de Edificios de la Administración General del Estado (SIGEE-AGE)» y reforzamiento de la red de gestores y responsables energéticos asignados a los organismos y edificios de la Administración General del Estado.
- Puesta en marcha de actuaciones de formación e información dirigidas a los gestores y responsables energéticos de los edificios de la Administración General del Estado a través de publicaciones especializadas, plataformas virtuales y redes sociales.
- Fomento del autoconsumo y de la utilización de las energías renovables en los edificios públicos y de la contratación con empresas de servicios energéticos.
- Los mecanismos de compra pública innovadora (Medida 5.5) han de contribuir al avance de la eficiencia energética en el sector público.

⁴⁹ Las administraciones autonómicas y locales son pioneras en la contratación de empresas de servicios energéticos y en el uso de contratos de rendimiento energético y la colaboración público-privada para financiar actuaciones de eficiencia energética. Todas las Comunidades Autónomas están realizando o prevén realizar planes de eficiencia energética en sus edificios públicos.

⁵⁰ Desde el año 2014 hasta el año 2018, se han renovado 1.457.075 m², lo que supone un cumplimiento del objetivo de renovación establecido en el artículo 5 de la Directiva de Eficiencia Energética del 105%.

Medida 2.13. Auditorías energéticas y sistemas de gestión

a) Descripción

España ha transpuesto la Directiva de Eficiencia Energética mediante la Ley 18/2014, referida anteriormente en relación con el artículo 7 de la Directiva, y el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía. El Real Decreto 56/2016 establece la obligación sobre las grandes empresas de realizar auditorías energéticas cada cuatro años o, por considerarse equivalente a dicha obligación, la aplicación de un sistema de gestión energética o ambiental.

Las auditorías deben ser realizadas por auditores energéticos debidamente cualificados (art. 4 RD 56/2016). La inspección se debe realizar sobre una selección aleatoria de, al menos, una proporción estadísticamente significativa realizadas en cada período de cuatro años. Con el fin de facilitar la realización de la inspección, se ha creado el Registro Administrativo de Auditorías Energéticas, de carácter público y gratuito, que ha recibido información sobre 35.000 auditorías energéticas a fecha 3 de diciembre de 2018.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El objetivo es conseguir mejorar la eficiencia energética durante el periodo 2021 – 2030 a través de actuaciones de ahorro y eficiencia.

c) Responsables

Las Comunidades Autónomas y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla son las administraciones competentes para el establecimiento y aplicación de los sistemas de inspección independientes sobre las empresas obligadas.

d) Sectores abordados

El sector empresarial.

e) Acciones elegibles

Las acciones elegibles serán aquellas que consigan una reducción de las emisiones de CO₂ y del consumo de energía, tanto primaria como final.

f) Mecanismos de actuación

Los programas de ayudas públicas y de apoyo a la financiación definidos en el apartado 3.2.1 de este Plan con un enfoque sectorial utilizarán las auditorías energéticas obligatorias como instrumento de diagnóstico principal para la definición de las inversiones elegibles necesarias para la consecución de los ahorros. Asimismo, promoverán auditorías energéticas en empresas de pequeño y mediano tamaño que no resultan afectadas por la obligatoriedad derivada de la aplicación de la Directiva.

Medida 2.14. Formación de profesionales en el sector de la eficiencia energética

a) Descripción

El PNIEC, en su punto 4 “Análisis de impacto de las políticas y medidas del Plan”, estima un crecimiento neto del empleo entre 253.000 a 348.000 personas respecto al Escenario Tendencial. Estos datos incluyen el aumento del empleo referente a la dimensión de eficiencia energética y que se estima entre 56.000 y 100.000 empleos. El objetivo de esta medida es la identificación de las necesidades de formación tanto profesional como académica, derivadas del crecimiento previsto en todos los sectores relacionados con la mejora de la eficiencia energética.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El objetivo es conseguir mejorar la eficiencia energética durante el periodo 2021 – 2030.

c) Responsables

Entre los responsables para el diseño y puesta en marcha de esta medida se encuentran organismos de la Administración General del Estado como el Ministerio de Educación y Formación Profesional, Ministerio de Universidades, MCI, MITECO, SEPES y el INCUAL, con los que colaborarán entidades técnicas como el IDAE, así como otras administraciones y organizaciones, Comunidades Autónomas, Entidades Locales, Agencias de la Energía, asociaciones sectoriales de ahorro y eficiencia energética, asociaciones sectoriales renovables, empresas de formación, sindicatos y colegios profesionales, entre otros.

d) Sectores abordados

El sector de la formación, tanto profesional como académica.

e) Mecanismos de actuación

Los sectores identificados en la dimensión de eficiencia energética (transporte, industria residencial, terciario, y agricultura y pesca) se encuentran en un continuo proceso de mejora tecnológica relacionada con el ahorro y la eficiencia energética, por lo que se hace imprescindible una formación y actualización continua de personal cualificado. Es necesario, en consecuencia, promover una formación continua tanto en los niveles de cualificación profesional como en los académicos, desarrollando e implantando nuevas titulaciones y especialidades cuando sea necesario.

Al igual que en las medidas transversales propuestas en la dimensión de descarbonización, en cuanto a formación, el Plan propone trabajar en la identificación de los perfiles profesionales necesarios que permitan el aumento de la eficiencia energética en España y así poder alcanzar los objetivos de eficiencia energética que establece este Plan.

El proceso parte de la determinación de los perfiles profesionales necesarios en toda la cadena de valor asociada a las medidas de mejora de eficiencia energética del Plan. A continuación, se adecuarán los niveles de cualificación con las necesidades del mercado de trabajo derivado de la aplicación del PNIEC. Se trabajará con las asociaciones de los sectores identificados en la dimensión de eficiencia energética y los sindicatos de manera que se promueva la formación de aquellos perfiles que sean deficitarios.

También es necesario mejorar los conocimientos en tecnologías de eficiencia energética de aquellos profesionales que, de manera transversal, pueden ayudar al desarrollo de la eficiencia energética. Este es el caso, entre otros, de los profesionales de las instituciones financieras, en donde un mejor conocimiento de estas tecnologías por parte de los intermediarios financieros que dirigen las inversiones, permitiría aumentar la financiación en proyectos de eficiencia energética.

Paralelamente, se establecerán medidas destinadas a la promoción e información sobre las oportunidades laborales que ofrecen las inversiones en ahorro y eficiencia energética que van a tener lugar durante la transición energética.

Dada la velocidad a la que se desarrollan las tecnologías relacionadas con la energía y el medioambiente, es necesario el seguimiento y la adaptación continua de las medidas adoptadas, en función de posibles cambios tecnológicos de carácter innovador.

Medida 2.15. Comunicación e información en materia de eficiencia energética

a) Descripción

Las medidas de comunicación e información incluidas en este PNIEC deberán responder a los requerimientos establecidos en los artículos 12 y 17 de la Directiva de Eficiencia Energética, además de conducir a la necesaria transformación de los hábitos de consumo energético que requiere el proceso de transición hacia una economía descarbonizada en el año 2050.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier período intermedio

El objetivo es conseguir mejorar la eficiencia energética durante el periodo 2021 – 2030.

c) Responsables

El MITECO, a través del IDAE, tendrá un papel central en la definición y aplicación de la estrategia de comunicación del Plan. El IDAE ha venido desarrollando regularmente campañas de comunicación institucional que han permitido acreditar ahorros de energía en el marco del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética, y ha elaborado proyectos audiovisuales, publicaciones y plataformas de formación dirigidas a consumidores de diferentes sectores. El IDAE cuenta también con experiencia en la creación y gestión de perfiles relativos a la eficiencia energética en las redes sociales.

d) Sectores abordados

Todos los sectores consumidores de energía y sector financiero.

e) Mecanismos de actuación

El principal vector de la estrategia de comunicación de este Plan será la lucha contra el cambio climático y la estrecha relación entre consumo de energía y emisiones contaminantes, con especial énfasis en la contaminación local y la transformación de los modelos de ciudad. En la medida en que este Plan se construye sobre la voluntad de diseñar una transición justa hacia un nuevo modelo energético, la estrategia de comunicación debe facilitar información de manera fácil y accesible a los consumidores más vulnerables para hacerles partícipes de la necesaria transformación social y reducir la pobreza energética.

Adicionalmente, este Plan propone acciones dirigidas a las instituciones financieras como agentes necesarios para movilizar los 83.540 M€ de inversión adicionales con respecto al Escenario Tendencial, que habrán de hacer posible la mejora de la eficiencia energética para 2030. Estas acciones deben mejorar el conocimiento de los agentes financieros para reducir la percepción del riesgo de las inversiones en ahorro y eficiencia energética que, a menudo, penaliza y limita el acceso a la financiación de los promotores de este tipo de proyectos.

Medida 2.16. Otras medidas para promover la eficiencia energética: la transición en la cogeneración de alta eficiencia

a) Descripción

La cogeneración tiene una fuerte presencia en el sector industrial donde se localiza del orden del 92% de la potencia instalada, estando el 8% restante en el sector terciario y residencial. El combustible mayoritariamente consumido por las plantas de cogeneración es el gas natural que representa el 84% en la producción de electricidad y el 86% en la producción de calor, aunque existen también instalaciones que consumen otros combustibles convencionales o renovables.

Se estima que en 2030 unos 2.400 MW de potencia de cogeneración habrán superado su vida útil regulatoria, por lo que habrán salido del régimen económico primado. La antigüedad de las instalaciones existentes, así como la necesidad, en algunos casos, de su rediseño para adaptarse a nuevas circunstancias en los procesos, supone una pérdida potencial de eficiencia frente a los mayores rendimientos de las turbinas y motores actuales.

Por otro lado, la fuerte introducción de tecnologías de generación renovables prevista en este Plan Nacional plantea un reto para la cogeneración como sistema de respaldo que contribuya a la estabilidad del sistema, y ofrezca la flexibilidad que la operación del sistema eléctrico va a demandar para alcanzar los objetivos de generación eléctrica de origen renovable previstos.

Sobre la base de lo anterior se plantea una medida durante el periodo 2021-2030 que impulsa la cogeneración de alta eficiencia de un total de 1.200 MW con una optimización del diseño con base en: calor útil, autoconsumo eléctrico, flexibilidad en su operación de cara al sistema eléctrico y alta eficiencia contribuyan al conjunto de los objetivos previstos en este Plan.

b) Ahorros esperados acumulados y anuales por cada medida y/o la cantidad de ahorros en relación con cualquier periodo intermedio

La medida supone un ahorro de 1.471 ktep de energía primaria acumulada durante el periodo 2021-2030.

c) Responsables

Las convocatorias de subastas han de ser realizadas por el MITECO. Para elaborar programas específicos en territorios no peninsulares se requerirá la colaboración entre el MITECO y los Gobiernos de Canarias y Baleares y las ciudades con Estatuto de Autonomía.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige a las empresas de los sectores que realicen una instalación de cogeneración.

e) Mecanismos de actuación

El mecanismo previsto es el procedimiento de concurrencia competitiva mediante el establecimiento de un calendario plurianual de subastas, para determinar un régimen retributivo coste eficiente en la aplicación de los apoyos públicos, acompañado de las medidas administrativas necesarias para aprovechar las infraestructuras existentes.

Como criterios de aplicación en las subastas se incluirán, entre otros, la necesidad de que las instalaciones sean de muy alta eficiencia, con una optimización de diseño en base al calor útil y el autoconsumo eléctrico, y que aporten flexibilidad en su operación de cara a los requerimientos que el operador del sistema demande.

Dada la importancia del autoconsumo tanto de calor útil como eléctrico en el diseño de la instalación y en la obtención de los índices de eficiencia requeridos, se llevarán a cabo planes de inspección que garanticen el uso efectivo del calor aportado por la cogeneración al proceso, así como los niveles de autoconsumo eléctrico.

3.2.3 Eficiencia energética en las infraestructuras de gas y electricidad

España ha introducido medidas para suprimir aquellos incentivos en las tarifas que menoscaban la eficiencia de la generación, transporte, distribución y suministro de energía o que obstaculizan la participación en la respuesta de la demanda, en el equilibrio de los mercados y en la contratación de servicios auxiliares. De forma reciente, ha eliminado las barreras al autoconsumo de manera que el sistema energético pueda iniciar la transición gradual hacia un modelo de generación eléctrica distribuida, generalmente de pequeña potencia.

Desde la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y como resultado de la aprobación del Real Decreto 216/2014, se ha avanzado en la mejora de la participación de los pequeños consumidores en la eficiencia del sistema y en la respuesta de la demanda. Por su parte, el Real Decreto 1048/2013 ha introducido incentivos que contribuyen a la reducción de pérdidas en las redes; el primero de ellos se formula de manera que es necesario obtener una mejora continua del nivel de pérdidas para lograr un aumento de la retribución sin penalización, mientras que el segundo se ha diseñado para reducir el fraude.

Este PNIEC asume las conclusiones y propuestas de los informes sobre la evaluación del potencial de eficiencia energética en las infraestructuras eléctricas y gasistas aprobados por la CNMC en junio de 2016.

Entre las medidas consideradas para el fomento de la eficiencia energética de la infraestructura nacional de electricidad, se incluye el fomento de criterios de diseño basados en la eficiencia, el incremento de las secciones de líneas y cables, la mejora de los factores de potencia y elevación de las tensiones, la renovación de subestaciones, la optimización de la red de baja tensión y la red mallada, la gestión de la demanda, la optimización del uso de los contadores inteligentes y la reducción del fraude.

De manera particular para las infraestructuras gasistas, tanto en las redes de transporte como en las de distribución y en las plantas de regasificación, se ha establecido un mecanismo de reconocimiento de mermas en las instalaciones con el fin de incentivar la reducción de las mismas por parte de sus titulares.

3.2.4 Medidas financieras

Medida 2.17. Medidas financieras: Fondo Nacional de Eficiencia Energética

a) Descripción

El FNEE se constituye en el principal instrumento de respaldo de las iniciativas nacionales en materia de eficiencia energética durante la aplicación del presente PNIEC. Este Fondo, creado por el artículo 72 de la Ley 18/2014, estará vigente a partir de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2030.

El artículo 20 de la Directiva de Eficiencia Energética permite a los Estados miembros crear un Fondo Nacional de Eficiencia Energética, y la revisión de la Directiva 2012/27/UE reconoce expresamente que las partes obligadas en el marco del sistema de obligaciones de eficiencia energética previsto en el artículo 7, podrán cumplir con la obligación de ahorro mediante aportaciones financieras a dicho Fondo, por una cuantía equivalente a la de las inversiones que exija el cumplimiento de las obligaciones derivadas de dicho artículo.

El Fondo podrá recibir aportaciones de otros orígenes, de los Presupuestos Generales del Estado y,

principalmente, de fondos estructurales y de inversión europeos (Fondos FEDER) para el impulso de una economía baja en carbono. Se podrá contar con retornos de los Fondos FEDER del período de programación 2014-2020 (considerando que el Programa Operativo Plurirregional de España contaba con 2.104 M€ para economía baja en carbono y que los proyectos podrán ejecutarse en las diferentes prioridades de inversión identificadas hasta 2023), así como del futuro periodo de programación hasta 2030. El FNEE contará también con los recursos derivados del retorno de los préstamos concedidos en el marco de convocatorias ya realizadas desde 2015 (el Anexo F recoge más información sobre el FNEE).

De manera agregada, **este PNIEC movilizará 83.540 M€ de inversión adicional en eficiencia energética** satisfaciendo el principio de “primero, la eficiencia energética” que debe informar las políticas de lucha contra el cambio climático, para lo que requerirá cerca de 30.000 M€ de fondos públicos (nacionales y europeos), en la forma de ayudas públicas directas y apoyo público a la financiación de proyectos de eficiencia energética.

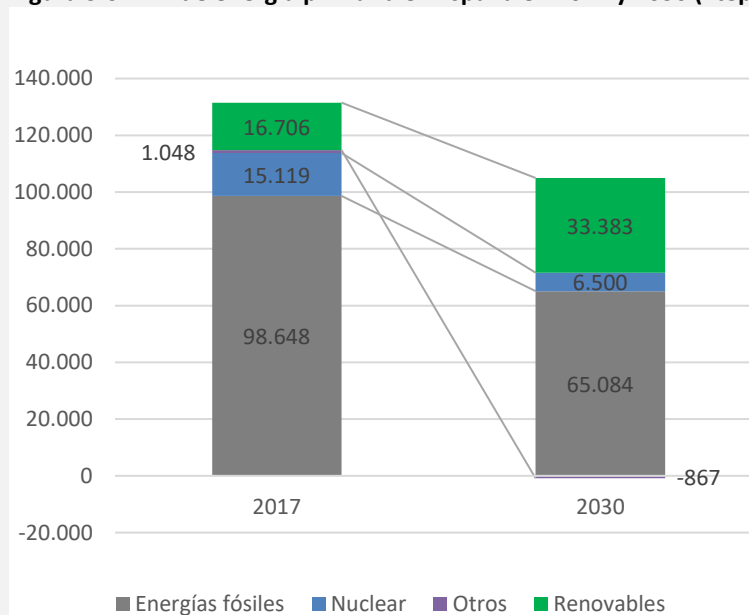
Este Plan propone **dinamizar e integrar a las entidades financieras como agentes necesarios** para movilizar inversiones en eficiencia energética y energías renovables, dado que la transición energética ha de hacerse con el concurso de todos los agentes públicos y privados y de todas las Administraciones territoriales, cualquiera que sea su naturaleza.

3.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

La reducción de la dependencia energética en lo referido a la importación de combustibles fósiles se va a sustentar, singularmente, sobre dos vectores. Por un lado, mediante la implementación de medidas de eficiencia en el uso de energía (correspondientes al apartado 3.2. del presente Plan: Políticas y medidas en eficiencia energética. Ver también Anexo F para mayor detalle). Y por otro, mediante el desarrollo de fuentes de energía renovable autóctona, con lo que ello representa en términos de control sobre el recurso primario, del cual España cuenta con un elevado potencial, dadas nuestras características geográficas y climáticas, en particular en el ámbito solar y eólico. Las medidas correspondientes a este aspecto se encuentran, por tanto, recogidas en su mayoría en el apartado 3.1. (Políticas y medidas en descarbonización).

Como consecuencia de ese conjunto de medidas de eficiencia en el uso de la energía y de fuerte impulso de las tecnologías renovables autóctonas, la importación en unidades físicas de combustibles fósiles pasa de 98.648 (miles de toneladas equivalentes de petróleo, ktep) en el año 2017, a 65.084 ktep en el año 2030, un descenso del 34%. Ello redunda de manera importante en la disminución de la ratio de dependencia energética que pasa del 74% en 2017 al 61% en el año 2030, incrementando la seguridad energética nacional.

Figura 3.6. Mix de energía primaria en España en 2017 y 2030 (ktep)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Este incremento de la contribución de las fuentes autóctonas se ve potenciado por la disponibilidad de tecnología nacional, la cual está en condiciones de aprovechar la oportunidad que este Plan supone en términos económicos y de generación de empleo. A ese objetivo contribuirán también las medidas contempladas en el apartado 3.5. (Políticas y medidas en investigación, innovación y competitividad). Todo ello, sin descuidar la diversificación de orígenes de aprovisionamiento al objeto de disponer de una cartera amplia de orígenes geográficos, de modo que la inestabilidad geopolítica en países productores o en las rutas marítimas de transporte no causen un impacto significativo sobre el suministro.

Así, un buen número de las políticas y medidas de la dimensión de seguridad energética recaen en el ámbito del Comité Especializado de Seguridad Energética (creado por Acuerdo del Consejo de Seguridad Nacional (Orden PRA/30/2018, de 22 de enero). Este Comité es un

órgano de apoyo del Consejo de Seguridad Nacional de los previstos en el artículo 20.3 de la Ley 36/2015, de 28 de septiembre, de Seguridad Nacional, al que corresponde ejercer las funciones asignadas por aquel en el ámbito de la seguridad energética y en el marco del Sistema de Seguridad Nacional.

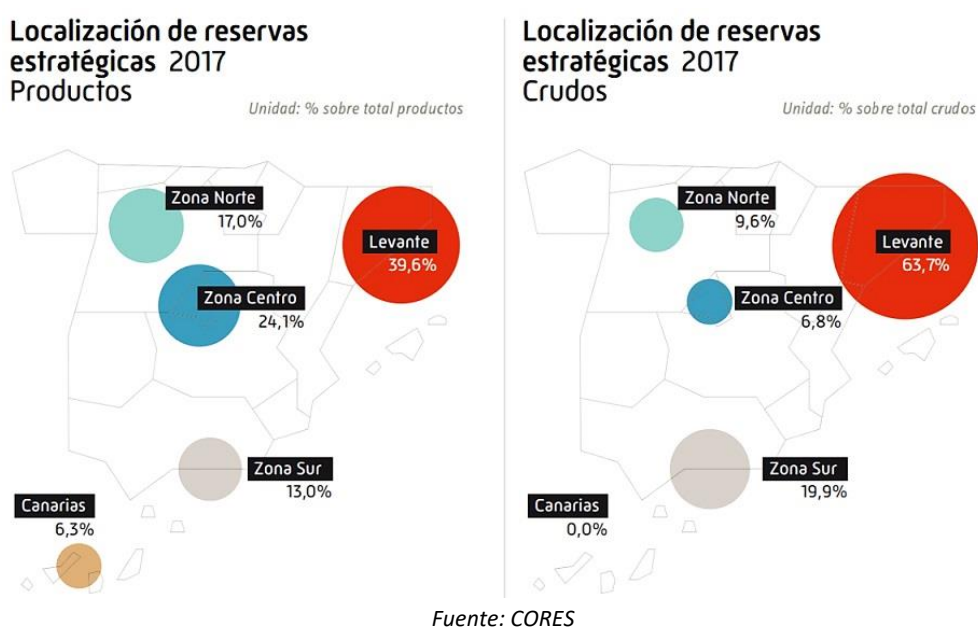
Entre las tareas encomendadas están la valoración de los riesgos y amenazas, el análisis de posibles escenarios de crisis en especial de aquellos susceptibles de derivar en una situación de interés para la Seguridad Nacional en el ámbito de la seguridad energética, así como la evaluación de los resultados de su ejecución, todo ello en coordinación con los órganos y autoridades directamente competentes y con el Comité Especializado de Situación.

El objetivo 2 de la Estrategia Nacional de Seguridad Energética establece la necesidad de «contemplar todas las fuentes de energía para poder mantener un mix equilibrado, que refleje correctamente todas las particularidades de España y que permita alcanzar una cierta garantía de suministro, a precios competitivos, y dentro de un modelo sostenible en el que las energías limpias adquieren de forma paulatina mayor importancia».

De forma específica, en el ámbito de los hidrocarburos, la norma de referencia es el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la Corporación de Reservas Estratégicas de productos petrolíferos (CORES, que desempeña el papel de “Entidad Central de Almacenamiento”), de acuerdo con la obligación recogida en la Directiva 2009/119/CE del Consejo de mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos. En este Real Decreto también se estableció la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.

En lo referente su localización geográfica, en 2017 las reservas estratégicas de productos petrolíferos se distribuyeron por todo el territorio nacional tal y como se indica en la siguiente figura.

Figura 3.7. Localización de las reservas estratégicas en España en 2017



Otros riesgos emergentes: ciberseguridad

El objetivo de la ciberseguridad es definido en el Informe Anual de Seguridad Nacional 2018 de la siguiente manera: garantizar un uso seguro de las redes y los sistemas de información y comunicaciones a través del fortalecimiento de las capacidades de prevención, detección y respuesta a los ciberataques, potenciando y adoptando medidas específicas para contribuir a la promoción de un ciberespacio seguro y fiable.

Un sector de relevancia estratégica para la Seguridad Nacional es el de las Infraestructuras Críticas. En el período 2013-2018 se ha observado una clara tendencia de incremento en el número de incidentes registrados en ese ámbito, principalmente de *malware* y de explotación de vulnerabilidades de sistemas, con más de 2300 incidentes en operadores críticos, siendo los más afectados el sector financiero, el energético y el de transportes, que suman más del 50% de las incidencias.

La Directiva 2008/114, del Consejo, de 8 de diciembre, sobre la identificación y designación de Infraestructuras Críticas Europeas y la evaluación de la necesidad de mejorar su protección, es desarrollada por la Ley 8/2011, de 28 de abril, por la que se establecen medidas para la protección de las infraestructuras críticas y por el Real Decreto 704/2011, de 20 de mayo, por el que se aprueba el Reglamento de protección de las infraestructuras críticas. De acuerdo a lo dispuesto en este Real Decreto, los operadores críticos designados en el ámbito de la energía e industria nuclear han presentado sus respectivos Planes de Seguridad del Operador (PSO), comprobando su ajuste a la situación actual de las amenazas y desafíos a los que se encuentran sometidas las Infraestructuras Críticas del sector de la energía y de la industria nuclear, actualizando la información contenida en dichos planes. Un paso importante en el ámbito de la ciberseguridad en España fue la reforma del Código Penal que tuvo lugar en el año 2015 en la que se recogieron importantes modificaciones de los delitos relacionados con el sabotaje informático, en cumplimiento de la Directiva 2013/40/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de agosto de 2013, relativa a los ataques contra los sistemas de información y por la que se sustituye la Decisión marco 2005/222/JAI del Consejo.

La existencia de normativa para la Protección de Infraestructuras Críticas en España, desde 2011, ha hecho posible, asimismo, la transposición de la Directiva 2016/ 1148 del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de julio de 2016, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de seguridad de las redes y sistemas de información de la Unión (Directiva NIS), de una manera rápida y sencilla al haberse utilizado los mismos procedimientos y el conocimiento acumulado, para llevar a cabo dicha implantación. La entrada en vigor del Real Decreto-ley 12/ 2018, de 7 de septiembre, de seguridad de las redes y sistemas de información, ha transpuesto a la legislación española la mencionada Directiva NIS, lo que ha supuesto un notable impulso a la ciberseguridad de los servicios esenciales del ámbito de la energía.

Además de esa actualización normativa, España ha aprobado en abril de 2019 su Estrategia Nacional de Ciberseguridad, cuya función es desarrollar las previsiones de la Estrategia de Seguridad Nacional de 2017 en el ámbito de la ciberseguridad, y que ha sustituido a la anterior, aprobada en 2013. Señalar, asimismo, que desde el año 2015 España cuenta con una **Estrategia de Seguridad Energética Nacional**, que, a la vista de los importantes cambios normativos, tecnológicos y de política energética que han tenido lugar en estos años, previsiblemente se actualizará en poco tiempo.

Se ha potenciado y reforzado, asimismo, la colaboración público-privada con los distintos operadores energéticos, labor que ha sido coordinada desde la Oficina de Coordinación Cibernética (OCC) del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas y Ciberseguridad (CNPIC), en materia de comunicación de ciberincidentes. Cabe, asimismo, destacar la labor realizada en este ámbito por el Instituto Nacional de Ciberseguridad (INCIBE), organismo dependiente del Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital (MINECO).

Finalmente, señalar la Recomendación (UE) 2019/553 de la Comisión de 3 de abril de 2019 sobre **Ciberseguridad en el Sector Energético**. Esta Recomendación establece las cuestiones esenciales en esta materia, exhortando a los Estados miembros a que las incluyan en la normativa nacional y comuniquen periódicamente a la Comisión Europea su estado de aplicación. España se dispone a aplicar de forma sistemática las recomendaciones sobre los requerimientos en tiempo real de las infraestructuras energéticas, sobre los denominados efectos en cascada y sobre la adecuada combinación de las tecnologías menos recientes y las más actuales (*the combination of legacy and state-of-the-art-technology*).

En concreto, con la finalidad de hacer frente a los posibles riesgos sobre ciberseguridad se prevé realizar las siguientes acciones:

- Incorporar el análisis de los riesgos relativos a la ciberseguridad en la normativa nacional de seguridad de suministro de hidrocarburos, con especial atención a los operadores de servicios esenciales.
- Incorporar ese mismo análisis dentro de los Planes de Acción Preventivos, Planes de Emergencia y en la Evaluación de Riesgos Nacional del Sistema Gasista Español, establecidos conforme al Reglamento 2017/1938.
- Realizar ejercicios de simulación de emergencia relativos a ataques cibernéticos.

Para mejorar la eficiencia del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad se formula la siguiente medida:

Medida 3.1. Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gas

a) Descripción. Petróleo

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos en España asciende actualmente a 92 días equivalentes de las ventas o consumos computables, existencias que deben mantenerse en todo momento. De estos 92 días, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, CORES, mantiene 42 días (existencias estratégicas), mientras que la industria mantiene los 50 días restantes (reservas de la industria).

Las existencias mínimas de productos petrolíferos en el mes de abril de 2019 fueron de 16.429 miles de toneladas mantenidas en forma de:

- Crudos y materias primas: 34,3 % del total.
- Productos petrolíferos (gasolinas, querosenos, gasóleos y fuelóleos): 65,7 % del total.

Estas reservas representaban 102,2 días de importaciones netas, según la metodología de cálculo establecida en la Directiva 2009/119/CE, superando la obligación europea de 90 días. Las reservas se mantuvieron exclusivamente en territorio nacional.

b) Sujetos obligados Petróleo

Los sujetos obligados al mantenimiento de existencias mínimas de productos petrolíferos son:

- Los operadores al por mayor de productos petrolíferos.
- Las empresas distribuidoras al por menor (por la parte no suministrada por los operadores al por mayor, ni otros distribuidores al por menor).
- Los consumidores (por la parte no suministrada por los operadores al por mayor y los distribuidores al por menor).
- La obligación de mantenimiento de productos petrolíferos se engloba en tres grupos de productos:
 - Grupos gasolinas: gasolinas de automoción y de aviación.
 - Grupos destilados medios: gasóleos de automoción, otros gasóleos, querosenos de aviación y otros querosenos.
 - Grupo fuelóleos.

La obligación para cada producto debe mantenerse en dicho producto u otro perteneciente al mismo grupo, pero también existe la posibilidad de mantener existencias en forma de materia prima, aunque con un límite máximo para cada grupo.

La normativa española y comunitaria establece la posibilidad de mantener reservas en otros Estados miembros.

c) Descripción. Gas

La obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural en España asciende actualmente a 20 días de ventas o consumos firmes en el año natural anterior, que deben ser mantenidas en su totalidad por los sujetos obligados y en almacenamientos subterráneos.

CORES es el organismo encargado de controlar el mantenimiento de las existencias mínimas de seguridad, sin embargo, no mantiene existencias estratégicas de gas natural.

La movilización de las existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gas natural, en caso de necesidad, corresponde al Gobierno. Las reservas de gas natural en el mes de abril de 2019, entre las que están incluidas las existencias mínimas de obligado mantenimiento y las existencias comerciales, fueron de 28.113 GWh, repartidas entre las siguientes instalaciones:

- Plantas de regasificación: 8.803 GWh (31,3 % del total)
- Almacenamientos subterráneos: 19.310 GWh (68,7 % del total)

Todas estas existencias son mantenidas en territorio nacional.

d) Sujetos obligados Gas

En cuanto a las existencias mínimas de seguridad de gas natural, conforme a lo dispuesto en el citado artículo 98 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, los sujetos obligados a mantenerlas son:

- Los comercializadores de gas natural, por sus ventas de carácter firme en el territorio nacional.
- Los consumidores directos en mercado, en la parte de sus consumos de carácter firme no suministrados por los comercializadores autorizados.

e) Mecanismos de actuación

En febrero de 2019 se ha iniciado un proceso de consulta pública para modificar la normativa actual relativa al mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gas. El principal objetivo es establecer las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad que permitan garantizar un nivel suficiente de seguridad de suministro y cumplir con las obligaciones internacionales de la manera más eficiente. La eficiencia viene determinada por la ubicación, coste, sujetos obligados y productos sujetos a obligación entre otros aspectos.

Especial atención requiere la situación de dependencia energética de los territorios no peninsulares. En particular, las Islas Canarias, con una dependencia actual del petróleo como energía primaria del 98% y con un sistema eléctrico aislado, requiere de un mayor esfuerzo de interconexión entre islas, así como un mayor desarrollo de tecnologías que favorezcan su descarbonización (ambos aspectos recogidos en otras dimensiones de este Plan).

Medida 3.2. Reducción de la dependencia del petróleo y el carbón en las islas

a) Descripción

Tal y como ha quedado expuesto en la dimensión de descarbonización se promoverá el diseño e implementación de estrategias de energía sostenible en islas. Además, la contribución en el mix eléctrico de las centrales de combustible fósil ubicadas en las Islas Canarias en el año 2030 se reducirá al menos un 50% respecto de la situación actual, 2019, para lo que se preparará un plan específico tras la aprobación final del PNIEC.

En el caso de las Islas Baleares, la central de carbón existente cerrará 2 de sus 4 grupos en 2020, quedando los 2 restantes como reserva hasta la efectiva integración del sistema eléctrico balear en el sistema peninsular.

b) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el MITECO, conjuntamente con las Comunidades Autónomas respectivas.

c) Mecanismos de actuación

La planificación de la red de transporte de energía eléctrica en vigor, con el horizonte 2015-2020, propone ambiciosas inversiones en la red de transporte de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con diversos objetivos entre los que se incluyen las interconexiones entre sistemas que permiten aumentar la seguridad de suministro y reducir los costes de generación, así como una mayor integración de generación eléctrica renovable.

La planificación en vigor contempla una interconexión del territorio no peninsular ciudad autónoma de Ceuta con la Península Ibérica, con una fecha de puesta en servicio actualizada posterior al año 2020. Igualmente, en un horizonte posterior al 2020, se contempla una segunda interconexión eléctrica de la Península Ibérica con las Islas Baleares.

Los proyectos que no se hayan puesto en servicio volverán a ser estudiados y tenidos en consideración para la nueva planificación de la red de transporte con el horizonte 2021-2026.

También serán necesarios mecanismos de impulso a la generación renovable que tengan en cuenta las particularidades de estos territorios y permitan aprovechar el ahorro en los costes del sistema que supone la introducción de energías renovables, en línea con lo establecido en la Medida 1.12 de este Plan.

d) Necesidades financieras y apoyo público

En la actualidad se está realizando conjuntamente entre el MITECO y REE el ejercicio de planificación de la red de transporte hasta el año 2026. No se dispone, por tanto, de información detallada a este respecto más allá de la contenida en el capítulo de análisis de impacto.

Por lo que respecta a la profundización en la diversificación de las fuentes de energía autóctonas, ésta se llevará a cabo siguiendo el progreso técnico, y contempla la siguiente medida.

Medida 3.3. Puntos de recarga de combustibles alternativos

a) Descripción

Se va a continuar fomentando la instalación de puntos de recarga de combustibles alternativos.

b) Impacto de la medida

En conjunto con otras medidas en el ámbito del transporte, se pretende lograr una mayor electrificación de este sector y aumentar el uso de combustibles alternativos libres de carbono como directriz para lograr la reducción de emisiones del sector del transporte.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el MITECO, MINCOTUR, conjuntamente con las Comunidades Autónomas y, especialmente, las Entidades Locales.

Las empresas distribuidoras de energía eléctrica tienen, asimismo, un papel fundamental en el despliegue de infraestructuras para recarga del vehículo eléctrico.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige a los sectores eléctrico, transporte y de producción de combustibles renovables.

e) Mecanismos de actuación

Directiva 2014/94/UE de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de infraestructura para los combustibles alternativos y del Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, que la traspone. El caso específico de los vehículos eléctricos se aborda en la Medida 2.4 de este Plan.

f) Necesidades financieras y apoyo público

El capítulo de análisis de impacto analiza estos costes.

En el plano de la preparación para hacer frente a las limitaciones o interrupciones de suministro de fuentes energéticas, las siguientes medidas contribuyen a la consecución de los objetivos planteados:

Medida 3.4. Impulso a la cooperación regional

a) Descripción

El aumento de las interconexiones físicas eléctricas con los sistemas energéticos vecinos contribuye a reducir los posibles impactos de limitaciones o interrupciones de suministro nacional de fuentes energéticas. Además, favorece la optimización del uso de la capacidad existente mediante la reducción de barreras al intercambio de energía.

En este ámbito, cabe recordar que las autoridades reguladoras mantienen continuo contacto con sus homólogos regionales para la adecuada implementación de la normativa europea a través de ACER (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*) y otros grupos de trabajo.

Por otro lado, los operadores del mercado trabajan conjuntamente para facilitar la integración de los mercados como se ha plasmado, en el caso de la electricidad, con la participación de España en el mercado intradiario continuo.

De igual modo, los operadores del sistema mantienen contacto periódico a nivel regional para analizar y asegurar la seguridad de suministro, implementar la normativa europea y asegurar un uso efectivo de las interconexiones internacionales a través de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E) y otros grupos de trabajo.

Adicionalmente, aunque esta cuestión sea tratada más en profundidad en la dimensión de Mercado Interior de la Energía, cabe destacar que el aumento de la capacidad de interconexión eléctrica con Francia contribuye de forma significativa a reducir el aislamiento de la península ibérica del resto de Europa.

b) Impacto de la medida

Mejora de la coordinación entre países vecinos en materia energética.

c) Responsables

MITECO.

d) Sectores abordados

Sector energético en su totalidad.

e) Mecanismos de actuación

Reuniones periódicas con Francia y Portugal para abordar la seguridad energética, así como los temas más importantes en el ámbito de la energía que se hayan dado en cada periodo.

Medida 3.5. Profundización en los planes de contingencia

a) Descripción

A nivel interno, el sistema energético español se encuentra en una posición avanzada en cuanto a su preparación ante contingencias. En este sentido, cabe destacar el papel de la Ley 8/2011, de 28 de abril, por la que se establecen medidas para la protección de las infraestructuras críticas, y su Reglamento de desarrollo, con base en la normativa europea. No obstante, es necesario profundizar en esta preparación, en el marco de los distintos ámbitos internacionales en que está comprometida España: AIE y distintas directivas y reglamentos de la UE para el sector eléctrico y gas.

En el sector eléctrico, el objetivo de los planes preventivos y de emergencias es prevenir el desencadenamiento de incidentes que puedan tener una repercusión notable en el suministro o sobre los grupos generadores, minimizar el alcance y la extensión de los incidentes una vez producidos, así como devolver el sistema eléctrico al estado normal de operación tras incidentes severos que hayan provocado cortes. Con este fin, se realizan análisis de seguridad a nivel global y zonal evaluando el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción, teniendo en cuenta la disponibilidad de combustibles, las reservas hidroeléctricas en los embalses y la hidráulica, con diversos supuestos tanto de demanda como de disponibilidad de los grupos generadores.

A nivel europeo, mencionar la aprobación del Reglamento por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio⁵¹ en el que se detallan una serie de requisitos para garantizar la seguridad de suministro, condiciones a cumplir por los agentes, listado de responsables y usuarios prioritarios, normas de suspensión y restablecimiento, liquidaciones y planes de pruebas. Este Reglamento, junto con la propuesta de Reglamento europeo para la preparación ante riesgos en el sector eléctrico incluida en el paquete “Energía limpia para todos los europeos” de la Comisión Europea, permitirá armonizar a nivel europeo la preparación ante riesgos y mejorar la seguridad en su conjunto.

Por lo que respecta al sector gasista, se han actualizado el Plan de Acción Preventivo y el Plan de Emergencia en aplicación del Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas. Ambos documentos han sido enviados a la Comisión Europea en marzo de 2019.

El Plan de Acción Preventivo minimiza los riesgos identificados con vistas a garantizar el suministro de gas a todos los clientes del mercado gasista y especialmente a los clientes protegidos. Por su parte, el Plan de Emergencia contiene las actuaciones a llevar a cabo en caso de emergencia del sistema gasista con la finalidad de garantizar el suministro a todos los clientes del mercado gasista y especialmente a los clientes protegidos.

Estos planes se elaboran con base en la Evaluación de Riesgos Nacional en donde se debe asegurar el cumplimiento de las normas relativas a infraestructuras y a suministros impuestas en el Reglamento (UE) 2017/1938. Como principales conclusiones de la Evaluación de Riesgos actual del sistema gasista español se puede destacar lo siguiente:

- Ninguno de los riesgos identificados y analizados supone un problema de suministro de gas a los clientes protegidos.
- El criterio N-1, como capacidad de entrada, está incorporado como criterio de diseño en la Planificación Obligatoria de los sectores de gas en España. Por tanto, con las infraestructuras previstas en el horizonte analizado, el valor de la fórmula N-1 establecida en el Anexo I del Reglamento 2017/1938 para el sistema gasista español es superior al 100%, no siendo necesaria la aplicación de medidas distintas a las utilizadas en la operación normal.
- El mayor riesgo potencial identificado para el sistema gasista español sería el fallo total del principal suministrador (Argelia). Cabe destacar que dicho fallo no se ha producido hasta la fecha. Incluso durante el periodo de inestabilidad en dicho país durante la década de los noventa, se mantuvieron las importaciones procedentes del mismo, por lo que este evento se considera poco probable.

⁵¹ REGLAMENTO (UE) 2017/2196 DE LA COMISIÓN, de 24 de noviembre de 2017, por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio

La Evaluación de Riesgos, el Plan de Acción Preventivo y el Plan de Emergencia del sistema gasista español deben actualizarse cada 4 años.

Igualmente se prevén las siguientes modificaciones tendentes a establecer objetivos y medidas de seguridad de suministro de gas natural a nivel regional, de modo que:

- La norma de infraestructura (N-1) del artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/1938 deba cumplirse a nivel regional, teniendo en cuenta el nivel de interconexión existente.
- La norma de suministro del artículo 6 del Reglamento (UE) 2017/1938 deba cumplirse a nivel regional, teniendo en cuenta la superposición de las distintas demandas nacionales y la existencia de distintas medidas nacionales destinadas a su cumplimiento.
- Los Planes de Acción Preventiva y de Emergencia se elaboren a nivel regional.

Para cumplir lo anterior, se deberán establecer regiones distintas de los grupos de riesgo creados en el Anexo I del mencionado reglamento.

b) Impacto de la medida

Mejora de la seguridad energética del país.

c) Responsables

La autoridad pública responsable de la ejecución y seguimiento de las medidas es el MITECO.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector energético en su conjunto.

e) Mecanismos de actuación

Las principales acciones buscarán:

- 1) El desarrollo de la Estrategia de Seguridad Nacional a través del Comité Especializado de Seguridad Energética.
- 2) La adaptación al nuevo reglamento europeo sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad.
- 3) La evolución de los distintos planes preventivos y de emergencias en el ámbito del suministro eléctrico, gasista y de derivados petrolíferos.

En el sector de productos petrolíferos, se consideran necesarias las siguientes actuaciones:

- Actualización del Plan de contingencia ante situaciones de crisis en los mercados petroleros: documento confidencial elaborado por CORES y actualizado periódicamente según los criterios establecidos por la AIE, en el que se establecen cuatro fases de actuación, de menor a mayor gravedad en cuanto a las posibles dificultades de abastecimiento de crudos y productos petrolíferos.
- Actualización del Plan de medidas de restricción de demanda ante crisis en el mercado petrolífero: documento confidencial, elaborado en 2015 por el grupo MERCOP (Medidas de Restricción del Consumo de Petróleo), específicamente creado para tal efecto e incluyendo distintos departamentos ministeriales y organismos de la Administración General del Estado.
- Participación en los ejercicios de emergencia celebrados periódicamente por la Comisión Europea y la AIE. Ejemplo, la participación de España en el simulacro de situación de emergencia ERE 9 organizado en 2018.

Adicionalmente, con el objeto de alcanzar un determinado nivel de seguridad energética a nivel regional en el marco de la UE, es preciso establecer objetivos y medidas de seguridad de suministro de productos petrolíferos a nivel regional, de modo que:

- La obligación de almacenamiento de 90 días de consumo o 60 días de importaciones de crudo y productos petrolíferos pueda cumplirse a nivel regional o comunitario.
- Se revise la proporcionalidad del nivel de la obligación y la metodología para la contabilización de las existencias, adecuando ambas a la realidad del mercado petrolífero mundial y al estado de la técnica.
- Se revise la forma de cumplimiento de la obligación, de modo que la metodología de

contabilización de existencias incentive que éstas se constituyan en forma de producto terminado.

- Se revise la forma de cumplimiento de la obligación, de modo que la metodología de contabilización de existencias incentive que éstas se constituyan en las inmediaciones a los centros de consumo, teniendo en cuenta los tiempos de movilización.
- Se establezcan normas generales para el procedimiento de autorización del cumplimiento de las obligaciones de un operador mediante reservas almacenadas en el territorio de otros Estados miembros.

Mientras se introducen dichas normas generales, España prevé aprobar una orden ministerial que desarrolle el artículo 11.2 del Real Decreto 1716/2004, de modo que se establezca un único procedimiento de autorización de almacenamiento de reservas computables para otros Estados miembros en territorio nacional, evitando suscribir nuevos acuerdos bilaterales. Sin embargo, continuarán existiendo distintos procedimientos para los acuerdos bilaterales ya suscritos (Francia, Portugal, Italia, Irlanda, Malta) y seguirán siendo necesarios para que los sujetos obligados nacionales cumplan con sus obligaciones mediante reservas almacenadas en otros Estados miembros.

Medida 3.6 Planificación para la operación en condiciones de seguridad de un sistema energético descarbonizado

a) Descripción

Si bien las previsiones del presente Plan permiten el cumplimiento de la garantía de suministro en un horizonte a 2030, la coherencia con una economía descarbonizada y un sector eléctrico 100% renovable en un horizonte a 2050, hace necesario anticipar e identificar las barreras, requisitos y oportunidades para la operación con plenas garantías de suministro del sistema eléctrico en dichas condiciones.

Cabe señalar que una transformación tan profunda y ambiciosa del sistema energético español como la que plantea el presente Plan conlleva una serie de retos que no se pueden atender exclusivamente desde el lado del suministro. En particular, la apuesta decidida por las energías renovables en el sector de generación eléctrica implica una mayor variabilidad en los perfiles de generación. Esta variabilidad desde el lado de la oferta puede ser compensada por el desarrollo de distintas soluciones de almacenamiento de electricidad a gran escala desde el mismo lado de la oferta (bombeo hidráulico, baterías u otros), así como una mayor firmeza y gestionabilidad de las propias tecnologías de generación renovable, y también desde el lado de la demanda mediante el fomento de las distintas soluciones que aportan flexibilidad al sistema. Estas actuaciones quedan plasmadas en la “Medida 1.2. Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad”.

En este mismo plano, el avance tecnológico hace posible que existan una serie de soluciones tecnológicas aún no abordadas en su totalidad desde la normativa del sector eléctrico, pero que están llamadas a desempeñar un importante papel de cara a asegurar la continuidad del suministro eléctrico, en particular, aquellas optimizaciones que hace posible el uso intensivo de las tecnologías de información y las comunicaciones en el sistema energético.

Así pues, contribuyendo asimismo a la dimensión de Mercado Interior de la energía, se va a adaptar la normativa sobre:

- Generación y almacenamiento distribuido de electricidad. Se incluyen dentro de esta medida todos los desarrollos en relación a autoconsumo (ver Medida 1.4 de este Plan).
- Profundización en la eliminación de barreras relacionadas con el vehículo eléctrico, como la reciente eliminación de la figura del gestor de cargas (ver Medida 2.4).
- Potenciación de formas de agregación de la generación, respuesta de la demanda (incluida la interrumpibilidad) y almacenamiento (*virtual power plants*).
- Participación de tecnologías renovables en mayores servicios del sistema eléctrico: gestión de desvíos, servicios de regulación, etc. (ver Medida 4.4)

La integración real y progresiva del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los mercados de servicios de ajuste, redundará en una utilización más frecuente de este servicio y, por lo tanto, en una reducción de consumo eléctrico a precios cada vez más equiparables a los que perciben a día de hoy los sujetos generadores que participan en los servicios de ajuste.

En esta línea, en el Real Decreto-ley 20/2018, de 7 de diciembre, de medidas urgentes para el impulso de la competitividad económica en el sector de la industria y el comercio en España, se recoge el mandato de elaborar y aprobar un “Estatuto de Consumidores Electrointensivos” que reconozca las particularidades de aquellos consumidores industriales eléctricos con un elevado uso de electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible.

Este Estatuto responderá también a criterios económicos, actuando en situaciones en las que la aplicación del servicio suponga un menor coste que el de los servicios de ajuste del sistema. Así, para la aplicación del servicio de interrumpibilidad por criterios económicos, se valora que la ejecución de la opción de reducción de potencia, con la consideración de toda la liquidación asociada, dé lugar a una reducción del coste total de la energía a subir gestionada en esa hora. Además, se han adoptado determinadas medidas para flexibilizar los criterios que permiten aplicar las opciones de ejecución de reducción de potencia cuando su liquidación resulte menos costosa que la activación de otros mecanismos de mercado.

En cumplimiento del Reglamento (UE) 2017/1938, se prevé establecer y actualizar periódicamente el listado de centrales eléctricas críticas alimentadas con gas y sus volúmenes de consumo, a efectos de que dichos volúmenes sean tenidos en cuenta en caso de solicitarse por otro Estado miembro la aplicación de medidas de solidaridad. Con este fin, se creará un grupo de trabajo conjunto entre el Operador del Sistema eléctrico, el Gestor Técnico del Sistema y la Autoridad Competente conforme al Reglamento (UE) 2017/1938.

En cuanto a la participación de las renovables en los servicios del sistema eléctrico, España es uno de los países pioneros en permitir la participación de las energías renovables en los distintos servicios de ajuste. Desde febrero de 2016 estas instalaciones pueden participar en los mercados de servicios de ajuste del sistema, previa superación de las pruebas de habilitación. A principios del año 2018, cerca de la mitad de la generación eólica ya se había habilitado para la participación en los servicios de gestión de desvíos y regulación terciaria, lo que demuestra el adecuado progreso en la integración de las renovables en estos servicios. Es de destacar en ese sentido el papel que desempeña en este ámbito el operador del sistema, cuyo centro de control permite, a día de hoy, la observabilidad y controlabilidad de las centrales de generación de más de 1 MW y 10 MW, respectivamente.

b) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector energético en su conjunto.

c) Mecanismos de actuación

Siguiendo el principio de neutralidad tecnológica, el MITECO, la CNMC y el Operador del Sistema identificarán las tecnologías, procedimientos y mecanismos que permitan garantizar el suministro sin emisiones de gases de efecto invernadero, con una anticipación suficiente que permita garantizar el suministro cumpliendo con la senda hacia la neutralidad climática en 2050 y evitando la necesidad de nuevas inversiones en tecnologías fósiles para la garantía del suministro.

d) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son: MITECO, el Operador del Sistema y la CNMC.

Para concluir, señalar la estrecha conexión existente entre la dimensión de seguridad energética y el resto de dimensiones abordadas en este Plan:

- Con la dimensión de mercado interior comparte instrumentos como las interconexiones eléctricas y gasistas, o la gestión de la demanda.
- Con I+i+c, ya que los desarrollos en el ámbito de las baterías o del *Power-to-gas* dependen de la implementación más económica de estas tecnologías, llamadas a ser claves en el futuro de la seguridad de suministro.
- En cuanto a la dimensión de descarbonización, la alta penetración de renovables en el sistema plantea retos de gestionabilidad de las mismas, así como su integración en las redes de transporte y distribución.
- Y con la dimensión de eficiencia energética, ya que varias de las soluciones en este ámbito, como redes locales de energía, redundan también en la resiliencia del sistema.

3.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

Cooperación regional

El Reglamento (EU) 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 la obligación para los Estados miembros de cooperar con los EEMM vecinos para el desarrollo del PNIEC, en su artículo 12. En cumplimiento de ese artículo, y como continuación de la reunión que se celebró el 1 de marzo en Francia sobre el PNIEC francés, el 9 de julio de 2019, tuvo lugar en Madrid una jornada de trabajo sobre cooperación regional organizada por el MITECO de España. Participaron en ella representantes de Portugal, Francia y la Comisión Europea, además de España.

Durante la jornada se presentaron los Planes francés, portugués y español. Participaron los gestores de la red de transporte de los tres países, así como la Comisión Europea y la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (ENTSO-E). Adicionalmente, se realizó una sesión sobre electricidad, gas y posibilidades de desarrollar proyectos conjuntos de energías renovables. En la siguiente figura se muestra la agenda del encuentro:

Figura 3.8. Agenda de la Reunión de Cooperación Regional



MINISTRY FOR THE ECOLOGICAL TRANSITION

Regional cooperation meeting (France, Portugal, Spain and the European Commission)	
<i>Madrid July, 9th, 2019</i> Ministry for the Ecological Transition <i>(Plaza San Juan de la Cruz s/n, 3rd Floor, Sector A, Madrid)</i>	
AGENDA	
09:30 – 10:00	Reception
SESSION 1: NATIONAL ENERGY AND CLIMATE PLANS (NECP)	
10:00 – 11:00	Introduction and welcome. Minister for the Ecological Transition Spanish NECP • Presentation. • TSO analysis on the NECP.
11:00 – 11:30	Coffee break
11:30 – 13:00	Portuguese NECP. • Presentation. • TSO analysis on the NECP. French NECP. • Presentation. • TSO analysis on the NECP. Recommendations on the NECPs. European Commission Vision on the 2030 horizon. ENTSO-E.
13:00 – 14:30	Lunch
SESSION 2: REGIONAL COOPERATION	
15:00 – 16:00	Internal Energy Market (short presentations followed by open debate) 1. Electricity. Generation adequacy and risk preparedness. 2. Natural Gas. Development of market integration.
16:00 – 16:30	Coffee break
16:30 – 17:30	Internal Energy Market (short presentations followed by open debate) 3. Opening of the support schemes for electricity from renewable energy sources to producers located in neighbouring countries. 4. Cross border renewable energy Project development.
CLOSING SESSION	
17:30 – 18:00	Wrap-up

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Las principales conclusiones alcanzadas en la mencionada reunión fueron las siguientes:

- Los tres EEMM comparten una visión de largo plazo hacia la neutralidad en carbono en 2050, incluyendo una amplia penetración de energías renovables, reducción del consumo energético, electrificación de los usos finales y una remodelación de edificios significativa.
- La Comisión Europea señaló la importancia de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima como referencia clave para los inversores y grupos de interés. También insistió en que la cooperación regional es uno de los pilares para la implementación efectiva de los PNIEC.
- Se considera muy relevante la implicación de los operadores de los sistemas eléctricos para la correcta implementación de los PNIEC.
- En relación con la preparación de riesgos, los tres EEMM presentes reconocen el trabajo de ENTSO-E y compartirán los planes de riesgos en el futuro.
- Para el desarrollo de las interconexiones, se consideró importante por parte de los asistentes la implicación activa de los gestores de la red de transporte, así como la aceptación social de los proyectos.
- El almacenamiento y las interconexiones se consideran dos aspectos complementarios para alcanzar los objetivos climáticos.
- Se intercambiarán buenas prácticas en las dimensiones de descarbonización y eficiencia energética para aumentar la cooperación entre los EEMM presentes.
- Por último, se analizará el posible desarrollo conjunto de proyectos transfronterizos. Ahora bien, de momento ni Portugal ni Francia están planteando la apertura de los esquemas nacionales de apoyo a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

En definitiva, la reunión celebrada el 9 de julio de 2019 fue el mecanismo de cooperación regional implementado en este Plan, y previsiblemente será la primera de una serie de colaboraciones en distintos ámbitos energéticos y climáticos, que ayudarán a la implementación de los PNIEC en cada uno de los Estados.

Medidas relativas a la Dimensión del Mercado Interior de la Energía

En lo referente a la interconectividad del sistema eléctrico, se va a continuar trabajando en lo acordado en la Declaración de Madrid - Cumbre para las Interconexiones Energéticas, celebrada entre España, Francia, Portugal, la Comisión Europea y el Banco Europeo de Inversiones en Madrid el 4 de marzo de 2015, ratificada en junio de 2018 con la Declaración de Lisboa -.

En la Declaración de Madrid, se adoptó una estrategia común para el desarrollo de las actividades de transporte de electricidad y se creó un nuevo Grupo Regional de alto nivel para Europa Sudoccidental que impulsará y supervisará los proyectos de interconexión. Dicha estrategia ha sido ratificada en la Declaración de Lisboa.

En el ámbito de la dimensión del Mercado Interior, las principales medidas se describen a continuación.

Medida 4.1. Aumento de la interconexión eléctrica con Francia

a) Descripción

Construir las siguientes interconexiones esenciales:

- Proyecto del Golfo de Vizcaya: Interconexión entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES). Permitirá que la capacidad de interconexión entre España y Francia llegue a 5.000 MW.
- Interconexión entre Aragón (ES) y *Atlantic Pyrenees* (FR) e interconexión entre Navarra (ES) y Landes (FR). Aumentarán la capacidad de interconexión entre España y Francia hasta los 8.000 MW.

Las interconexiones son el principal elemento de infraestructura que permite avanzar en el mercado interior de la energía, ya que posibilitan el intercambio de electricidad con países vecinos, con precios competitivos y homogéneos y reducen la volatilidad de los mercados nacionales.

Son importantes para la seguridad energética y mejoran la eficiencia de los sistemas eléctricos, al contribuir a una asignación más eficiente de la generación reduciendo la necesidad de instalaciones duplicadas a un lado y al otro de las fronteras. Finalmente, desempeñan un papel esencial para alcanzar los objetivos de energía y clima al permitir una mayor integración en la red de tecnologías renovables no gestionables.

b) Impacto de la medida

El más importante de estos proyectos, el del Golfo de Vizcaya, fue contemplado en los PCI 2017⁵² como Interconexión entre Aquitania (FR) y País Vasco (ES). Se trata de una interconexión de 370 km de longitud (110 km en España y 260 km en Francia) de los cuales 90 km son terrestres y 280 km submarinos, con un coste estimado de 1.750 M€. Este proyecto permitirá que la capacidad de interconexión entre España y Francia llegue a 5.000 MW (5% sobre la capacidad instalada).

En cuanto a los demás, están asimismo incluidos en la lista PCI 2017 y el detalle es el siguiente:

- Interconexión entre Aragón (ES) y *Atlantic Pyrenees* (FR). Tiene 150 km previstos en el lado español y un coste estimado de 1.200 M€.
- Interconexión entre Navarra (ES) y Landes (FR.) Tiene 80 km previstos en el lado español y un coste estimado de 1.200 M€.

⁵² REGLAMENTO DELEGADO (UE) 2018/540 DE LA COMISIÓN de 23 de noviembre de 2017 por el que se modifica el Reglamento (UE) 347/2013 en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común.

c) Responsables

La autoridad pública responsable de la aprobación y seguimiento de la medida es el MITECO, en colaboración con el Gobierno de Francia. La ejecución corre a cargo de REE junto con el transportista de electricidad en Francia, RTE.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector eléctrico.

e) Mecanismos de actuación

La planificación de la red de transporte en vigor, con el horizonte 2015-2020, contempla, en un horizonte posterior al 2020 las interconexiones mencionadas. Estos proyectos serán estudiados y tenidos en consideración para la nueva planificación de la red de transporte con el horizonte 2021-2026. La inclusión de estas instalaciones en el Anexo 2 de la mencionada planificación en vigor permite el inicio de los trámites administrativos pertinentes.

f) Necesidades financieras y apoyo público

En la financiación de las interconexiones eléctricas (medidas 4.1 y 4.2), así como en la del resto de infraestructuras PCI, desempeña un papel importante el programa *“Connecting Europe Facilities”* (CEF), creado en virtud del Reglamento UE 1316/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2013. Se articula para el impulso de infraestructuras de especial interés europeo mediante ayudas económicas por parte de la UE a través de convocatorias de carácter competitivo de propuestas o solicitudes de financiación que presentan los organismos encargados de la construcción de dichas infraestructuras, siempre con el visto bueno de cada Estado miembro.

En relación al proyecto del Golfo de Vizcaya, los promotores del proyecto (REE y RTE) solicitaron 800 M€ de fondos CEF en la convocatoria de 2017. La convocatoria se resolvió a principios de 2018 con la adjudicación de 578 millones de euros. De acuerdo con la asignación de costes comentada, 350 millones de euros han sido para Francia y los 228 restantes para España.

Medida 4.2. Aumento de la interconexión eléctrica con Portugal

a) Descripción

La conexión del sistema eléctrico español con Portugal es más fluida, ya que el proceso que llevó a la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) implicó una estrecha cooperación entre los gobiernos de ambos países. Como resultado, desde sus inicios en julio de 2007, el MIBEL constituye uno de los mercados más líquidos de Europa, reportando múltiples beneficios para los consumidores de los dos países, en un marco de participación abierto a todos los interesados en condiciones de igualdad, transparencia y objetividad.

Aun así, dado que en 2017 el 6,7% de las horas no se casaron en el mercado diario debido a congestión en la interconexión con Portugal, se considera adecuado el aumento de la capacidad de intercambio entre España y Portugal hasta los 3.000 MW. El proyecto consta de las siguientes instalaciones en el lado español, ubicadas en las provincias de Ourense y Pontevedra:

- Línea eléctrica a 400 kV, DC, de entrada y salida en Beariz de la línea Cartelle-Mesón do Vento.
- Subestación de transporte Beariz a 400 kV.
- Línea eléctrica a 400 kV, DC, Beariz-Fontefría.
- Subestación de transporte Fontefría 400 kV.
- Línea eléctrica a 400 kV, DC, Fontefría-Frontera Portuguesa.

b) Impacto de la medida

Las interconexiones son el elemento que permite avanzar en el mercado interior de la energía, ya que posibilitan el intercambio de electricidad con países vecinos, con precios competitivos y homogéneos

y reducen la volatilidad de los mercados nacionales. Son igualmente importantes para la dimensión de seguridad energética y mejoran la eficiencia de los sistemas eléctricos, al contribuir a una asignación más eficiente de las instalaciones de generación reduciendo la necesidad de instalaciones duplicadas a un lado y al otro de las fronteras. Finalmente, desempeñan un papel esencial para alcanzar los objetivos de energía y clima al permitir una mayor integración en la red de tecnologías renovables no gestionables.

c) Responsables

La autoridad pública responsable de la aprobación y seguimiento de la medida es el MITECO en colaboración con el Gobierno de Portugal. La ejecución corre a cargo de REE.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector eléctrico.

e) Mecanismos de actuación

La planificación de la red de transporte en vigor, con el horizonte 2015-2020 contempla esta interconexión internacional.

Los proyectos que no se hayan puesto en servicio volverán a ser estudiados y tenidos en consideración para la nueva planificación de la red de transporte con el horizonte 2021-2026.

f) Necesidades financieras y apoyo público

Esta nueva interconexión con Portugal, igualmente incluida en la lista de PCI 2017, tiene por objetivo aumentar la capacidad de intercambio entre ambos países hasta los 3.000 MW y un coste estimado de 128 M€..

Medida 4.3. Infraestructuras de transporte de electricidad distintas de los “*Projects of Common Interest*” (PCIs)

a) Descripción

Tal y como se ha señalado previamente, en la actualidad está en vigor el documento de Planificación Energética, Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, sometido al Congreso de los Diputados el 29 de septiembre de 2015, y aprobado el 16 de octubre de 2015 mediante Acuerdo del Consejo de Ministros. En marzo de 2019, se ha iniciado el proceso para elaborar la nueva planificación, con horizonte 2021-2026.

En este entorno, se plantean como proyectos a desarrollar adicionalmente a los PCI los siguientes:

- Eje Abanto/Güeñes - Ichoas 400 kV.
- Actuaciones del área metropolitana de Barcelona.
- Zona Pirineo. Moralets.
- Interconexión eje Mequinenza.
- Eje de mallado de la red JM Oriol-Los Arenales-Cáceres-Trujillo 220 kV.
- Mallado de la red de 220 kV de Valencia capital.
- Refuerzo del eje de 220 kV entre La Plana y Morvedre.
- Refuerzo red de 400 kV entre Castellón y Valencia.
- Conexión entre Mallorca y Menorca, actualmente fuerza de servicio, prevista para 2021.

El desarrollo de aquellas actuaciones que puedan afectar a los sistemas eléctricos vecinos, se realizará en cooperación con los TSO correspondientes al objeto de minimizar las posibles afecciones e impactos en ambos sistemas eléctricos.

En línea con lo establecido en la Medida 1.3 de este Plan, los principios rectores de la planificación de la red de transporte de electricidad 2021-2026 son, además de los generales establecidos en el artículo 9 del 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, los siguientes:

1. El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima que figuran en este Plan.
2. La maximización de la penetración renovable en el sistema eléctrico, minimizando el riesgo de vertidos, y de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico.
3. La evacuación de energías renovables en aquellas zonas en las que existan elevados recursos renovables y sea posible ambientalmente la explotación y transporte de la energía generada.
4. La contribución, en lo que respecta a la red de transporte de electricidad, para garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.
5. La compatibilización del desarrollo de la red de transporte de electricidad con las restricciones medioambientales demandadas por la Evaluación Ambiental Estratégica del PNIEC.
6. La supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad.
7. El cumplimiento de los principios de eficiencia económica y del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
8. La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.
9. La reducción de pérdidas para el transporte de energía eléctrica a los centros de consumo.

b) Impacto de la medida

Tradicionalmente, la planificación de la red de transporte de energía eléctrica consta de una parte vinculante, las infraestructuras de la red a construir, y de otra indicativa con proyecciones de demanda y generación. En esta ocasión la parte indicativa la constituye el presente PNIEC. La planificación vinculante de la red de transporte de energía eléctrica se adaptará, en consecuencia, al cumplimiento de los objetivos de este Plan y sus previsiones de demanda y parque de generación.

El proceso de transición energética requiere una adecuada planificación de la red de transporte de electricidad que permita la integración masiva de nueva generación renovable al ritmo necesario para alcanzar los objetivos en el medio y largo plazo, garantizando la operación segura del sistema eléctrico al mínimo coste para los consumidores. En este sentido, el adecuado diseño y planificación de la misma desempeña un papel esencial en la integración de una mayor cantidad de generación eléctrica de carácter intermitente, permitiendo la conexión de más generación. Asimismo, también es previsible que a lo largo de los próximos años cobre cada vez más importancia la generación distribuida a partir de fuentes renovables y el autoconsumo.

Además, la transformación del modelo energético va a llevar aparejado un cambio en el mix de generación como consecuencia de la sustitución de tecnologías de generación emisoras y contaminantes y la incorporación de nuevas tecnologías limpias y renovables, lo que a su vez conllevará un cambio en los flujos de energía a través de la red de transporte y en la gestión de dichos flujos.

Por otra parte, con el fin minimizar el impacto ambiental, de optimizar las inversiones ya realizadas y maximizar la utilización de los pasillos eléctricos existentes, se deberá priorizar la mejora y actualización de la red existente frente a nuevos trazados e infraestructuras. Estas actuaciones se podrán llevar a cabo mediante el aumento de capacidad de la red a través de repotenciaciones y del tendido de circuitos múltiples y de la utilización de las nuevas tecnologías. Lo anterior se realizará anteponiendo en todo momento la necesaria seguridad de suministro y fiabilidad de la red de transporte de energía eléctrica.

Destacar, también, que la planificación de la red incorpora entre sus fines la eliminación de las restricciones técnicas estructurales que causan ineficiencias económicas en el sistema y un sobrecoste en el precio de la energía que pagan los consumidores, así como la minimización de las pérdidas provocadas por la existencia de flujos de energía a la larga distancia para abastecer a los grandes centros de consumo.

Por último, recordar que la energía es un factor relevante de localización de la actividad económica, por lo que la planificación ha de dar una respuesta adecuada a las necesidades de nueva demanda que se identifiquen, incluidas las derivadas del desarrollo de las infraestructuras de ferrocarril de alta velocidad, contribuyendo así a la generación de riqueza, empleo y vertebración del territorio.

c) Responsables

La autoridad pública responsable de la aprobación y seguimiento de la medida es el MITECO. La ejecución corre a cargo del TSO, REE.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector eléctrico.

e) Mecanismos de actuación

Los proyectos incluidos en la planificación de la red de transporte en vigor, con el horizonte 2015-2020, que no se hayan puesto en servicio volverán a ser estudiados y tenidos en consideración para una nueva planificación de la red de transporte con el horizonte 2021-2026. En marzo de 2019, se ha iniciado el proceso de elaboración de la nueva planificación, con horizonte 2021-2026, mediante la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que comienza el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte 2026.

f) Necesidades financieras y apoyo público

La propuesta de desarrollo de la red de transporte debe cumplir con los principios contenidos en la mencionada Ley 24/2013, de 26 de diciembre, entre los que se encuentra de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico previsto en el artículo 13 de la citada Ley, respetando en todo caso los límites de inversión anual establecidos por el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, que establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Medida 4.4. Integración del mercado eléctrico

a) Descripción

El avance en la integración del mercado eléctrico consta de diversas iniciativas que se detallan a continuación.

1. Avanzar en la participación de las energías renovables en los servicios de ajuste y balance. Se dispondrán las medidas necesarias para el desarrollo del almacenamiento y la gestión de la demanda, contribuyendo también a la dimensión de seguridad energética.
2. Adoptar las medidas necesarias para impulsar la descarbonización de la economía con el objetivo de que las centrales de carbón minimicen su (improbable) aportación de energía al sistema eléctrico para el año 2030.
3. Llevar a cabo las medidas necesarias para mejorar la gestionabilidad de la energía hidráulica, maximizando de esta manera la integración de energías renovables (esta medida se complementa con la de aumento del almacenamiento eléctrico, dentro de la dimensión de seguridad energética).
4. Fomentar la participación de los consumidores en el mercado eléctrico. La nueva directiva y reglamento europeo de mercado interior incentivan la respuesta de la demanda y, en aplicación de dicha normativa, el mercado evolucionará hacia un diseño que proporcione señales de precios eficaces a través de las cuales se garantice la participación activa de la demanda y la posibilidad de su agregación.
5. Analizar el desarrollo de mecanismos de capacidad compatibles con las nuevas directivas y reglamentos europeos que contribuyan al cumplimiento de los objetivos de este Plan, abiertos a la participación de todos los recursos que estén en disposición de proporcionar la capacidad necesaria, incluida la gestión del almacenamiento de energía y la demanda.
6. Impulsar el autoconsumo y la generación distribuida (Medida 1.4). En ese sentido, en fechas recientes se ha aprobado el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica. Este Real Decreto tiene como objetivos lograr un fuerte impulso del autoconsumo. Adicionalmente cabe señalar que mediante esta norma se ha traspuesto en parte el

articulado de la Directiva de energías renovables.

7. Desarrollar, de acuerdo a la nueva directiva y reglamento europeo de mercado interior, el almacenamiento energético como medio para garantizar el suministro eléctrico, se considerará que este puede ofrecer múltiples servicios con distintas características y ventajas. Así, generación, demanda y almacenamiento podrán aportar su firmeza y flexibilidad, con los mecanismos adecuados, asegurando el suministro en todo momento (ver Medida 1.2).

b) Impacto de la medida

A raíz del elevado esfuerzo realizado por España en el despliegue de contadores inteligentes, iniciado en 2008 y finalizado a finales de 2018, los consumidores disponen de una herramienta básica para conocer su consumo horario, convertirse en consumidores activos y poder ajustarse a los precios del mercado eléctrico. Así, los consumidores pueden ajustar su demanda a aquellas horas en las que los precios de mercado sean inferiores, contribuyendo de esa manera al desplazamiento de la curva de demanda y facilitando con ello un descenso de los precios de la energía eléctrica.

En este sentido, es fundamental continuar avanzando en un marco habilitante favorable para la promoción del autoconsumo y las comunidades energéticas renovables. A este respecto, se ha desarrollado lo dispuesto por el Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, a través 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, teniendo como premisa en su elaboración la búsqueda de la mayor simplicidad posible en los requisitos técnicos y administrativos, de tal forma que no supongan una barrera en el desarrollo del autoconsumo.

El Real Decreto-Ley 15/2018, de 5 de octubre, ha suprimido la figura del gestor de cargas y se ha liberalizado la actividad de recarga, permitiendo que cualquier consumidor pueda prestar servicios de recarga. Además, los gestores de puertos, aeropuertos e infraestructuras ferroviarias, en su condición de consumidores, podrán prestar servicios de suministro eléctrico a embarcaciones, aeronaves y ferrocarriles y servicios inherentes a la prestación del servicio, permitiendo que buques y aeronaves puedan dejar de consumir combustible mientras que se encuentren en dichas instalaciones, lo cual contribuye al objetivo de alcanzar un transporte bajo en emisiones.

Por otra parte, el ya mencionado Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, realizó una modificación en la regulación del autoconsumo en España con el fin de que los consumidores-productores, y la sociedad en su conjunto, puedan beneficiarse de las ventajas que acarrea esta actividad, en términos de menores necesidades de red, mayor independencia energética y menores emisiones de gases de efecto invernadero.

Además, es preciso avanzar en un marco favorable para el adecuado acceso a los datos de consumo por parte de los consumidores, como la promoción del autoconsumo y las comunidades energéticas locales tal y como ha quedado recogido en las siguientes medidas: 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida, 1.13 Comunidades energéticas locales y 1.14 Promoción del papel proactivo de los ciudadanos en la descarbonización, incluidas en el presente Plan.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el MITECO y las Comunidades Autónomas.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector eléctrico.

e) Mecanismos de actuación

Desarrollo reglamentario adicional, incluyendo la transposición de la normativa europea, así como el ejercicio de planificación previsto en la Medida 3.6.

En el aspecto específico de protección de los consumidores de electricidad y mejora de la competitividad del sector minorista, se plantea la siguiente medida:

Medida 4.5. Protección de los consumidores de electricidad e incremento de la competencia

a) Descripción

La Unión de la Energía ha situado al consumidor de energía eléctrica en el centro de sus políticas. La energía es un bien crítico, esencial para la participación plena en la sociedad moderna. Por tanto, la transición hacia las energías limpias ha de ser también justa para aquellos sectores, regiones o segmentos vulnerables de la sociedad que puedan estar afectados por la transición energética.

En el futuro, todos los consumidores de la UE tendrán derecho a generar electricidad ya sea para su propio consumo, almacenarla, compartirla, o venderla al mercado. Estos cambios harán que sea más fácil para los hogares involucrarse en el sistema de energía, controlar mejor su consumo y responder a las señales de precios. Las nuevas reglas de mercado garantizarán un alto nivel de protección y una buena gestión de los datos. Además, los nuevos servicios, como la respuesta a la demanda, ayudarán a muchas personas y familias a reducir significativamente sus facturas de energía.

b) Mecanismos de actuación

Se plantea esta medida en el aspecto específico de protección de los consumidores de electricidad y mejora de la competitividad del sector minorista. Consta de las siguientes iniciativas:

1. Establecer un marco normativo dinámico que se adapte a la constante evolución del sector y proteja a los consumidores más vulnerables fomentando precios competitivos y transparentes. Para ello, se analizarán las reformas necesarias en el diseño y funcionamiento del mercado eléctrico. Además, se estudiarán nuevos diseños de tarifas inteligentes que promuevan la gestión de la demanda, el uso racional de las infraestructuras y que contribuyan a los objetivos de descarbonización.
2. Facilitar la comprensión de las ofertas y de las condiciones en las que se realiza la contratación del suministro, lo que posibilitará que adopten mejores decisiones en lo relativo a su consumo de electricidad, logrando un comportamiento más eficiente y un impacto menos perjudicial para el medio ambiente.
3. Profundizar en el fomento de la libre competencia entre las comercializadoras de energía eléctrica.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el MITECO, conjuntamente con las Comunidades Autónomas y la CNMC.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector eléctrico.

Medida 4.6. Acceso a datos

a) Descripción

Una información detallada, accesible y comprensible sobre su consumo energético es determinante para que los ciudadanos y las empresas puedan tomar decisiones sobre el mismo, así como sobre selección de tarifas e inversión más eficientes, y para que empresas existentes o nuevos agentes, como los agregadores, puedan ofrecerles distintos servicios energéticos y ejercer las funciones para las que les habilita la Directiva 2019/944/UE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Además, el disponer de información sobre consumos agregados por parte de las administraciones públicas es necesario para que éstas puedan evaluar la eficacia de políticas y medidas en materia energética.

Tras el despliegue de los sistemas de medición inteligentes de consumo eléctrico (que en España en 2018 ya estaban implantados al 93%), existen actualmente en los Estados miembros, o se están elaborando, diferentes modelos de gestión de datos. Por ejemplo, en Estonia y Dinamarca ya se ha establecido una plataforma central de datos, gestionada por un organismo independiente, siendo otra opción que el gestor de la plataforma sean los propios operadores de las redes de distribución. Independientemente del modelo de gestión, es importante que se implanten normas transparentes en virtud de las cuales puedan ser accesibles en condiciones no discriminatorias y garanticen el máximo nivel de accesibilidad, usabilidad, ciberseguridad y protección, así como la imparcialidad de las entidades que los procesan.

Dado que las tecnologías existentes ya lo permiten y que así lo recoge el artículo 20 de la Directiva 2019/944/UE, los consumidores deberían tener acceso a sus datos en tiempo casi real (frente a los datos horarios que se recogen a día de hoy en España, en países como Francia los datos se obtienen cada 30 minutos, en Bélgica y Eslovaquia cada 15 minutos, y en Italia, Grecia y Polonia en tiempo casi real).

Por otra parte, para asegurar una transición que cubra todos los usos energéticos, se hace necesario que el consumidor y la administración dispongan de datos de consumo de energía térmica.

b) Objetivos abordados

Potenciar la sensibilización y el papel protagonista de la ciudadanía en la transición energética, el desarrollo de servicios energéticos innovadores como, entre otros, la agregación, y el análisis de la eficacia de políticas y medidas de apoyo por parte de la administración pública, mediante el adecuado acceso a los datos de consumo eléctrico.

c) Mecanismos de actuación

Creación de la plataforma de acceso a datos que aproveche, como mínimo, los de los contadores existentes, y que garantice:

- La sencillez en el uso para el ciudadano tanto para la consulta de sus datos de consumo como para autorizar el acceso a terceros.
- El cumplimiento de la normativa relativa a la protección de datos.
- El acceso a los mismos en tiempo casi real y a los históricos de consumo.
- El acceso por parte de la administración a datos agregados por ámbito geográfico y tipología de consumidor.
- Información relevante para el consumidor como aquella relativa a periodos tarifarios o potencia necesaria.

Desarrollo de sistemas de información de energía térmica que permita a los usuarios un acceso sencillo y comprensible a sus propios datos, así como el acceso por parte de la administración a datos agregados.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO/IDAE, MINECO y Ministerio de Consumo), CNMC, REE y empresas distribuidoras.

En cuanto al mercado del gas español, su afianzamiento y desarrollo se considera un elemento necesario en la próxima década, requiriéndose para ello de las siguientes iniciativas:

Medida 4.7. Integración del mercado gasista

a) Descripción

En línea con la medida 4.4, pero enfocada al sector gasista, se proponen las siguientes iniciativas para mejorar la integración del mercado:

1. Establecimiento del modelo logístico de plantas de regasificación mediante la aprobación de la Circular de la CNMC por la que se establecen los mecanismos de acceso y asignación de capacidad a aplicar en el sistema de gas natural y su posterior desarrollo. De esta manera, se confía en maximizar la flexibilidad del sistema permitiendo avanzar hacia un modelo que permita la compraventa de GNL sin distinción de la planta en la que se encuentre físicamente.
2. Profundización de las medidas de fomento de la liquidez (negociación obligada en el mercado organizado de gas natural destinado a ciertos usos, creadores de mercado).
3. Aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) en las plantas españolas, así como su capacidad de regasificación, para poder convertirse en un “hub” físico a nivel comunitario, tanto de gas natural como de gas renovable o hidrógeno.

b) Impacto de la medida

Esta medida se desarrollará por la autoridad regulatoria nacional, la CNMC, en el ámbito de sus competencias, así como en el marco de la Ley 8/2015, de 21 de mayo. Mediante esta ley se creó el mercado organizado del gas (MIBGAS) y se designó al operador del mercado, con el objetivo de suplir la inexistencia de un mercado mayorista secundario organizado, que proporcionara una señal de precios transparente y fomentara el crecimiento de la competencia en el sector.

Al igual que para el mercado eléctrico, para el gas también se plantea facilitar la entrada de nuevos comercializadores, así como reducir las cargas administrativas para los comercializadores de gas natural en sus relaciones con la Administración.

c) Responsable

La autoridad pública responsable de la ejecución y seguimiento de la medida es MITECO.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector gasista.

Medida 4.8. Protección de los consumidores de gas

a) Descripción

En materia de protección del consumidor, respondiendo al objetivo global de proporcionarle la información necesaria para que pueda tomar con total independencia sus decisiones de consumo de gas natural, se plantean las siguientes iniciativas:

1. Agilización de las acometidas: introduciendo la posibilidad de que la ejecute el propio solicitante, mediante modificación del artículo 25 del Real Decreto 1434/2002.
2. Agilización del proceso de cambio de comercializador: introduciendo un procedimiento que impida dilación alguna y ampliando las facultades de control por parte del regulador, mediante la modificación de los artículos 41 y 42 del Real Decreto 1434/2002.
3. Reducción del fraude: reforzar el papel de los distribuidores en la detección del fraude y los procedimientos de comunicación a los comercializadores, mediante la modificación de los artículos 61 y 62 del Real Decreto 1434/2002.

4. Implantación de contadores inteligentes: análisis técnico y económico de la posible implantación de contadores inteligentes en consumidores suministrados a presión igual o inferior a 4 bar, a partir del informe a elaborar por la CNMC en cumplimiento de la disposición adicional cuarta de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre.
5. Impedir la suspensión del suministro en situaciones meteorológicas extremas, tal y como se establece en la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2023.

b) Impacto de la medida

Esta medida proporcionará a los consumidores la capacidad de conocer en todo momento los volúmenes de gas consumidos y su huella medioambiental (emisiones, proporción de gas renovable consumido, consumo en tiempo real, consulta de factura “on line”, etc.).

c) Responsable

La autoridad pública responsable de la ejecución y seguimiento de la medida es MITECO.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector gasista.

Medida 4.9. Mejora de la competitividad del sector gasista minorista

a) Descripción

Se plantean las siguientes iniciativas:

1. Establecimiento de nuevas obligaciones a los operadores dominantes en el sector del gas natural en función de su cuota de mercado minorista.
2. Creación de un punto único de remisión estadística por parte de los comercializadores a la Administración General del Estado, centralizado en la Secretaría de Estado de Energía, que facilite a su vez información al resto de órganos que lo precisen (CNMC, CORES).
3. Agilización del procedimiento electrónico dedicado al alta de nuevos comercializadores.

En ese sentido, cabe recordar el efecto que ya han tenido medidas como las contenidas en el Real Decreto Ley 15/2018, consistentes en introducir una exención en el Impuesto Especial sobre Hidrocarburos para los productos energéticos utilizados en la producción de electricidad en centrales eléctricas o la cogeneración de electricidad y calor en centrales combinadas.

b) Impacto de la medida

Junto con la anterior, esta medida mejorará la capacidad de los consumidores de conocer en todo momento los volúmenes de gas consumidos y su huella medioambiental (emisiones, proporción de gas renovable consumido, consumo en tiempo real, consulta de factura “on line”, etc.).

c) Responsables

La autoridad pública responsable de la ejecución y seguimiento de la medida es MITECO.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector gasista.

Medida 4.10. Plan de desarrollo de gestión de la demanda de gas

a) Descripción

Se procederá a la selección de áreas geográficas en las que la posible interrupción de suministro a clientes no protegidos puede resultar imprescindible para garantizar la seguridad energética. Asimismo, ese plan de gestión de la demanda de gas debe preseleccionar clientes no protegidos cuyo volumen de consumo y actividad económica puedan ser adecuados para concurrir a estos mecanismos.

b) Impacto de la medida

Como consecuencia del plan se desarrollará la regulación nacional, por parte de la CNMC y del MITECO, en el ámbito de sus respectivas competencias, para disponer de estos mecanismos aprobados en el plazo establecido. Entre las principales herramientas destacan las siguientes:

- Peaje interrumpible: posibilidad de interrupción de suministro a clientes acogidos a este tipo de peaje de transporte y distribución, por un importe inferior al peaje fijo, con la opción de disminuir la demanda a satisfacer por el sistema en caso de falta de suministro o de saturación de gasoductos en condiciones extremas.
- Sistemas de gestión de la demanda: se prevé el desarrollo de sistemas de gestión de la demanda, que permita a los consumidores no protegidos conforme al Reglamento 2017/1938, renunciar a volúmenes de gas contratados, poniéndolos en el mercado a un precio determinado mediante procedimientos competitivos.

c) Responsable

La autoridad pública responsable de la ejecución y seguimiento de la medida es MITECO.

d) Sectores abordados

Esta medida se dirige al sector gasista.

Medida 4.11. Lucha contra la pobreza energética

a) Descripción

El paquete de medidas “Energía limpia para todos los europeos” sugiere abordar la pobreza energética desde la raíz, mediante políticas sociales específicas y medidas de eficiencia energética, como el aislamiento de las viviendas sociales.

También avanza que la pobreza energética es un gran desafío en toda la UE y tiene su origen en los bajos ingresos y en la vivienda ineficiente en energía. Establece un nuevo enfoque para proteger a los consumidores vulnerables, que incluye ayudar a los Estados miembros a reducir los costes de energía para los consumidores mediante el apoyo a las inversiones de eficiencia energética.

Como parte del proceso de Gobernanza de la Unión de la Energía, los Estados miembros deben evaluar el número de hogares en situación de pobreza energética en sus planes nacionales integrados de energía y clima, teniendo en cuenta los servicios energéticos domésticos necesarios para garantizar niveles de vida básicos en el contexto nacional, la política social vigente y otras políticas pertinentes, así como las orientaciones indicativas de la Comisión sobre los indicadores que corresponda, incluida la dispersión geográfica, basados en un enfoque común de la pobreza energética. En el caso de que un Estado miembro constata la existencia de un número importante de hogares en dicha situación, debe incluir en su plan un objetivo nacional indicativo para reducirla.

En el informe de situación nacional integrado de energía y clima debe incluirse:

- 1º.- Información sobre los avances hacia el objetivo nacional indicativo de reducir el número de hogares en situación de pobreza energética.
- 2º.- Información cuantitativa sobre el número de hogares en situación de pobreza energética y, cuando se disponga de ella, información sobre las políticas y medidas para abordar el problema.

La Comisión compartirá los datos comunicados por los Estados miembros con el Observatorio Europeo de la Pobreza Energética (EPOV).

En este contexto, las medidas adoptadas por la Comisión sobre la eficiencia energética instan a los Estados miembros a que tengan en cuenta la pobreza energética, al exigir que se aplique una parte de las medidas de eficiencia como una prioridad en los hogares afectados por dicho problema o en las viviendas sociales. Sus estrategias de renovación de edificios a largo plazo también deben contribuir al alivio de la mencionada pobreza. Y es que la Comisión Europea quiere reforzar el efecto positivo de los aspectos sociales de la eficiencia energética. Cualquier medida que permita mejorar las condiciones de vida, o incrementar la participación de las personas en la misma, y ahorre dinero, es particularmente importante para las familias de bajos ingresos que no pueden calentar sus hogares de manera adecuada, y mucho menos permitirse una renovación o rehabilitación para hacer un uso más eficiente de la energía.

La Directiva sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad aprobada en junio de 2019 señala que es importante que los Estados miembros adopten las medidas necesarias para proteger a los consumidores vulnerables y en situación de pobreza energética en el contexto del mercado interior de la electricidad. Dichas medidas pueden diferir en función de las circunstancias concretas de cada Estado miembro, y pueden incluir medidas de política social o energética relacionadas con el pago de las facturas de electricidad, con la inversión en la eficiencia energética de los edificios de viviendas, o con la protección de los consumidores, como salvaguardias contra la desconexión.

En el contexto nacional, la pobreza energética en España es un fenómeno complejo cuya aproximación demanda un análisis multidisciplinar y actuaciones coordinadas de las distintas políticas por parte de los poderes públicos. La **“Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética” (ENPE)** aprobada en abril de 2019 supone un marco de actuación y encuadre de las actuaciones que se realicen en la materia. Para ello, se ha dotado de un enfoque que aúna medidas de carácter más prestacional y paliativo, cuya ejecución se realiza a corto plazo, con otras medidas de mejora de la eficiencia energética, más estructurales y de desarrollo, orientadas al medio y largo plazo. La Estrategia se ha elaborado en un marco de colaboración, asesoramiento y participación de representantes de organismos de las diferentes administraciones (estatal, autonómica y local), así como de expertos y entidades del tercer sector, que estarán asimismo presentes en su posterior implementación.

En línea con las directrices europeas, la ENPE incluye una definición de pobreza energética y de consumidor vulnerable (*“La pobreza energética es la situación en la que se encuentra un hogar en el que no pueden ser satisfechas las necesidades básicas de suministros de energía, como consecuencia de un nivel de ingresos insuficiente y que, en su caso, puede verse agravada por disponer de una vivienda ineficiente en energía; Consumidor vulnerable es el consumidor de energía eléctrica o de usos térmicos que se encuentra en situación de pobreza energética, pudiendo ser beneficiario de las medidas de apoyo establecidas por las administraciones”*).

Con objeto de parametrizar las situaciones, la ENPE selecciona los cuatro indicadores oficiales del Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV):

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

Adicionalmente, los análisis de estos indicadores se ven complementados por otros derivados y son cruzados con determinadas variables de caracterización de la población.

La ENPE establece, además, un objetivo para cada uno de los indicadores del EPOV: reducir, como mínimo el 25% en 2025 buscando ir más allá y alcanzar 50% sus valores actuales.

A través de 4 ejes fundamentales, se perfilan las líneas de actuación que materializan el plan operativo de la ENPE, concretadas en 19 medidas. Los ejes en los que se articula la ENPE son los siguientes:

I. Mejorar el conocimiento.

Seguimiento periódico de los indicadores mediante la actualización anual de los cuatro indicadores por parte del Instituto Nacional de Estadística (INE), organismo que proporcionará información específica sobre sus valores desagregados por zona climática. Por su parte, el IDAE será el organismo encargado de la publicación de los resultados, así como de realizar el análisis comparativo con el resto de Estados miembros de la Unión Europea y con los objetivos establecidos a nivel nacional.

II. Mejorar la respuesta frente a la situación actual.

Las medidas prestacionales previstas son mecanismos claves para la protección a corto plazo de los consumidores vulnerables, que les permitan hacer frente a los pagos de sus suministros energéticos.

Así, se prevé la creación de un nuevo bono social energético, otorgado en base a criterios de renta disponible. Los umbrales de renta que se establezcan podrán verse relajados para determinadas categorías de consumidores especialmente vulnerables, y prestando especial atención a los hogares en los que haya menores. Podrá contemplarse la concesión directa de la ayuda a aquellos colectivos perceptores de prestaciones cuyo otorgamiento se encuentre vinculado de antemano a niveles de renta bajos.

El mecanismo atenderá a tres principios:

1. Universalidad de fuentes de suministro: la nueva ayuda será integral para el conjunto de los suministros energéticos, tanto eléctricos como térmicos.
2. Automatización: se simplificará su otorgamiento mediante la comprobación directa de los requisitos por parte de una administración pública que recabe información de todos los organismos implicados, evitando que el consumidor tenga que tramitar la solicitud.
3. Gestión coordinada con otras Administraciones Públicas: en la implementación de la ayuda intervendrán todas las administraciones de manera coordinada y respetando el reparto competencial establecido.

Se contará con los servicios sociales quienes tendrán que aplicar el principio de precaución asociado al Suministro Mínimo Vital, de manera que se impida que durante un periodo de tiempo el suministro de los hogares más vulnerables pueda verse interrumpido.

Una de las medidas previstas será la prohibición de la interrupción del suministro energético en situaciones meteorológicas extremas a consumidores vulnerables.

III. Crear un cambio estructural para la reducción de la pobreza energética.

Se recogen en este eje medidas estructurales y de eficiencia energética, centradas en lograr una mejora del equipamiento y las condiciones de los edificios y hogares de los consumidores vulnerables.

Son un elemento fundamental para abordar la pobreza energética porque buscan un cambio permanente en los hogares que reduzca su dependencia de otras medidas prestacionales. Se incluyen medidas como la mejora de eficiencia energética y del equipamiento residencial (Medidas 2.6 y 2.7 de este Plan), así como instalaciones de autoconsumo dirigidas a consumidores vulnerables (Medida 1.4).

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

Se trata de actuaciones que buscan apoderar a los consumidores, profesionales y demás actores vinculados con la pobreza energética mediante un mejor conocimiento de los derechos, obligaciones, posibilidades y alternativas en el ámbito del consumo energético.

El primer elemento es la concienciación general de la necesidad de erradicar la pobreza energética como situación existente en las modernas sociedades.

Consta asimismo de la elaboración de un protocolo para detectar situaciones de pobreza energética por parte de los profesionales de atención primaria.

b) Objetivos abordados

La reducción de la pobreza energética en España, así como la reducción del impacto que este estado tiene sobre una parte de la población.

Tabla 3.3. Objetivos de pobreza energética

Indicador (%)	2017	Objetivo mínimo para 2025	Objetivo buscado para 2025
Gasto desproporcionado (2M)	17,3	12,9	8,6
Pobreza energética escondida (HEP)	11,5	8,6	5,7
Temperatura inadecuada de la vivienda	8	6	4
Retraso en el pago de las facturas	7,4	5,5	3,7

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

c) Mecanismos de actuación

Para la redacción de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética:

- **Se ha realizado un diagnóstico y caracterización del problema.**

Se ha articulado una definición de pobreza energética y de consumidor vulnerable en consonancia con la regulación establecida en la Directiva de Electricidad y el Reglamento de Gobernanza.

Se han utilizado los instrumentos estadísticos correspondientes, junto con la consulta y participación de los organismos públicos y los actores privados, para obtener una representación de la situación en nuestro país.

- **Se han diseñado indicadores oficiales de medición.**

Este análisis previo ha permitido establecer las necesidades y lugares de actuación que debe cubrir la ENPE. La evolución de estos indicadores será objeto de análisis continuo y servirán de base para establecer una comparación con el resto de Estados miembros de la Unión Europea.

- **Se han establecido objetivos de reducción de pobreza a medio y largo plazo.**

- **Se han diseñado medidas para lograr los objetivos.**

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO/IDAE, MINECO, Instituto Nacional de la Seguridad Social), Administraciones Autonómicas y Locales, asociaciones sectoriales, INE.

3.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD

En la futura Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación 2021-2028 se incorporará una Acción Estratégica en Energía y Cambio Climático, así como en sus planes de desarrollo y asignar un volumen de financiación para la I+D+i en energía y clima. Esto último significa un cambio respecto a la estructura actual de la planificación estatal de la I+D+i ya que las convocatorias de financiación se evalúan y resuelven estrictamente por criterios de excelencia sin definir niveles de financiación de sectores o retos específicos o la alineación con los retos estratégicos del país.

3.5.1 Políticas y medidas para alcanzar los objetivos nacionales

Para dar cobertura a las necesidades del Plan en ciencia, tecnología e innovación, y dado el carácter no orientado de la planificación de I+D+i actual, los instrumentos de los agentes financiadores del sistema español de ciencia y tecnología pueden destinarse a actuaciones en energía y clima. Se considera necesaria la realización de un análisis estratégico continuo y dinámico, para establecer las prioridades en investigación e innovación de nuestro país. Se trata de una reflexión de largo plazo, dado el volumen de nuevas tecnologías necesarias para llevar a cabo la transición energética y el elevado tiempo de maduración que necesita la I+D+i.

Medida 5. 1. Acción Estratégica en Energía y Clima

a) Descripción

La normativa que regula el sistema español de Investigación, Desarrollo e Innovación contempla la creación de marcos e instrumentos para potenciar de manera prioritaria sectores o tecnologías de carácter horizontal y estratégico bajo el paraguas de una Acción Estratégica de I+D+i. Mediante estas acciones se proporciona cobertura a las apuestas más decididas y relevantes en materia de I+D+i.

La Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático tendrá como objetivo favorecer la I+i+c para la transición energética y acelerar la plena descarbonización de la economía en el horizonte 2050, la implantación de un modelo de desarrollo sostenible y resiliente al cambio climático y que facilite las señales económicas y regulatorias que proporcionen estabilidad y seguridad a los inversores y otros agentes económicos.

En concreto, un modelo energético que fomente el uso de fuentes de energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías de combustión limpia o tecnologías emergentes, el avance en las áreas de la movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte, la promoción de la edificación sostenible y mitigación de emisiones no energéticas, la promoción de la eficiencia y la sostenibilidad en el abastecimiento de materias primas para las nuevas tecnologías, así como la observación del clima y adaptación al cambio climático.

Dicha acción incorporará una gestión integral de todos los programas necesarios. Para garantizar la coordinación de las actividades y la consecución de los objetivos establecidos, esta apuesta definirá objetivos específicos y establecerá un compromiso presupuestario para toda la vigencia de la futura Estrategia de Ciencia, Tecnología e Innovación y los Planes que la desarrollen.

b) Objetivos

- Brindar la flexibilidad necesaria para facilitar la colaboración internacional y la implementación de las líneas de SET-Plan.
- Evitar duplicidades, asegurar la continuidad de las líneas de investigación prioritarias y la comunicación de resultados a las Administraciones Públicas.
- Mejorar la transferencia del conocimiento y la excelencia científica.
- Impulsar la innovación en el sector privado.

- Aumentar los retornos de los programas europeos en energía y cambio climático.

c) Mecanismos de actuación

- Estrategia Estatal de Ciencia, Tecnología e Innovación 2021-2027.
- Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2021-2024.

d) Responsable

El MCI, coordinado con el MITECO.

Esta medida se alinea con las estrategias de especialización inteligente para mejorar el intercambio de conocimiento entre agentes políticos y partes interesadas, favoreciendo, sobre todo, la participación de las PYME.

Medida 5.2. Implementación del SET-Plan

a) Descripción

El cometido del SET-Plan consiste en acelerar el desarrollo y despliegue de tecnologías bajas en carbono⁵³.

En el marco del SET-Plan, el MCI coordinado con el MITECO, y en estrecha colaboración con CIEMAT y CDTI, trabajan en grupos que abordan las necesidades de I+i+c en: energía solar fotovoltaica, solar de concentración, eólica, geotérmica, tecnologías oceánicas, captura, almacenamiento y uso de carbono, bioenergía y biocombustibles, baterías, nuevos materiales y tecnologías para la eficiencia energética en edificios, eficiencia energética en la industria, sistemas de energía inteligente, ciudades inteligentes y sostenibles, entre otros.

Para poner en marcha las 10 acciones prioritarias identificadas en el SET-Plan, se constituyeron 14 grupos de trabajo TWGs (*Temporary Working Groups*) con el cometido de elaborar un plan de implementación⁵⁴ para cada una de las tecnologías representadas en los grupos. España participó en todos los TWGs y lideró el de solar de concentración.

Una vez adoptados los planes de implementación, los TWGs se han ido extinguiendo para dar lugar a la formación de los grupos de implementación (IWG *Implementation Working Groups*). Al igual que hizo con el TWG de Energía Solar de Concentración, nuestro país lidera el Grupo de Implementación de CSP.

b) Objetivos

El SET-Plan se desarrolla a partir del 5º pilar de la Unión por la Energía, con las siguientes prioridades:

- Europa ha de ser líder mundial en el desarrollo de la próxima generación de energías renovables.
- Se ha de facilitar la participación de los consumidores en la transición energética.
- Se establecerán sistemas energéticos eficientes.
- Se fomentarán sistemas de transporte más sostenibles.

⁵³ Para ello, se han identificado acciones y prioridades estratégicas necesarias para acelerar la transformación del sistema energético de una manera efectiva, identificando duplicaciones y sinergias a nivel europeo y nacional, coordinando los esfuerzos nacionales y europeos en investigación y en financiación de proyectos. Entendemos el SET-Plan como una hoja de ruta para la investigación coordinada hacia el desarrollo de una cartera de tecnologías de bajas emisiones de carbono, limpias, eficientes, a precios asequibles y su penetración en el mercado a gran escala.

⁵⁴ Los Planes de Implementación incluyen las acciones específicas de I+D+i necesarias para conseguir los objetivos fijados, y la financiación y mecanismos necesarios para su implementación. Este proceso está liderado por los países participantes en el SET-Plan, en estrecha colaboración con la CE y con un papel muy activo por parte de los centros de investigación y de la industria

c) Mecanismos de actuación

Facilitar la puesta en marcha de las acciones identificadas en los Planes de Implementación de SET-Plan.

Tal y como ya se ha señalado, la futura Estrategia de Ciencia, Tecnología e Innovación 2021-2028 incluirá una Acción Estratégica en Energía y Clima que brindará la flexibilidad necesaria para facilitar la colaboración internacional y la implementación de las líneas de SET Plan.

d) Responsables

El MCI, coordinado con el MITECO.

Medida 5.3. Red de Excelencia en Energía y Clima

a) Descripción

Los centros y unidades de excelencia existentes en nuestro país destacan tanto por la calidad de sus investigaciones científico-técnicas como por la fortaleza de sus colaboraciones con el tejido productivo, lo que les confiere el carácter de socios tecnológicos y de innovación estratégicos, y con un destacado impacto en la inversión empresarial en I+D+i.

La red de energía y clima constituirá la plataforma de centros y unidades de excelencia y servirá para el intercambio de experiencias y colaboración, la optimización de los recursos, la difusión de resultados y la promoción de las actividades de investigación e innovación.

b) Objetivos abordados

Fortalecer la transferencia y gestión del conocimiento en entornos abiertos y flexibles de colaboración en I+D+i en los que la interacción, la difusión de ideas y la adopción de objetivos y modelos compartidos favorezca el desarrollo de nuevas ideas e incentive su traslación a novedosas aplicaciones, comerciales y no comerciales.

c) Mecanismos de actuación

- Programa de Proyectos Transferencia Cervera para la colaboración entre empresas y Centros Tecnológicos o de Centros de Apoyo a la Innovación de ámbito estatal en las tecnologías prioritarias CERVERA relacionadas con energía y clima⁵⁵.
- Programa de Ayudas Cervera para Centros Tecnológicos o de Centros de Apoyo a la Innovación de ámbito estatal en las tecnologías prioritarias CERVERA relacionadas con energía y clima.
- Creación de una alianza de excelencia en la oferta tecnológica en energía y clima formada por los diferentes organismos de Investigación no incluidos en la Red Cervera pertenecientes a programas del Plan Estatal (Centros "Severo Ochoa", Unidades de Excelencia "María de Maeztu", y los futuros centros que pudieran crearse), así como la propia red Cervera relacionada con energía y clima.

d) Responsable

CDTI, AEI, MITECO y MCI.

⁵⁵ La Red Cervera gravita fundamentalmente sobre el desarrollo de las líneas de I+D agrupadas en 10 áreas temáticas. Energía y Clima también se encuentran de forma directa o indirecta en varias de las líneas planteadas. De ellas surgen dos Programas de Ayudas: a Empresas con Centros Tecnológicos, CCTT – Centros de Apoyo a la Innovación de ámbito estatal, CAI y a agrupaciones en red de CCTT – CAI. En ambos instrumentos se especifica que participan "Centros Tecnológicos o Centros de Apoyo a la Innovación de ámbito estatal" que estén dados de alta en el Registro de CCTT. Los Institutos de Investigación quedan pues fuera de la RED CERVERA.

Medida 5.4. Incremento, coordinación, mejora y uso eficiente de infraestructuras y equipamientos científicos y tecnológicos en energía y clima

a) Descripción:

La identificación de sinergias y capacidades científico-técnicas, y la coordinación de las infraestructuras nacionales (ICTS) con las grandes infraestructuras de investigación europeas (ESFRI), representa uno de los vectores estratégicos de la política de I+D+i de nuestro país, ya que permite mejorar la tecnología disponible para los productos y servicios energéticos.

b) Objetivos

- Impulsar la I+D+i de primer nivel apoyada en la red de infraestructuras científico-técnicas singulares (ICTS) existentes en España y en la red europea de infraestructuras de investigación (ESFRI) en las que participa nuestro país.
- Favorecer el desarrollo, consolidación, acceso y utilización de las infraestructuras de investigación por parte de los agentes del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación, así como elevar el interés y la participación del sector privado en las actividades de I+D+i.
- Fortalecer las capacidades de I+D+i y el Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación e impulsar la convergencia científico-técnica entre las distintas regiones a través del desarrollo, mantenimiento y actualización de las ICTS.
- Contribuir al avance de la ciencia y el desarrollo tecnológico mediante la apertura y explotación de las infraestructuras de investigación, facilitando el tratamiento, análisis y uso de datos generados y promoviendo su acceso y preservación.
- Impulsar la interconexión entre infraestructuras de investigación distribuidas y de carácter virtual (e-infraestructuras), así como el desarrollo de servicios avanzados compartidos, contribuyendo a las iniciativas europeas en este ámbito.
- Favorecer la adquisición, mantenimiento y actualización del equipamiento científico-técnico necesario para la ejecución de actividades de I+D+i relevantes y de alto impacto.

c) Mecanismos de actuación

Ayudas a las infraestructuras y al equipamiento científico técnico a través del programa estatal de generación de conocimiento y fortalecimiento científico y tecnológico del sistema de I+D+i del Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2017-2020. Está previsto un programa de características similares en los próximos Planes Estatales de Investigación Científica, Técnica y de Innovación hasta el año 2030.

d) Responsable

AEI.

Medida 5.5. Compra pública de innovación verde

a) Descripción

La compra pública de tecnología innovadora (CPTI) consiste en la compra de un bien o servicio que no existe en el momento de la adquisición pero que puede desarrollarse en un período de tiempo razonable. Dicha compra requiere el desarrollo de tecnología nueva o mejorada para cumplir con los requisitos demandados por el adquiriente.

La compra pública pre-comercial (CPP) es una contratación de servicios de investigación y desarrollo (I+D+i), íntegramente remunerada por la entidad contratante, caracterizada por el hecho de que el comprador público no se reserva los resultados de la I+D+i para su propio uso en exclusiva, sino que comparte con las empresas los riesgos y beneficios de la I+D+i necesaria para desarrollar soluciones innovadoras que superen las que hay disponibles en el mercado.

La compra pública de innovación está recogida por la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación en su artículo 44.3. Por su parte, la Ley 9/2017, de 8 de noviembre, de Contratos del Sector Público (LCSP) creó dos nuevos procedimientos orientados a fomentar la compra pública de innovación: el procedimiento de “asociación para la innovación” y el “procedimiento de licitación con negociación”.

Esta medida se alinea con las estrategias de especialización inteligente para mejorar el intercambio de conocimiento entre agentes políticos y partes interesadas, favoreciendo, sobre todo, la participación de las pymes.

b) Objetivos abordados

- Desarrollar la capacidad de la Administración para actuar como motor de innovación empresarial gestionando su demanda de productos y servicios.
- Fomentar la innovación desde la demanda, es decir, impulsar el fortalecimiento de las empresas innovadoras, al incentivar al sector privado a realizar propuestas de mayor valor añadido para dar solución a proyectos estratégicos de la Administración.
- Fomentar la colaboración público-privada.
- Mejorar los servicios públicos.

c) Mecanismos de actuación

Las ayudas públicas que forman parte del Programa Estatal de I+D+i Orientada a los Retos de la Sociedad del Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2017-2020, se refuerzan a través de medidas de fomento de la innovación basadas en instrumentos de compra pública innovadora. La Comisión Europea, a través de Horizonte 2020, subvenciona la preparación y realización de CPTI CPP conjuntas transfronterizas.

En concreto, se trata de ayudas para el desarrollo de productos o servicios innovadores en el ámbito de la energía y del clima adquiridos por parte de compradores públicos a través del mecanismo de la Compra Pública Innovadora.

Existen varios tipos de apoyo financiero al que los compradores públicos de nuestro país pueden optar: los programas INNODEMANDA e INNOCOMPRA.

La compra pública innovadora puede reforzar también las Medidas 1.16 y 2.12 relativas a la contratación pública en los ámbitos de la energía renovable y la eficiencia energética respectivamente.

d) Responsables

CDTI, el MCI; y las Administraciones Públicas correspondientes.

Medida 5.6. Fortalecimiento del capital riesgo público para la transferencia de tecnología en energía y clima

a) Descripción

El capital riesgo público es un instrumento de financiación que facilita el desarrollo y crecimiento de empresas a partir de nuevos desarrollos tecnológicos. Por este motivo es apropiado para el fomento de soluciones a los retos energéticos y climáticos.

b) Objetivos abordados

- Fomentar la industria de capital riesgo como motor de la innovación tecnológica.
- Potenciar la transferencia de tecnología desde los centros públicos de investigación a la sociedad.

c) Mecanismos de actuación

La **Sociedad de Capital Riesgo Público - Sociedad Innvierte**. Lanzará dos nuevos fondos para fomentar el desarrollo de la innovación empresarial y el emprendimiento:

- Fondo de Co-inversión: Sociedad Innvierte participará en el capital de compañías innovadoras con tecnologías disruptivas.
- Fondo de Transferencia de Tecnología: Este fondo estará especializado en invertir en empresas de base científica y tecnológica en etapas tempranas, fomentando la transferencia de conocimiento científico al tejido productivo.

En línea con las iniciativas a nivel europeo, España pondrá a prueba nuevos enfoques de financiación para apoyar la innovación de alto riesgo y gran repercusión en el ámbito de la energía limpia (como Iniciativas Tecnológicas Prioritarias, Proyectos FOAK *-first of a kind-*, etc.), a fin de fomentar el espíritu empresarial y la asimilación por el mercado de soluciones hipocarbónicas innovadoras y eficientes desde el punto de vista energético.

d) Responsables

CDTI, MCI y MITECO.

Medida 5.7. Nuevos instrumentos de apoyo a la investigación y la innovación en energía y clima

a) Descripción

Bajo el paraguas de la Acción Estratégica para Energía y Clima se plantea el desarrollo de nuevos instrumentos de fomento de la investigación y la innovación tecnológica.

La normativa del sector energético, y en particular del sector eléctrico, tiene que evolucionar para poder facilitar la transición energética. Esta evolución deberá facilitar la cada vez mayor contribución esperada de recursos energéticos distribuidos y la aparición de nuevos actores, como los clientes activos, para lo cual se prevé que las tecnologías de digitalización desempeñen un papel esencial.

Una herramienta que se ha desarrollado en países de nuestro entorno para probar conceptos productos, servicios y modelos de negocio innovadores antes de traducirlos al marco normativo, ha sido la de crear proyectos de demostración regulatorios, en los que, en un espacio controlado y bajo vigilancia de la autoridad supervisora correspondiente, se verifican hipótesis y se evalúa su impacto, de forma que la normativa que se desarrolle pueda basarse en las lecciones aprendidas. En el marco de estos proyectos de demostración regulatorios es posible suspender temporalmente determinadas normas existentes para poder evaluar sin limitaciones el potencial de soluciones innovadoras.

En este sentido, la propuesta de circular de la CNMC por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado de producción de electricidad y la gestión de la operación del sistema, incluye en su artículo 21 una propuesta sobre proyectos de demostración regulatorios que

está plenamente alineada con esta medida. Otra ventaja añadida de este tipo de proyectos es su capacidad para retener y atraer talento en el campo de la innovación (empresa, universidad, etc.) a nivel nacional, en el ecosistema formado para el desarrollo de las pruebas.

Por otro lado, en el contexto de las nuevas prioridades y acciones en materia de energía y clima, la política industrial se verá afectada por los nuevos perfiles de demanda de materias primas que cambiarán significativamente, por lo que se deberá asegurar que las innovaciones en el campo de las tecnologías avanzadas no se verán dificultadas por la falta de disponibilidad o la volatilidad de las materias primas minerales en el mercado.

b) Objetivos abordados

- Desarrollar nuevos instrumentos apropiados para las necesidades particulares del desarrollo tecnológico para la transición energética y la lucha contra el cambio climático.
- Promocionar el desarrollo y financiación de proyectos de fomento de actividades de I+D+i en materia de gestión de recursos naturales, materias primas y adaptación al cambio climático.

c) Mecanismos de actuación

Entre los nuevos mecanismos e instrumentos considerados se incluyen:

- **Demostradores tecnológicos:** para facilitar la incorporación de tecnologías innovadoras y probar su gestionabilidad en un entorno real, haciendo uso de mecanismos de subasta establecidos en este Plan. Se desarrollarán también procedimientos específicos para la autorización administrativa de acuerdo con la Medida 1.18 de este Plan.
- **Proyectos de demostración regulatoria (*sandbox*):** Se desarrollará el marco normativo apropiado que incluirá, entre otros, el régimen de participación (incluyendo los requisitos generales para el acceso y el marco general de los protocolos de pruebas a celebrar entre promotor y la autoridad competente), el régimen de garantías y protección de los participantes y el régimen de salida y efectos posteriores a la realización de los proyectos.
- **Micro-Misiones:** Proyectos de investigación y desarrollo orientados a superar limitaciones técnico-económicas concretas de nuevas tecnologías energéticas y soluciones para el cambio climático.
- **Blockchain y cambio climático.** En cuatro ámbitos: garantizar la trazabilidad de productos en cadenas de suministro que actualmente son complejas y opacas; automatizar y fortalecer el monitoreo, el reporte y la verificación (MRV) del impacto ambiental de proyectos; impacto ambiental de las criptomonedas y creación (participación si las hubiera) de una coalición entre empresas, *startups*, centros de investigación y agencias que están trabajando en la intersección entre *Blockchain* y Cambio Climático.
- **Materias primas:** Proyectos de investigación orientados a actualizar la información sobre las reservas de materias primas en España y su futura demanda en función de las necesidades tecnológicas.

d) Responsables

CDTI, AEI, MCI, REE, MITECO, Fundación Biodiversidad, Instituto Geológico y Minero de España (IGME).

Medida 5.8. Innovación social por el clima

a) Descripción

El cambio climático está generando nuevos e imprevisibles escenarios sociales, ambientales y económicos. La ciencia ciudadana y la innovación social, puestas al servicio de los nuevos desafíos, generan oportunidades de mejora constante. De hecho, la innovación social es clave para cumplir la Agenda 2030 y afrontar desafíos como la transición energética y la crisis climática. Al respecto, el consumo colaborativo, la durabilidad de los productos y la prevención de la obsolescencia programada, junto a la gestión inteligente de la innovación tecnológica ofrecen vías posibles en esa dirección.

b) Objetivos abordados

- Apoyar la realización de proyectos de innovación social y urbana, entendidos como el desarrollo, implementación y/o validación de metodologías o tecnologías innovadoras orientadas a la resolución de problemas climáticos.
- Impulsar acciones de información, divulgación, sensibilización y concienciación orientadas a la adquisición de hábitos y actitudes acordes con la eficiencia, la sostenibilidad, la corresponsabilidad y la cooperación.
- Uso de metodologías como: nuevos enfoques de investigación participativa y mejores prácticas; “*green nudges*”; gamificación/juegos; *design thinking*.
- Transformación urbana a través de la economía social que busca fomentar iniciativas productivas incidiendo en cinco sectores: movilidad, producción, consumo, energía y cuidados.

c) Mecanismos de actuación:

- Elaboración de propuestas/convocatorias creativas desde la ciencia.
- Promover una alianza entre clúster, investigadores y emprendedores en innovación social por el clima.
- Promocionar el *crowdfunding* colaborativo para impulsar a eco-emprendedores por el clima.

d) Responsables:

MCI, MITECO, IDAE, Fundación Biodiversidad, OAPN.

Medida 5.9. Reducción de trámites burocráticos y cargas administrativas

a) Descripción

En las actuaciones públicas gestionadas por los diferentes departamentos ministeriales con competencias en materia de ciencia y tecnología, es habitual la participación de diversos agentes ejecutores en actividades de investigación y desarrollo.

Los trámites burocráticos y cargas administrativas necesarias para la financiación y ejecución de los distintos proyectos relacionados con la investigación y la innovación en materia de cambio climático, energía, biodiversidad, economía y empleo verde, pueden resultar limitantes y no facilitar una respuesta ágil y efectiva ante los constantes cambios y novedades que se producen en estos campos.

El exceso de trabas organizativas no solo dificulta el avance de la investigación científica y de las acciones de demostración e innovación tecnológica, sino que provoca fuga de talentos y de conocimiento, al competir a nivel internacional, con universidades y centros de investigación con más medios y financiación.

b) Objetivos abordados

Alcanzar los objetivos presupuestarios en materia de ciencia, tecnología e innovación fijados en el PNIEC garantizando agilidad, flexibilidad y estabilidad, así como las inversiones públicas en ciencia, tecnología e innovación en materia de clima y energía.

Fomentar la incorporación del talento en organizaciones y entidades en el ámbito de la I+D+i en Energía y Clima, potenciando que los mejores investigadores y tecnólogos puedan incorporarse y consolidar sus carreras, en un contexto de estabilidad presupuestaria y financiera y que puedan centrar sus esfuerzos en la consecución de los objetivos de investigación, desarrollo e innovación.

c) Mecanismos de actuación

- Flexibilización de la contratación de personal laboral por parte de agentes ejecutores, a efectos de agilizar la gestión de las contrataciones de carácter laboral efectuadas por estos organismos y la duración de los mismos al horizonte temporal de los proyectos.

- En el ámbito de la gestión económico-financiera, el control interno de los agentes será el control financiero permanente.

d) Responsables

MCI, MITECO y Administraciones públicas correspondientes.

Medida 5.10. Relanzar la Fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN

a) Descripción

La Fundación se creó en 2006. Es una organización dependiente del Gobierno de España para ejecutar programas de I+D+i relacionados con la energía y el medio ambiente y contribuir al desarrollo económico de la comarca de El Bierzo (provincia de León).

b) Objetivos abordados

Impulso de actuaciones de Transición Justa y promoción del desarrollo económico, social y empleo de las comarcas mineras de Castilla y León, a través de la acción investigadora y de actividades en energías renovables, almacenamiento y eficiencia energética.

c) Mecanismos de actuación

- Enfocar la acción investigadora de CIUDEN.
- Plan de transformación económica y tecnológica de CIUDEN para que, en línea con la Estrategia de Transición Justa (ver Medida 1.15), cumpla un papel significativo en la reactivación de las zonas mineras de Castilla y León, actuando además como órgano de la política del MITECO en aquellos temas que éste considere necesarios para el cumplimiento de los objetivos en otras zonas.
- Creación de un Comité Asesor Estratégico que elaborará el plan de acción en el que el desarrollo de nuevas energías renovables tendrá un papel importante y en el que están llamadas a involucrarse instituciones, empresas y agentes locales.

d) Responsables

MITECO.

Medida 5.11. Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación para el seguimiento de la financiación

a) Descripción

El artículo 11 de la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación, establece la creación del Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación (SICTI) como instrumento de captación de datos y análisis para la elaboración y seguimiento de la Estrategia Española de Ciencia, Tecnología e Innovación, y de sus planes de desarrollo.

Todas las ayudas públicas que se conceden bajo el amparo de los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación, así como la información referida a los beneficiarios de dichas ayudas, se incorporarán al mencionado Sistema de Información.

Los Planes Estatales, a través de los correspondientes Programas de Actuación Anuales, así como la financiación planificada durante el año, incluirán los indicadores de seguimiento de esas actuaciones. Estos indicadores determinarán el grado de consecución de los objetivos definidos para cada actuación y podrán tener una componente temporal de corto, medio o largo plazo.

b) Objetivos abordados

Lograr una detallada monitorización de los recursos dedicados a la investigación e innovación en energía y clima y el impacto real conseguido.

c) Mecanismos de actuación

Programa de Actuación Anual de Actividades de I+D+I.

d) Responsables

El MCI en coordinación con los departamentos ministeriales con actividades de I+D+I.

Medida 5.12. I+i+c para la adaptación del sistema energético español al cambio climático

a) Descripción

En el campo de la adaptación, los grandes temas en I+i+c siguen pivotando en torno a dos componentes esenciales: **I)** el reconocimiento de los riesgos e impactos derivados del cambio climático y **II)** el desarrollo y experimentación de soluciones adaptativas.

b) Objetivos abordados

Para la adaptación al cambio climático del sistema energético español, se considera necesario el desarrollo específico de I+i en las siguientes áreas:

En la producción de energía:

- Estimación del impacto en los potenciales de producción de energías renovables, con especial atención a la energía hidroeléctrica y a la producción de biomasa.
- Desarrollo de infraestructuras de suministro eléctrico capaces de soportar una mayor incidencia de eventos climáticos extremos e impulso de programas específicos de adaptación de aquellas que en la actualidad resulten más vulnerables.
- Debido a la disminución de los caudales fluviales, desarrollo de plantas termoeléctricas con sistemas de refrigeración alternativos o de mayor eficiencia.

En el transporte, almacenamiento y distribución de la energía:

- Desarrollo de nuevos materiales de distribución de energía eléctrica con mayor inercia frente a las altas temperaturas.
- Desarrollo de infraestructuras de distribución de gas o derivados del petróleo con mayor resiliencia a los eventos extremos.
- Modelización de los nuevos picos en la demanda de energía eléctrica y de los mix de suministro de energía necesarios para satisfacerla.

c) Mecanismos de actuación

Estos objetivos de I+i+c forman parte del actual Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2017-2020, que ya contemplan áreas como el diseño de redes y sistemas de gestión flexibles y deberán formar parte del futuro Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2021-2024.

d) Responsables

El MITECO junto al MCI.

Medida 5.13. Programas singulares a largo plazo en temas científicos y tecnológicos que sean estratégicos en el área de energía y clima

a) Descripción

Es necesario favorecer la cooperación estable, en materia de I+D+i, entre las empresas y los organismos de investigación de naturaleza pública y privada, para la realización de grandes proyectos que incrementen la capacidad científico tecnológica de los grupos de investigación nacionales, y los posicione para tener un acceso más eficiente a los programas internacionales de investigación.

Los Proyectos Singulares y Estratégicos son un conjunto de actividades de I+D+i interrelacionadas que potencian la integración de agentes científicos y tecnológicos e impulsan la transferencia de tecnología. Incluyen actividades genéricas de investigación, desarrollos tecnológicos, demostración de tecnologías, difusión y realización de acciones complementarias dirigidas a favorecer la implantación de los resultados que se obtengan.

Deben ser proyectos que cumplan el requisito de singularidad, por su objetivo, planteamiento o por el destino de los resultados, y han de tener carácter estratégico como consecuencia del beneficio que persiguen, bien porque favorecen la competitividad del sector productivo o bien por su interés socioeconómico en el escenario nacional.

b) Objetivos abordados

Movilizar una mayor participación de las pequeñas y medianas empresas en proyectos de investigación industrial de gran envergadura.

Extender la cultura de la cooperación estable y a medio plazo en investigación y desarrollo tecnológico entre los agentes del sistema ciencia-tecnología-empresa.

Extender y optimizar el uso conjunto, por parte de empresas, organismos públicos de investigación y centros de innovación y tecnología, de las infraestructuras públicas y privadas de investigación existentes en España.

c) Responsables

MCI, MITECO y Administraciones competentes.

Medida 5.14. Aumentar la participación española en los programas de financiación de la investigación y la innovación europeos

a) Descripción

Existe un gran número de políticas europeas, nacionales y regionales e instrumentos para fomentar la innovación y promover la cooperación interregional en energía y clima (entre otros: el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas, el programa InvestEU, el fondo de innovación, Horizonte Europa).

España participa en los programas colaborativos y competitivos de investigación y desarrollo internacional siendo el cuarto país con mayor nivel de participación en el programa de I+D+i de la Comisión Europea (Horizonte 2020).

En el ámbito de energía y clima, España es el segundo país con mayor participación en el reto social "Acción por el clima, medio ambiente, eficiencia de recursos y materias primas" y el tercero en el reto 3 "Energía limpia segura y eficiente".

b) Objetivos abordados

Facilitar y promover que los grupos de investigación y empresas de nuestro país participen con éxito en los programas internacionales de fomento de la I+i+c y continuar colaborando en esfuerzos y proyectos de investigación europeos y transnacionales.

c) Mecanismos de actuación

- Designación de Puntos Nacionales de Contacto: al objeto de facilitar e incentivar la participación de entidades españolas en programas de financiación de la investigación y la innovación europeos en el ámbito de la energía y clima (Horizonte Europa, LIFE, Fondo de Innovación), se designarán Puntos Nacionales de Contacto tanto horizontales (NCPs de asuntos legales y financieros) como temáticos.
- Apoyo a la participación de grupos de investigación españoles en foros europeos de energía y clima.

d) Responsables

MCI y MITECO.

Medida 5.15. Apoyo a la participación de grupos de investigación españoles en foros internacionales de energía y clima

a) Descripción

La decisión del Consejo sobre Horizon 2020 incluye expresamente en el punto 2 de su Anexo I Sobre cuestiones complementarias y transversales y medidas de apoyo la contribución a procesos e iniciativas multilaterales. En el reto 5 de acción por el clima, medio ambiente, eficiencia de los recursos y materias primas, Horizon 2020 vuelve a insistir en que las actividades potenciarán la participación y contribución de la Unión Europea a procesos e iniciativas multilaterales.

b) Objetivos abordados

Apoyar la participación de grupos de investigación españoles en foros internacionales de energía y clima. Contribuir a procesos e iniciativas multilaterales a este respecto.

c) Mecanismos de actuación

Creación de líneas de apoyo para la participación de grupos de investigación españoles en foros internacionales, más allá de los europeos, de energía y clima.

d) Responsables

MCI y MITECO.

Medida 5.16. Promocionar la iniciativa Misión Innovación

a) Descripción

En paralelo a la conferencia sobre el clima COP21 de París, los líderes mundiales lanzaron Misión Innovación, una asociación internacional para acelerar la innovación en energías limpias y dar una respuesta mundial a largo plazo a los desafíos del cambio climático. Al adherirse a Misión Innovación, 23 países y la Comisión Europea (en nombre de la UE) se comprometieron a duplicar la financiación de actividades de investigación e innovación en energías limpias hasta situarla en unos 30.000 millones de dólares al año en 2021.

En la misma ocasión, un grupo de inversores de diez países anunció su intención de llevar la innovación de los laboratorios al mercado invirtiendo un volumen de capital a largo plazo sin precedentes en proyectos de desarrollo tecnológico inicial en los países miembros de Misión Innovación, dando nacimiento a la coalición *Breakthrough Energy*.

En diciembre de 2017, durante la Cumbre «Un Planeta» de París, *Breakthrough Energy* anunció el ensayo de asociaciones público-privadas con cinco miembros de Misión Innovación, entre los que figura la Comisión Europea.

b) Objetivos abordados

Fomentar la colaboración público privada en la financiación climática y de la transición energética.

c) Mecanismos de actuación

Incentivar y promocionar la participación de empresas españolas en la *“Breakthrough Energy Coalition”*.

Incentivar y promocionar la participación de inversores en el *“Breakthrough Energy Ventures”*.

d) Responsables

MCI y MITECO en colaboración con las Administraciones públicas correspondientes.

Medida 5.17. Mecanismos de financiación de innovación europeos

a) Descripción

Existen un gran número de programas de políticas europeas, nacionales y regionales e instrumentos para fomentar la innovación y promover la cooperación interregional en energía y especialmente en clima, entre otros el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE).

b) Objetivos abordados

Movilización de fondos europeos para la financiación de la dimensión de I+i+c del PNIEC.

c) Mecanismos de actuación

- **El Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas 2.0** se centra en inversiones en todos los sectores para contribuir a la consecución de los objetivos del Acuerdo de París y ayudar a hacer realidad la transición a una economía eficiente en el uso de los recursos, circular e hipocarbónica. Al menos un 40% de los proyectos del FEIE en el marco del capítulo de infraestructura e innovación deben contribuir al cumplimiento de los compromisos de acción por el clima de la UE. El programa **InvestEU** reforzará ese enfoque.
- En línea con las iniciativas a nivel europeo, España pondrá a prueba nuevos enfoques de financiación para apoyar la innovación de alto riesgo y gran repercusión en el ámbito de la energía limpia (como Iniciativas Tecnológicas Prioritarias, Proyectos FOAK, etc.) a fin de fomentar el espíritu empresarial y la asimilación por el mercado de soluciones innovadoras y eficientes desde el punto de vista energético.
- **Fondo de Innovación**, en el marco del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, apoyará la demostración a escala comercial de tecnologías avanzadas en el ámbito de las renovables y la eficiencia energética en la industria.

d) Responsables

MCI y MITECO en colaboración con las Administraciones públicas correspondientes.

Medida 5.18. Cooperación internacional

a) Descripción

Los retos globales requieren una respuesta global basadas en la cooperación entre Gobiernos. La descarbonización de los sistemas energéticos es una prioridad internacional y proliferan las iniciativas que abordan de manera conjunta determinados aspectos de la transición energética.

b) Objetivos abordados

Optimizar la participación española en foros internacionales de I+i+c en materia de energía y clima.

c) Mecanismos de actuación

- **Mission Innovation – Acelerando la Revolución Energética Limpia**

España tiene previsto solicitar su inclusión en la iniciativa *Mission Innovation* (MI) *Energy*, una iniciativa de 23 países y la Unión Europea para acelerar la innovación de energía limpia. Como parte de la iniciativa, los países participantes se han comprometido a tratar de duplicar las inversiones de investigación y desarrollo en ese ámbito por parte de sus gobiernos durante cinco años, al tiempo que fomentan mayores niveles de inversión del sector privado en tecnologías renovables.

- **Cooperación con América Latina**

Realización de redes temáticas y proyectos estratégicos en I+D+i, en cooperación con países de América Latina, en prácticamente todas las áreas de energías renovables, microrredes y almacenamiento. Estos proyectos se realizan principalmente en el marco de Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo CYTED o en el grupo de interés común Europa-Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños (EU-CELAC), a través de acciones conjuntas financiadas por las distintas agencias de financiación de la ciencia, tecnología e innovación.

Además, España participa actualmente en diversos programas de cooperación técnica y desarrollo tecnológico en países de Latinoamérica y Caribe, Asia y África en los campos de las energías renovables, medioambiente y depuración y detoxificación de agua. Desarrolla una actividad especial en redes temáticas para el intercambio de conocimiento y el desarrollo de proyectos en el campo de las energías renovables y en las microrredes principalmente.

Participa también en el programa EUROCLIMA, un programa regional financiado por la Unión Europea que contribuye a mejorar el conocimiento de los decisores políticos en América Latina sobre los problemas y las consecuencias del cambio climático. En su etapa actual, EUROCLIMA+ incorpora áreas temáticas como la producción resiliente de alimentos destinada, entre otros, a Universidades y organizaciones de investigación nacionales y regionales.

- **Cooperación en el marco de Naciones Unidas**

CIEMAT lidera proyectos de Creación de Capacidades en el marco de Naciones Unidas, ONUDI, para la promoción de las tecnologías renovables, los sistemas energéticamente eficientes, las medidas de mitigación y resiliencia al cambio climático en los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo del Pacífico, el Caribe, África y el Océano Índico.

d) Responsables

MCI y MITECO.

Además de las medidas mencionadas, es fundamental la coordinación con el sector empresarial y el fomento de la colaboración público-privada. En este contexto, se contará con la Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas (ALINNE).

El Plan de I+D+i 2008-2011 reconoció a la energía junto con el cambio climático como una de las cinco acciones estratégicas que se “tienen que articular mediante actuaciones específicas

que aborden de forma integral un conjunto de instrumentos y programas (recursos humanos, proyectos, infraestructuras, etc.) para alcanzar los objetivos propuestos...”. En los sucesivos programas de trabajo anuales se reiteró este compromiso, insistiendo en la necesidad de agrupar y coordinar los distintos programas en una estrategia común, mejorando a su vez la coordinación con los programas europeos y con las Comunidades Autónomas. Para conseguir estos objetivos surgió la iniciativa ALINNE.

Actualmente, ALINNE es una iniciativa sin ánimo de lucro para aunar y coordinar esfuerzos entre todos los agentes de la cadena de valor de la I+D+i en energía, que permite dar respuesta a los principales retos que la política de I+D+i tiene en el ámbito del sector energético, contribuyendo a la definición de unas pautas de trabajo a nivel nacional y de posicionamiento europeo. La consideración de una Acción Estratégica en Energía y Clima reaviva el origen de esta iniciativa, cuya actividad es reconocida y considerada en el PNIEC.

3.6 INTERRELACIONES ENTRE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS

En el presente capítulo se han presentado las distintas políticas y medidas según correspondiese a la categoría de aplicación en consonancia con las dimensiones consideradas en el Reglamento relativo a la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. Sin embargo, existen sinergias entre todas las medidas establecidas en este Plan, tal y como se interrelacionan las dimensiones de descarbonización, eficiencia energética, seguridad de suministro, mercado interior e investigación, innovación y competitividad.

A lo largo de todo el Plan se ha considerado que la “**eficiencia energética primero**” es uno de los principios rectores del mismo, puesto que un incremento de la misma redundará en una disminución de las necesidades energéticas, contribuyendo a su vez, a la descarbonización del sistema, mediante la reducción de emisiones, así como a la reducción de la dependencia energética. A su vez, un menor dimensionamiento de las necesidades energéticas en los sectores productivos incrementa la competitividad, al reducir los costes energéticos y contribuyendo a la dimensión de mercado interior.

En la matriz de interrelaciones entre políticas y medidas presentada en esta sección, se aprecia que la dimensión de investigación, innovación y competitividad es transversal al resto de dimensiones, puesto que cualquier mejora de estos aspectos redundará en la consecución de los objetivos fijados.

Tabla 3.4. Interrelaciones entre políticas y medidas

			Descarbonización						Eficiencia energética					Seguridad energética			Mercado Interior de la Energía					I+D+i
			Emisiones GEI		Energías renovables				Servicios y sector público	Industria	Transporte	Residencial	Agricultura	Reducción dependencia energética	Reducción de importaciones fósiles	Seguridad de suministro	Simplificación administrativa	Interconexiones	Redes de transporte y distribución	Coste energía	Pobreza energética	
			ETS	No-ETS	%	RES-T	RES-H&C	RES-E														
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Descarbonización	1.1	Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables																				
	1.2	Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad																				
	1.3	Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables																				
	1.4	Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida																				
	1.5	Incorporación de renovables en el sector industrial																				
	1.6	Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas																				
	1.7	Biocombustibles avanzados en el transporte																				
	1.8	Promoción de gases renovables																				
	1.9	Plan de renovación tecnológica en proyectos ya existentes de generación eléctrica con energías renovables																				
	1.10	Promoción de la contratación bilateral de energía eléctrica renovable																				
	1.11	Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa																				
	1.12	Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas																				
	1.13	Comunidades energéticas locales																				
	1.14	Promoción del papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización																				
	1.15	Estrategia de Transición Justa																				
	1.16	Contratación pública de energía renovable																				
	1.17	Formación de profesionales en el sector de las energías renovables																				
	1.18	Revisión y simplificación de procedimientos administrativos																				
	1.19	Generación de conocimiento, divulgación y sensibilización																				
	1.20	Régimen europeo de comercio de derechos de emisión																				
	1.21	Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero																				
	1.22	Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos																				
	1.23	Reducción de emisiones de GEI relacionadas con gases fluorados																				
	1.24	Sumideros forestales																				
	1.25	Sumideros agrícolas																				
	1.26	Fiscalidad																				

[illegible]

		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
		ETS	No-ETS	%	RES-T	RES-H&C	RES-E	Servicios y sector público	Industria	Transporte	Residencial	Agricultura	Reducción dependencia energética	Reducción de importaciones fósiles	Seguridad de suministro	Simplificación administrativa	Interconexiones	Redes de transporte y distribución	Coste energía	Pobreza energética	I+i+c
Mercado interior	4.1	Aumento de la interconexión eléctrica con Francia																			
	4.2	Aumento de la interconexión eléctrica con Portugal																			
	4.3	Infraestructuras de transporte de electricidad distintas de los "Projects of Common Interest" (PCIs)																			
	4.4	Integración del mercado eléctrico																			
	4.5	Protección de los consumidores de electricidad e incremento de la competencia																			
	4.6	Acceso a datos																			
	4.7	Integración del mercado gasista																			
	4.8	Protección de los consumidores de gas																			
	4.9	Mejora de la competitividad del sector gasista minorista																			
	4.10	Plan de desarrollo de gestión de la demanda de gas																			
	4.11	Lucha contra la pobreza energética																			
Investigación, innovación y competitividad	5.1	Acción Estratégica en Energía y Clima																			
	5.2	Implementación del SET-Plan																			
	5.3	Red de Excelencia en Energía y Clima																			
	5.4	Incremento, coordinación, mejora y uso eficiente de infraestructuras y equipamientos científicos y tecnológicos en energía y clima																			
	5.5	Compra pública de innovación verde																			
	5.6	Fortalecimiento del capital riesgo público para la transferencia de tecnología en energía y clima																			
	5.7	Nuevos instrumentos de apoyo a la investigación y la innovación en Energía y Clima																			
	5.8	Innovación Social por el Clima																			
	5.9	Reducción de trámites burocráticos y cargas administrativas																			
	5.10	Relanzar la Fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN																			
	5.11	Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación para el seguimiento de la financiación																			
	5.12	I+i+c para la adaptación del sistema energético español al cambio climático																			
	5.13	Programas singulares a largo plazo en temas científicos y tecnológicos que sean estratégicos en el área de energía y clima																			
	5.14	Aumentar la participación española en los programas de financiación de la investigación y la innovación europeos																			
	5.15	Apoyo a la participación de grupos de investigación españoles en foros internacionales de energía y clima																			
	5.16	Promocionar la iniciativa Misión Innovación																			
	5.17	Mecanismos de financiación de innovación europeos																			
	5.18	Cooperación internacional																			
Totales		49	46	59	35	38	50	43	40	39	38	36	60	59	58	26	12	23	48	15	37

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

4 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS

4.1 Introducción

Esta sección recoge los principales resultados obtenidos en la evaluación del impacto económico, sobre el empleo, social y en la salud pública de las medidas y actuaciones previstas en este Plan.

El estudio, siguiendo el Reglamento de Gobernanza, diferencia entre un Escenario Tendencial (sin medidas adicionales) y un Escenario Objetivo (con medidas adicionales). En el Tendencial las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en España aumentan en 2030 un 5,6% con respecto a 1990, mientras que en el Objetivo se reducen un 23%.

El impacto analizado en este estudio es el efecto de las políticas y medidas establecidas en el PNIEC que permiten alcanzar dicho objetivo de descarbonización, junto con el resto de medidas asociadas al resto de dimensiones del PNIEC.

4.2 Metodología

El análisis del impacto económico del PNIEC se ha realizado utilizando el modelo económico DENIO, que integra de forma homogénea la información de las políticas introducidas en el modelo energético TIMES-SINERGIA. Los resultados principales de este análisis se recogen en esta sección, sin embargo, existe un estudio más completo y exhaustivo donde se recoge toda la información relativa al impacto económico y que está a disposición pública⁵⁶.

DENIO es un modelo Econométrico Dinámico Input-Output de la economía española, que tiene su origen en el modelo FIDELIO del *Joint Research Centre* (JRC) de la Comisión Europea. El modelo ha sido desarrollado por el *Basque Centre for Climate Change* (BC3) en colaboración con el *Centre of Economic Scenario Analysis and Research* (CESAR). Este modelo permite simular el efecto de un amplio abanico de políticas económicas, fiscales, energéticas o ambientales.

DENIO se caracteriza por una detallada descripción de la economía española en términos sectoriales (74 sectores), hogares (22.000 hogares representativos de la población nacional) y 16 categorías de consumo. El modelo también recoge de forma detallada las cuentas del sector público, incluyendo los ingresos y gastos de las Administraciones Públicas (AAPP), así como el déficit y la deuda pública. Este modelo ha sido estimado económicamente con los últimos datos disponibles del INE, del Banco de España y de EUROSTAT.

Adicionalmente, la información sobre los cambios en las emisiones de contaminantes atmosféricos (obtenida de la Unidad de Inventarios del MITECO), ha sido introducida en el modelo de calidad del aire TM5-FASST. El modelo TM5-FASST es un modelo global desarrollado por el JRC que permite analizar los efectos en términos de salud derivados de diferentes escenarios o sendas de emisiones. A través de información meteorológica y químico-atmosférica, el modelo analiza cómo las emisiones atmosféricas de una determinada fuente generan concentraciones de contaminantes, exposición en la población y, en consecuencia, daños a la salud y muertes prematuras.

⁵⁶ El estudio completo puede consultarse en la página web del MITECO: <https://www.miteco.gob.es/es/>

El modelo ha sido utilizado previamente por BC3 para realizar estudios sobre co-beneficios de la mitigación para la salud junto con la Organización Mundial de la Salud (OMS). También, y entre otros, ha sido utilizado por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para proyectar los costes económicos asociados a la contaminación atmosférica. En este trabajo, y para ser consistentes, el modelo ha sido calibrado con los daños a la salud reportados por la OMS en España.

En el Anexo B del PNIEC puede encontrarse una descripción técnica breve sobre los modelos DENIO (junto con la integración de la información microeconómica en el modelo) y TM5-FASST.

Finalmente, y como en todo estudio prospectivo, ha sido necesario realizar diferentes supuestos y proyecciones a 2030. Por ejemplo, la evolución del PIB y la población a 2030 ha sido tomada directamente del escenario macroeconómico elaborado por el MINECO. Asimismo, las proyecciones a 2030 sobre los costes de inversión de las renovables, los precios de los bienes energéticos y los derechos de CO₂ son los recomendados por la Comisión Europea para todos los Estados miembros en la elaboración de sus respectivos PNIEC. La variación en el coste de la electricidad ha sido estimada por REE, a partir de los datos proporcionados por la Secretaría de Estado de Energía.

4.3 ESTIMACIÓN INVERSIONES DEL PNIEC 2021-2030

Una parte importante de los impactos económicos se deriva de las inversiones (adicionales) asociadas al PNIEC. Estas inversiones se han cuantificado utilizando diferentes fuentes. Las inversiones asociadas a las medidas de ahorro y la eficiencia energética provienen del IDAE. Las inversiones asociadas a las energías renovables y bombas de calor provienen de estimaciones realizadas por la Secretaría de Estado de Energía utilizando el modelo TIMES-SINERGIA. La información de inversiones en redes de transporte, distribución e interconexiones proviene de diferentes fuentes, entre ellas REE. La información relativa a la inversión de los sectores difusos no energéticos proviene de la Oficina Española de Cambio Climático. Para aquellas cuestiones sobre las que no existía información, BC3 ha realizado las estimaciones oportunas, como es el caso de las inversiones en puntos de recarga o las inversiones asociadas a la electrificación del transporte.

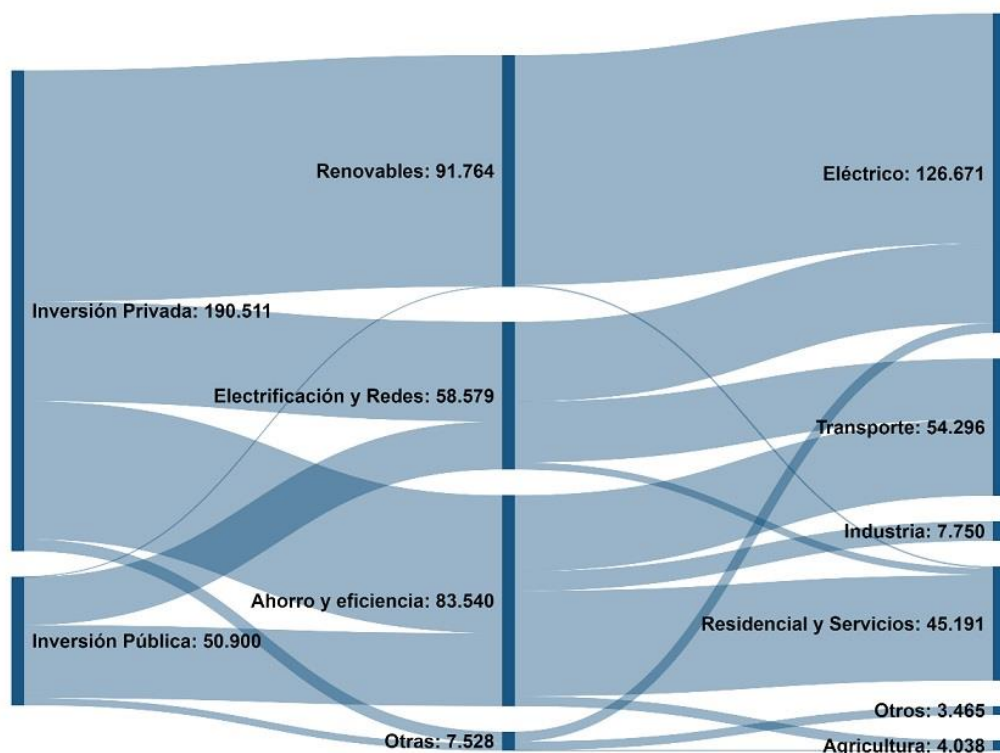
Una vez agregada esta información, se estima que **las inversiones totales necesarias para lograr los objetivos del PNIEC alcanzarán los 241 mil millones de euros (M€) entre 2021-2030**. Estas inversiones se pueden agrupar por medidas o palancas principales de la transición energética, y se repartirían de la siguiente forma (ver figura 4.1):

- Ahorro y eficiencia: 35% (83.540 M€)
- Renovables: 38% (91.765 M€)
- Redes y electrificación: 24% (58.579M€)
- Resto medidas: 3% (7.528 M€)

De estas inversiones totales, 196 mil millones € pueden considerarse como adicionales con respecto al Tendencial. Estas inversiones adicionales son las que pueden imputarse al PNIEC y las que, por lo tanto, generarán el impacto económico. Las inversiones totales y adicionales difieren ya que en el Escenario Tendencial también existen inversiones como, por ejemplo, en el caso de las renovables en el sector eléctrico, en el que se considera una instalación de nueva

potencia renovable para satisfacer el aumento de la demanda y también las inversiones en redes asociadas.

Figura 4.1. Flujo de inversiones del PNIEC (M€)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Atendiendo al origen de las inversiones, **una parte muy sustancial de la inversión total la realizaría el sector privado (80% del total)**, asociada principalmente al despliegue de las renovables, redes de distribución y transporte, y gran parte de las medidas de ahorro y eficiencia. El resto la realizaría el **sector público (20% del total)**, en medidas de ahorro y eficiencia energética y en actuaciones asociadas al fomento de la movilidad sostenible y el cambio modal. En el caso de las inversiones del sector público una parte vendrá de fondos europeos.

4.4 RESULTADOS

Los resultados obtenidos provienen de la introducción en el modelo DENIO del flujo de inversiones adicionales, el balance energético y los precios de la energía del modelo TIMES-SINERGIA. Antes de pasar a explicar los resultados principales es importante realizar tres consideraciones previas:

- Las inversiones realizadas con fondos públicos (salvo las que provienen de fuentes europeas), tienen que financiarse con otras partidas presupuestarias de forma que permitan mantener el equilibrio presupuestario. En el análisis realizado se ha incluido la senda de reducción del déficit acordada en el Pacto de Estabilidad y Crecimiento, lo que implica reducir el déficit a cero en 2022 y después mantener el equilibrio presupuestario para reducir también la deuda pública en la senda marcada a 2032. De la misma forma, en el caso de los hogares se supone que el nivel de endeudamiento permanece constante y que, por tanto, las inversiones adicionales que éstos realizan se financian vía ahorro o vía reducción de gasto.

- Se considera que no hay restricciones a la inversión para las empresas y que ésta se producirá al coste habitual del capital. Esto es compatible con una regulación y planificación para el medio y largo plazo que genere seguridad y certidumbre a los inversores. Además, se considera que estas inversiones adicionales no “expulsan” otras inversiones del sector privado (efecto “*crowding-out*”), algo coherente con la situación actual en España con una elevada capacidad ociosa y tasa de paro y, en general, con la situación en la zona euro con unos tipos de interés históricamente bajos.
- El estudio supone constante el grado de competitividad con el exterior. Es decir, las empresas mantienen una capacidad similar a la actual, ni mayor ni menor, para responder a las condiciones del mercado en un contexto en el que otros países del entorno también introducen políticas en la senda de cumplimiento del Acuerdo de París.

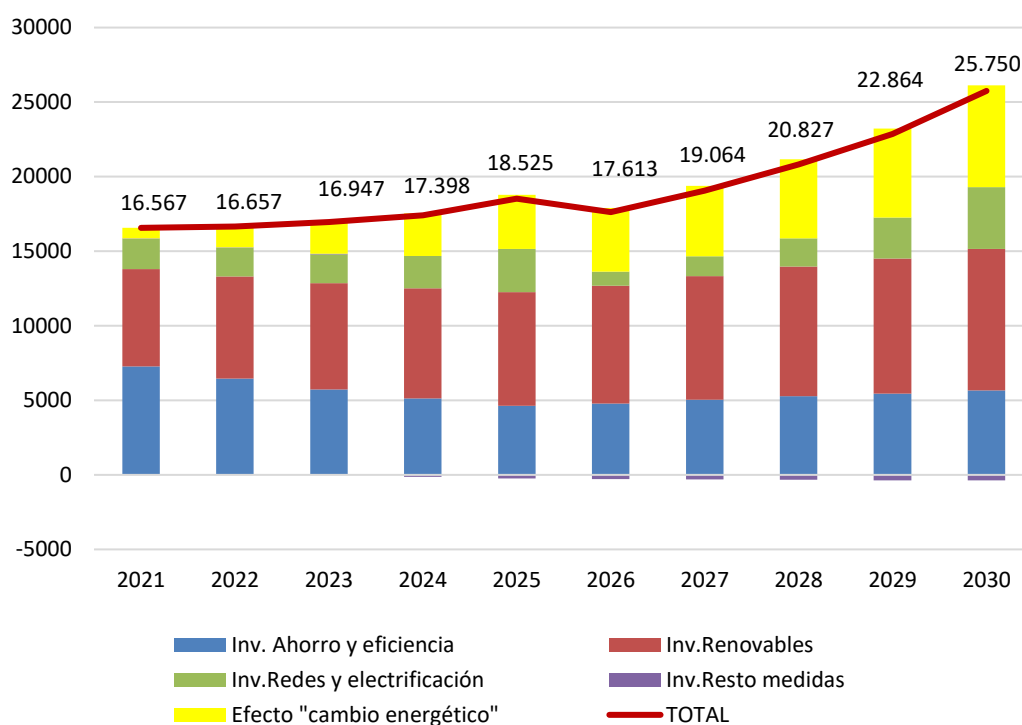
4.4.1 Impactos macroeconómicos

Los impactos macroeconómicos están determinados por dos efectos principales. El primero es el efecto de la “nueva inversión” que genera un impulso económico a lo largo de todas las cadenas productivas sectoriales. El segundo es el efecto derivado del “cambio energético” que incluye el impulso económico derivado del ahorro energético (incluida la reducción en el precio de la electricidad), y que permite aumentar el gasto en otros productos y servicios, y del cambio en el mix energético, que sustituye combustibles fósiles importados por energías renovables que generan un mayor valor añadido dentro del país.

- El **efecto “nueva inversión”** genera un impacto muy notable, especialmente en los primeros años del Plan. Es importante señalar que no toda la inversión se transforma en valor añadido y creación de empleo, ya que una parte (en torno al 20% y dependiendo de los sectores) necesita de bienes que son importados, algo que el modelo permite capturar con detalle y que está recogido en los resultados. Además, el impacto de las inversiones no es permanente, únicamente se producirá durante los años en los que las inversiones son ejecutadas.
- El **efecto “cambio energético”** genera también un resultado que es más acusado hacia 2030, cuando las políticas van fomentando la reducción del consumo energético y los precios de la energía son más altos. De hecho, la importación de combustibles fósiles se reduce en 67 mil millones de € entre 2021 y 2030, respecto al Escenario Tendencial. Estos impactos, a diferencia de los asociados a las inversiones, sí que permanecen en el tiempo.

La figura 4.2 recoge el efecto sobre el PIB desagregado por tipo de medida, siendo el impacto asociado al PNIEC la diferencia entre el PIB en el Escenario Objetivo frente al Tendencial.

El PNIEC generará un aumento del PIB entre 16.500-25.700 M€ al año (un 1,8% del PIB en 2030). El impacto positivo proviene principalmente del impulso económico que generan las nuevas inversiones en renovables, ahorro y eficiencia y redes y de los efectos derivados del “cambio energético” que generan un impacto creciente a final de la década.

Figura 4.2. Impacto en el PIB por tipo de medida (M€)

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

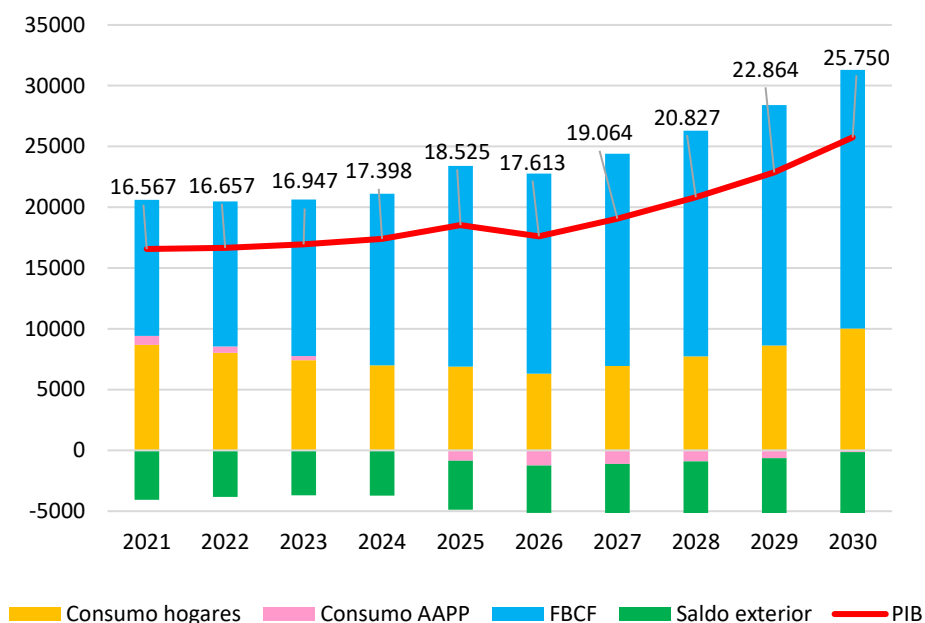
Las figuras 4.3, 4.4 y 4.5 muestran los impactos en el PIB desde la vía de la demanda, la oferta y la renta.

El PIB por el lado de la demanda (figura 4.3) muestra que el aumento del PIB se canaliza principalmente hacia la Formación Bruta de Capital Fijo (FBCF), como era de esperar dadas las inversiones consideradas en el Plan. También, aumenta de forma creciente el consumo final de los hogares ya que el incremento en el PIB derivado de las inversiones genera un incremento en la remuneración de los asalariados y en el Excedente Bruto de Explotación que, a su vez, impacta positivamente en la renta disponible de los hogares y en su consumo.

El consumo de las Administraciones Públicas también se ve afectado positivamente, ya que el incremento en la recaudación impositiva permite aumentar el gasto manteniendo el déficit constante.

Finalmente, el saldo exterior negativo refleja simplemente la hipótesis de cierre del modelo elegido en el que las exportaciones permanecen constantes, mientras que las importaciones crecen derivadas del aumento en la actividad económica. La excepción son las importaciones energéticas, que disminuyen por el menor consumo interior de carbón y petróleo.

Figura 4.3. Impacto en el PIB: demanda (M€)

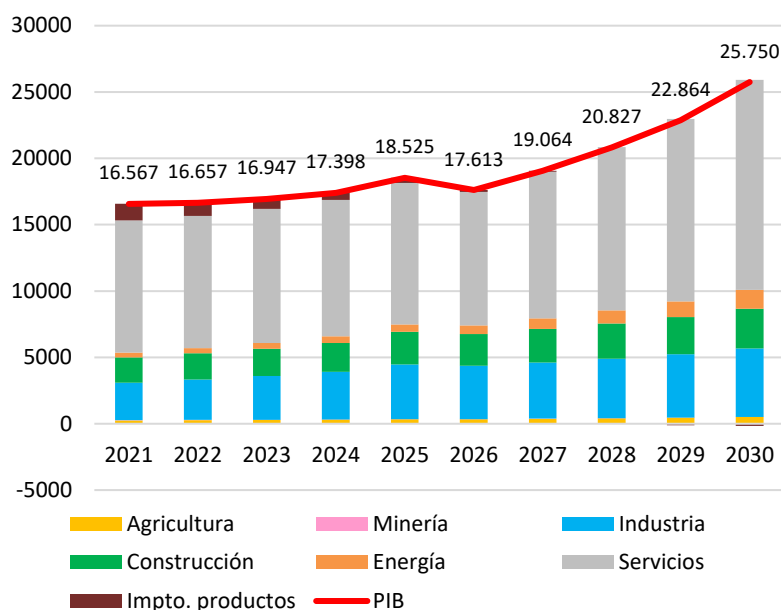


Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

La figura 4.4 recoge el cambio en el PIB por el lado de la oferta, lo que permite conocer los sectores en donde se origina este aumento del valor añadido.

En primer lugar, hay que destacar un aumento neto en todos los grandes sectores, con la única excepción de la minería. **El valor añadido del sector industrial crece sustancialmente** (entre 2.800 M€ en 2021 y 5.100 M€ en 2030) impulsado principalmente por el despliegue en renovables, redes y electrificación del transporte y renovación del parque de vehículos. El sector energético también aumenta su actividad por la sustitución de energía importada por renovable autóctona (entre 345 M€ a 1.400 M€). El valor añadido del sector de la construcción también aumenta notablemente (entre 1.900 M€ en 2021 y 3.000 M€ en 2030), como consecuencia de las inversiones en rehabilitación de viviendas y el desarrollo de las infraestructuras necesarias para el despliegue de las renovables y los vehículos eléctricos.

Finalmente, el sector servicios acapara una parte importante del aumento en el valor añadido dado su peso en la economía española (supone un 65% del PIB). Este aumento en la actividad se explica por el aumento de los servicios asociados directamente al Plan, pero también por el efecto indirecto e inducido derivado del mayor crecimiento económico.

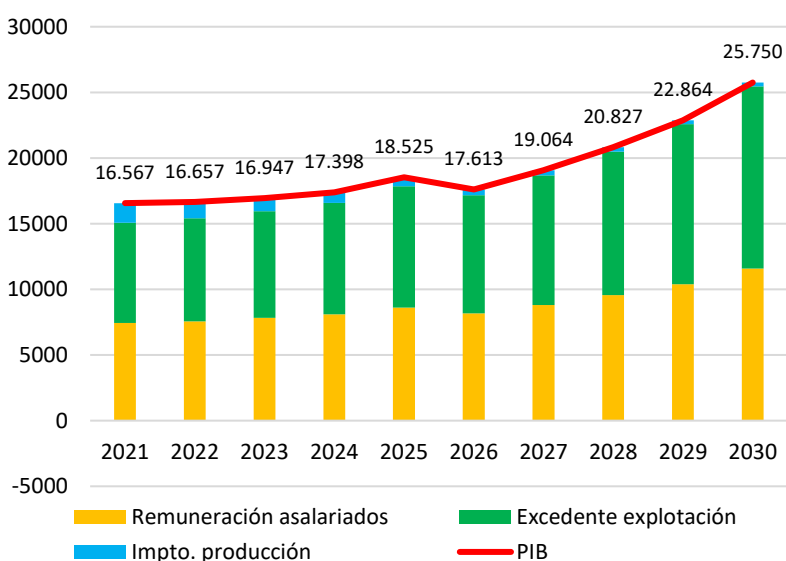
Figura 4.4. Impacto en el PIB: oferta (M€)

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Por último, el impacto en el PIB por el lado de la renta (figura 4.5) permite conocer la distribución de las rentas generadas entre capital y trabajo.

El Excedente Bruto de Explotación aumenta notablemente (entre 7.600 M€ y 13.800 M€), ya que una parte del impacto proviene de inversiones que se canalizan hacia sectores intensivos en capital (industria, construcción, energía).

La remuneración a los asalariados también aumenta de forma muy notable (entre 7.400 M€ y 11.500 M€) principalmente como consecuencia de la creación de empleo. Finalmente, destacar que el Excedente Bruto de Explotación recoge también las rentas mixtas donde están incluidas las de las empresas pequeñas o unipersonales y también las de los autónomos.

Figura 4.5. Impacto en el PIB: rentas (M€)

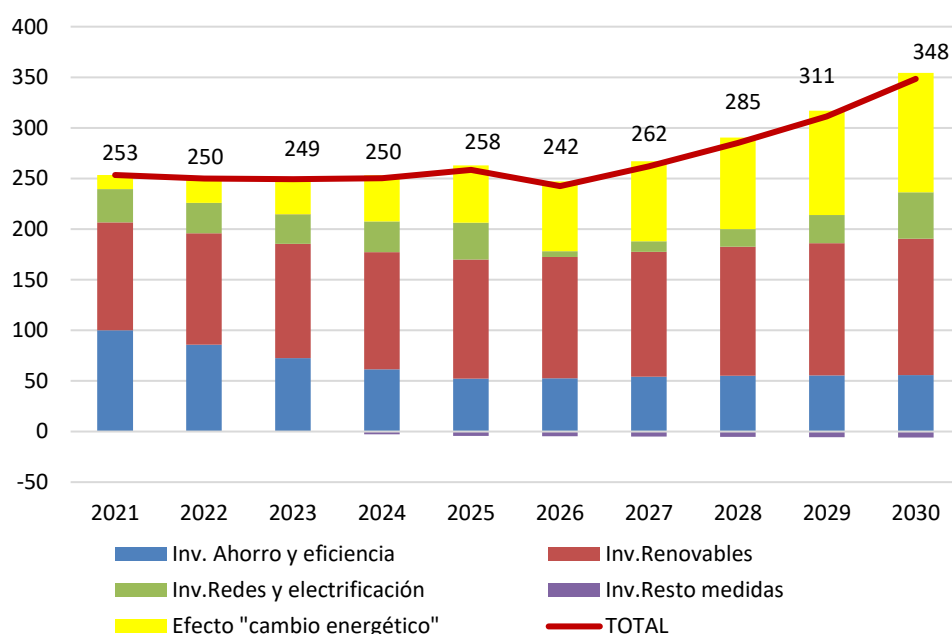
Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

4.4.2 Impactos en el empleo

La figura 4.6 recoge el efecto sobre el empleo entre el Escenario Objetivo y el Tendencial desagregado por tipo de medida. **El PNIEC genera un aumento neto en el empleo de entre 253.000 y 348.000 personas por año (un aumento del 1,7% en el empleo en 2030).** La tasa de paro se reduciría, frente al Escenario Tendencial, entre un 1,1% y un 1,6%. Al igual que en el caso del impacto en el PIB, el empleo proviene de las nuevas inversiones en renovables, ahorro y eficiencia y redes y, a partir de 2025, del efecto derivado del cambio energético.

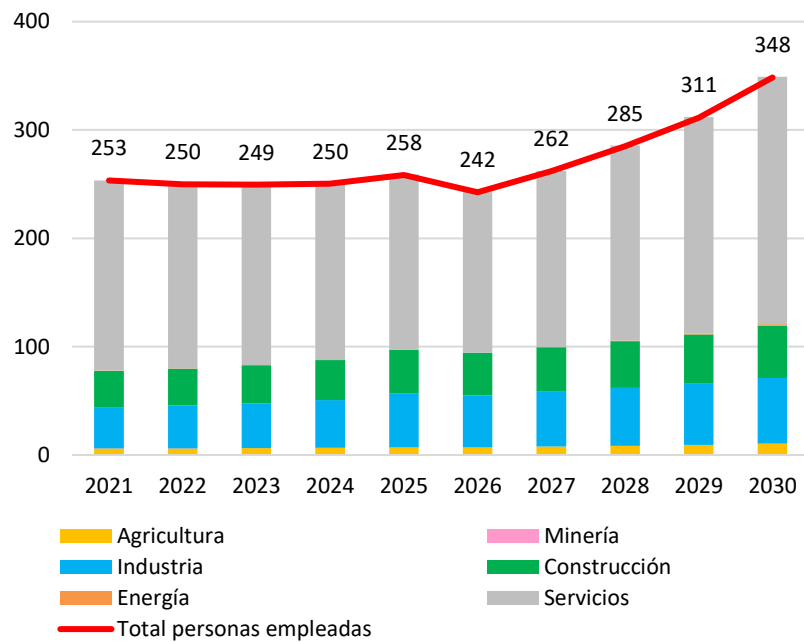
Las inversiones en renovables generarían entre 107.000 y 135.000 empleos/año, mientras que las inversiones en ahorro y eficiencia energética generarían entre 56.000 y 100.000 empleos/año. Las inversiones en redes y electrificación de la economía generarían 46.000 empleos/año en 2030. El cambio energético generaría indirectamente hasta 118.000 empleos/año en 2030. Finalmente, también se recoge el impacto negativo asociado a desinversiones contempladas en las centrales nucleares y carbón a partir de 2025 respecto al Tendencial.

Figura 4.6. Impacto en el empleo por tipo de medida (miles de personas/año)

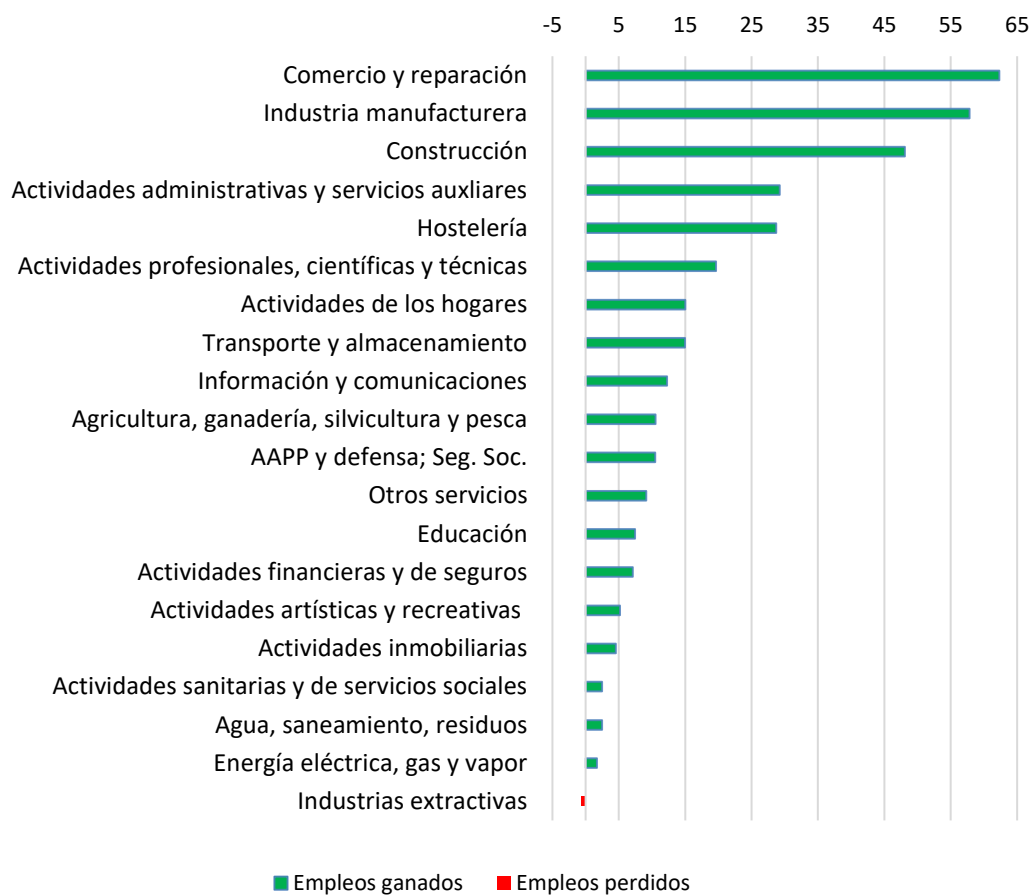


Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

La figura 4.7 recoge los empleos netos generados por grandes sectores. Al igual que en el caso del PIB, el empleo neto es positivo, salvo en el caso del sector de la minería. **El empleo en el sector industrial aumenta entre 38.000 y 61.000 personas/año, mientras que en la construcción se incrementa entre 33.000 y 48.000 personas/año.** Finalmente, en el sector servicios crece de forma más notable, entre 175.000 y 228.000 personas/año, como consecuencia de los servicios asociados a las nuevas inversiones y por el cambio en la estructura de consumo.

Figura 4.7. Impacto en el empleo por sectores (miles de personas/año)

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Figura 4.8. Impacto en el empleo por ramas de actividad (miles de personas/año)

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Finamente, la figura 4.8 recoge el impacto en el empleo en 2030 para las ramas de actividad de la contabilidad nacional (CNAE). Las ramas de actividad que más empleo generarían serían Comercio y reparación (62.300 empleos), **Industria manufacturera (57.800 empleos) y Construcción (48.100 empleos)**.

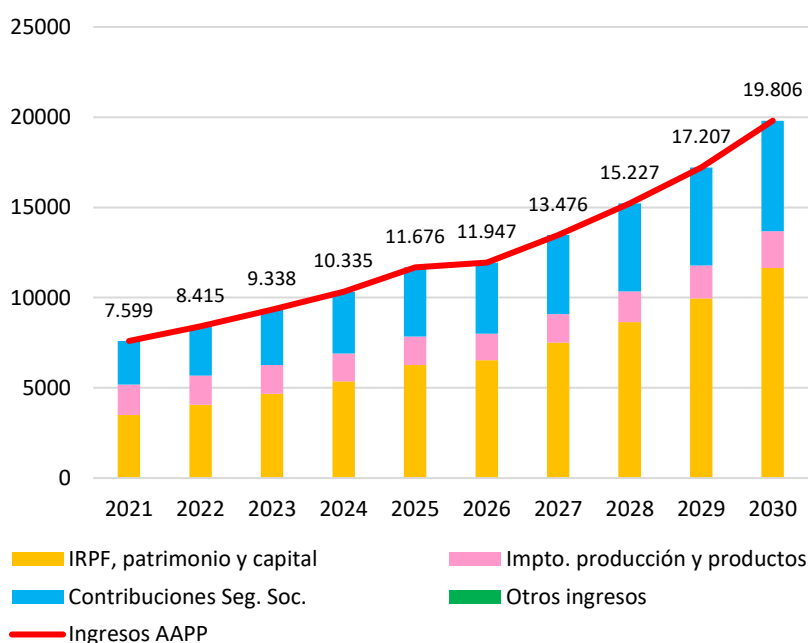
El sector eléctrico tendría una creación neta de empleo (1.700 empleos), incluyendo la pérdida de empleo asociada a la reducción de la actividad y la desinversión en las plantas de carbón y nucleares. La única rama, según esta agregación, que obtiene una pérdida neta de empleo es la de las Industrias extractivas (-700 empleos), derivada de la reducción de la actividad en la extracción de carbón.

4.4.3 Impactos en las Administraciones Públicas

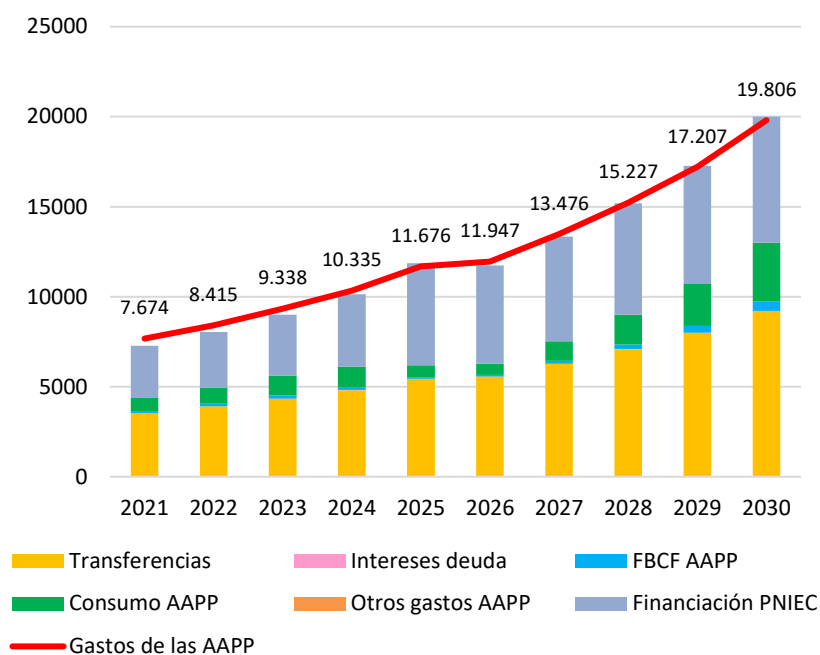
Esta sección recoge los impactos económicos en las cuentas de las Administraciones Públicas. La figura 4.9 muestra cómo, fruto del aumento de la actividad económica, la recaudación de las Administraciones aumenta notablemente (entre 7.600 M€ y 19.800 M€ a precios corrientes) y todo ello sin alterar los tipos impositivos. En particular, los impuestos sobre la renta, patrimonio y capital aumentarían entre 3.400 y 11.600 M€ y las contribuciones a la Seguridad Social entre 2.400 M€ y 6.100 M€. Aunque algunos impuestos, como los impuestos a la energía e hidrocarburos reducirían su recaudación, éstos se verían compensados por un aumento de la recaudación por otras vías.

Del mismo modo, este aumento de la recaudación, permitiría un aumento similar del gasto público, como muestra la figura 4.10. De hecho, el aumento de la recaudación permitiría cubrir todos los gastos vinculados a la financiación pública del propio PNIEC, entre 2.900 M€ y 6.900 M€, y liberar una cantidad notable de recursos para otros gastos y transferencias. En total entre 4.700 M€ y 12.800 M€ adicionales estarían disponibles para el sector público para otros gastos, inversiones o transferencias no asociados al PNIEC.

Figura 4.9. Impacto en las cuentas de las Administraciones Públicas: ingresos (M€)

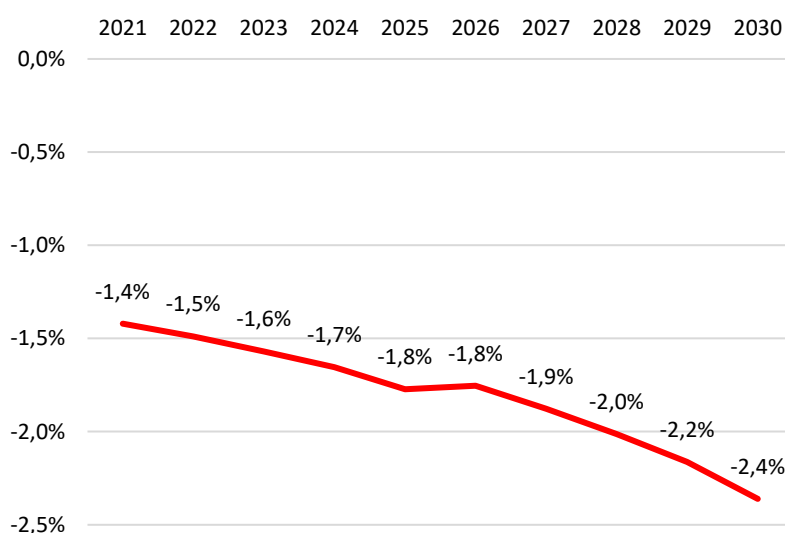


Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Figura 4.10. Impacto en las cuentas de las Administraciones Públicas (AAPP): gastos (M€)

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Finalmente, es importante destacar que el aumento del gasto público es fruto exclusivamente del impacto económico inducido por el PNIEC y no de la generación de mayor déficit y deuda, ya que una de las restricciones que se han introducido es el cumplimiento del Pacto de Estabilidad y Crecimiento. De hecho, el cumplimiento de la senda de déficit unido al mayor nivel de actividad económica permite que la ratio entre deuda y PIB se reduzca un 2,4% en 2030 frente al Escenario Tendencial (figura 4.11).

Figura 4.11. Ratio deuda/PIB (% respecto al Tendencial)

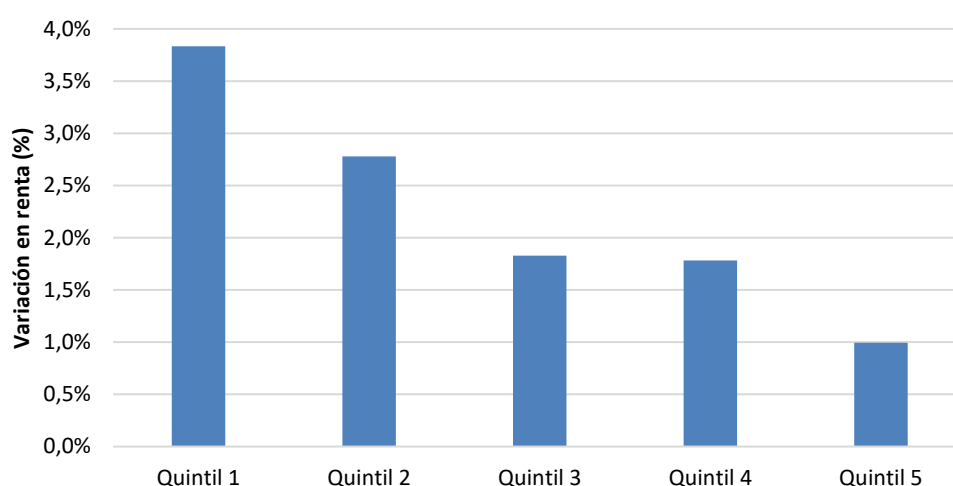
Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

4.4.4 Impactos sociales

En el caso de los impactos sociales, los resultados obtenidos para toda una batería de indicadores permiten concluir que las medidas⁵⁷ del PNIEC **favorecen a los hogares de menor renta y, especialmente, a los colectivos vulnerables.**

La figura 4.12 muestra el efecto sobre la renta disponible de los hogares por quintiles de renta, donde el quintil 1 agrupa al 20% de los hogares de menor renta y el quintil 5 al 20% de los hogares de mayor renta. La figura muestra que las medidas del PNIEC tiene un efecto progresivo. La renta disponible aumenta en todos los quintiles, derivado del mayor crecimiento económico, pero aumenta en mayor medida en los quintiles de menor renta, debido en parte a los efectos de las ayudas recibidas por estos colectivos. El quintil 1 y 2 ven aumentada su renta disponible un 3,8% y un 2,8%, mientras que el quintil 4 y 5 aumentan su renta un 1,8% y un 1% respectivamente.

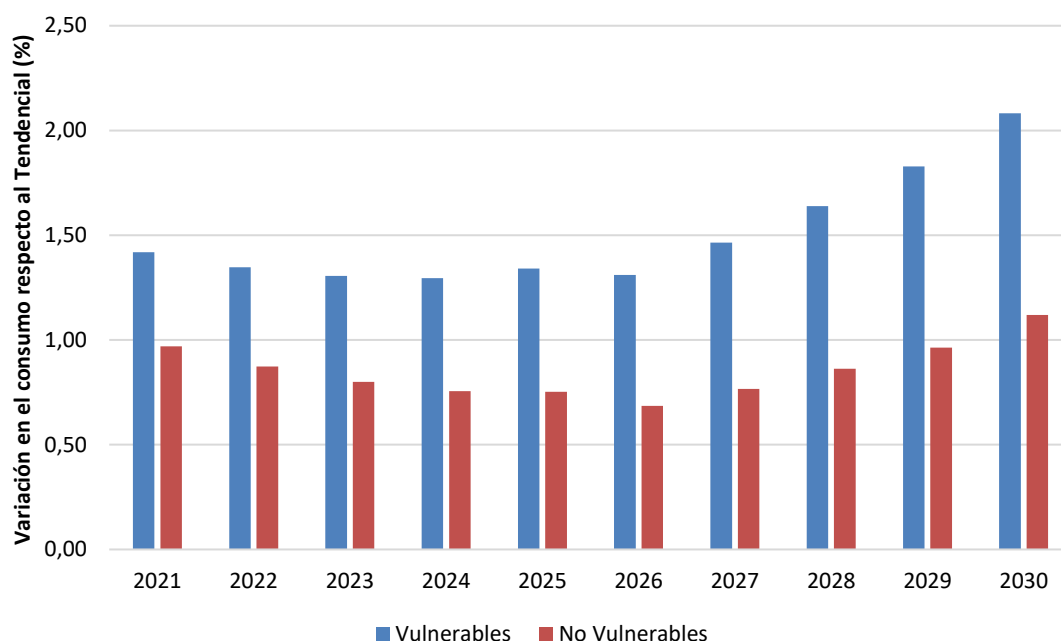
Figura 4.12. Variación en la renta disponible en 2030 por quintiles de renta (%)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

La figura 4.13 muestra el efecto del PNIEC en el gasto de los hogares vulnerables, según se definen en el Real Decreto-ley 15/2018 de 5 de octubre. La figura muestra un aumento en el gasto tanto de los hogares vulnerables como de los no vulnerables, siendo el efecto en los hogares vulnerables más positivo ya que éstos se ven beneficiados de una forma más notable, no solo del ahorro energético y la reducción de la factura energética, sino también por las ayudas asociadas al Plan hacia los hogares de menor renta. Los hogares vulnerables aumentan su gasto en 2030 un 2,1% y los no vulnerables un 1,1%.

⁵⁷ Las políticas analizadas en el PNIEC han incluido el diseño algunas medidas con impacto redistributivo como las ayudas asociadas a la rehabilitación de viviendas, el fomento del autoconsumo para los hogares vulnerables o la extensión del actual bono de calefacción

Figura 4.13. Variación en el consumo final entre hogares vulnerables y no vulnerables (%)

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

4.4.5 Impactos sobre la contaminación y la salud pública

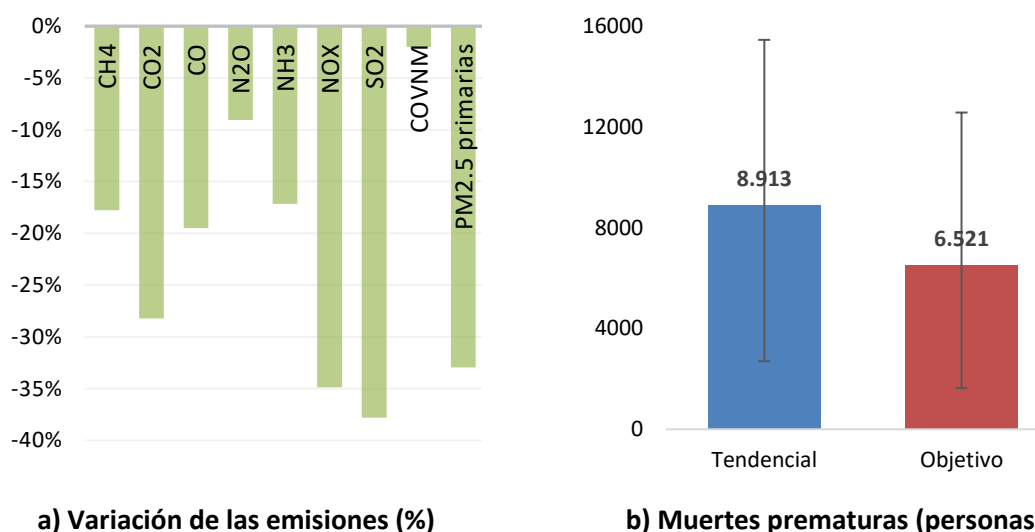
Según la OMS, en el año 2010 las muertes prematuras provocadas por la contaminación atmosférica en España alcanzaron las 14.042. Los contaminantes que más efectos producen sobre la salud son las partículas finas (PM2.5) y el ozono (O₃).

Las emisiones de PM2.5 son las principales causantes de muertes prematuras derivadas de la contaminación, provocando problemas en los sistemas respiratorios (cáncer de pulmón), cardiovasculares o cerebrales (ataques isquémicos). En cuanto al ozono (O₃), aunque normalmente suele asociarse con daños en los sistemas agrícolas, también genera efectos importantes en la salud, relacionados con enfermedades de tipo respiratorio.

Las medidas contenidas en el PNIEC consiguen reducir tanto las emisiones de GEI como las de los principales contaminantes primarios que generan concentraciones finales de PM2.5 y O₃. La figura 4.14-a. recoge esta disminución de emisiones calculadas por la Unidad de Inventarios de MITECO a partir del nuevo mix energético.

Las emisiones de PM2.5 primarias, las más perjudiciales para la salud, se reducen un 33%, como consecuencia por el uso de tecnologías más limpias. Además, el dióxido de azufre (SO₂) y los óxidos nitrosos (NO_x), los principales contaminantes para la formación de PM2.5 secundarias, se reducen un 38% y un 35% respectivamente. La reducción del SO₂ se debe principalmente a la reducción del consumo de carbón en el sector eléctrico, y en el caso del NO_x por la mejora de la eficiencia en los motores de combustión interna y la electrificación del transporte.

Figura 4.14. a) Variación de las emisiones en 2030 respecto al Escenario Tendencial
b) Muertes prematuras en España derivadas de la contaminación atmosférica en 2030



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Estas reducciones en los niveles de emisión de contaminantes atmosféricos llevan asociadas importantes mejoras en términos de calidad ambiental, que se traducen en una disminución de los daños a la salud en forma de menos muertes prematuras. Como muestra la figura 4.14b, las muertes prematuras por contaminación atmosférica en el año 2030 **se reducen en torno a 2.400 personas**, pasando de 8.913 en el Escenario Tendencial hasta las 6.521 en el Escenario Objetivo, una reducción en términos porcentuales del 27%.

4.4.6 Análisis de sensibilidad

Este apartado recoge un análisis de sensibilidad sobre los precios de los combustibles fósiles⁵⁸ a 2030 que han sido utilizados para la realización de este estudio. El análisis de sensibilidad se ha realizado únicamente sobre el modelo DENIO.

En este ejercicio se compara el escenario central de la Comisión Europea, con otros dos escenarios alternativos con una variación del +/-25% en todos los precios de los combustibles fósiles. Por ejemplo, en el caso del petróleo, y según IRENA, un escenario de cumplimiento del Acuerdo de París implicaría una reducción global del consumo de petróleo del 20% a 2030 con respecto a los niveles actuales, una bajada de la demanda que debería contener la subida de precios. Sin embargo, otros organismos como la IEA indican que podría existir actualmente un “gap” de inversión lo que podría reducir la oferta y presionar al alza los precios. Este análisis de sensibilidad permite evaluar un rango mayor de situaciones futuras sobre las que existe una elevada incertidumbre.

La tabla 4.1 recoge los resultados del análisis de sensibilidad sobre el PIB y el cuadro macroeconómico. Se observa que un menor aumento de los precios de los combustibles fósiles supone una reducción del impacto en términos del PIB, y viceversa. Una reducción de los precios en un 25% respecto a los del escenario central, genera una reducción del 18% en el

⁵⁸ Estos precios han sido recomendados por la Comisión Europea.

impacto del Plan en términos de PIB, mientras que un aumento del 25% supone un aumento del 9%.

La variación del precio de los combustibles fósiles en último término afecta a la reducción en la factura energética derivada de las medidas de ahorro y eficiencia. Así, en un entorno de precios energéticos altos, el ahorro en la factura energética previsto será mayor, lo que se inducirá en un mayor efecto expansivo del PNIEC. Lo contrario ocurriría en un entorno de precios menores.

Tabla 4.1. Análisis de sensibilidad del precio de la energía sobre el PIB en 2030.
Escenario Objetivo respecto al Tendencial (M€)

	Escenario p-25%	Escenario Central	Escenario p +25%
PIB	21.891	25.750	28.036
Consumo Final	4.447	10.026	12.712
Formación Bruta de Capital Fijo	20.547	21.265	21.717
Exportaciones		0	0
Importaciones	3.103	5.391	6.394

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

La tabla 4.2 recoge los resultados en términos de empleo por grandes categorías de sectores. Los empleos netos creados pasarían de 348 mil personas/año en el escenario central en 2030 a un rango entre 318 y 366 mil personas/año. Una reducción del precio de los combustibles fósiles de un 25% genera una reducción del 10% en el empleo creado, mientras que un aumento del 25% supone un aumento del 5%. Los motivos detrás de este mayor/menor aumento son los mismos que los mencionados con respecto al PIB.

Tabla 4.2. Análisis de sensibilidad del precio de la energía sobre el empleo neto en 2030.
Escenario Objetivo respecto al Tendencial (miles)

	Escenario p-25%	Escenario Central	Escenario p +25%
Total	318	348	366
Agricultura y pesca	10	11	11
Minería	-1	-1	-1
Industria	58	61	62
Construcción	46	48	50
Energía	1	1	1
Servicios	204	228	243

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Finalmente, es importante destacar que los precios futuros de los combustibles fósiles no solo afectarán a la factura energética, sino que también tendrán un efecto, por ejemplo, sobre el mix energético y eléctrico, sobre el grado de rentabilidad de las inversiones o sobre otras variables como el propio crecimiento del PIB asumido en el Escenario Tendencial. Estos efectos están fuera del alcance de este análisis de sensibilidad que se ha limitado a las modificaciones en el modelo económico DENIO.

4.4.7 Conclusiones

Los resultados de este análisis de impacto permiten concluir **que el efecto del PNIEC supone una oportunidad económica con importantes beneficios a escala económica, de empleo, social y sobre la salud pública**. A continuación, se recogen algunas conclusiones con las cifras principales que permiten sostener esta conclusión:

- El PNIEC movilizará 241 mil millones de euros de **inversiones** en España entre 2021 y 2030, lo que generará un importante efecto expansivo en la economía.
- El **Producto Interior Bruto (PIB)** aumentará entre 16.500 y 25.700 millones de euros entre 2021 y 2030, un aumento del 1,8% en 2030 respecto al Tendencial, tanto por las inversiones previstas, como por el mayor ahorro y eficiencia energética y la menor importación de combustibles fósiles.
- Las medidas que se pondrán en marcha generarán entre 253.000 y 348.000 nuevos **empleos** entre 2021 y 2030 (empleo anual no acumulado), un aumento del 1,7% en 2030 respecto al Escenario Tendencial. Solo las inversiones en renovables generarán entre 107.000 y 135.000 empleos durante la década, que beneficiará a la industria manufacturera, a la construcción, y a los servicios asociados al sector renovable.
- El PNIEC permitirá ahorrar **67 mil millones de euros hasta 2030 respecto al Escenario Tendencial**, por la reducción de la demanda de importación de combustibles fósiles, lo que mejorará además la **seguridad energética** al ser sustituida esta fuente por energías autóctonas.
- El PNIEC favorecerá a los **hogares de menor renta y a los colectivos vulnerables**, que verán aumentada su renta y su consumo en una proporción mayor que el resto de los hogares.
- Finalmente, las medidas tendrán una incidencia muy positiva en términos de **salud**. La mejora de la calidad del aire con las medidas previstas en el Plan evitará la muerte prematura de alrededor de 2.400 personas en España en 2030, lo que supondrá una reducción del 27% con respecto al Escenario Tendencial.

**PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA
2021-2030**

ANEXOS

ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES: ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO

A.1. EVOLUCIÓN PREVISTA DE LOS PRINCIPALES FACTORES EXÓGENOS QUE INFLUYEN EN EL SISTEMA ENERGÉTICO Y EN LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

En este primer apartado, se exponen las principales variables macroeconómicas que se han considerado en el ejercicio de prospectiva que se ha realizado en el Plan, siguiendo en la medida de lo posible el Reglamento 2018/1999 sobre la Gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Previsiones macroeconómicas: PIB y crecimiento de la población

La proyección de la variable PIB ha sido proporcionada por el MINECO, actualizada a la última revisión del Programa de Estabilidad del año 2018. Los valores se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla A.1. Proyección del PIB de España

Proyección de Producto Interior Bruto de España (miles de M€ a precios constantes de 2016)				
Años	2015	2020	2025	2030
PIB	1.071	1.223	1.334	1.421

Fuente: Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital

La proyección del PIB más allá del horizonte contenido en el programa de estabilidad corresponde al escenario macroeconómico, construido a partir de las tablas input-output de la economía española. Dicho escenario, que prevé un crecimiento del PIB en la década 2020-2030 de un 16%, utiliza como dato de partida la evolución de la población contemplada en el informe de la Comisión Europea: *"The 2018 Ageing Report: Economic and Budgetary Projections for the EU Member States (2016-2070)"*⁵⁹.

La proyección de población contenida en el Plan es la incluida en el mencionado *Ageing Report* 2018, con el objeto de garantizar así la coherencia entre las proyecciones de PIB y la población. Como se puede observar en la siguiente tabla, la población española experimenta un crecimiento de un 1% en la siguiente década.

Tabla A.2. Proyección de la población española

Proyección de la población española (miles de personas)				
Años	2015	2020	2025	2030
Población	46.450	46.582	46.803	47.155

Fuente: Comisión Europea

La proyección del número de viviendas se realiza sobre la base de las proyecciones de población anteriores, empleando la ratio de ocupación de personas por vivienda del INE. Esta

⁵⁹ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/economy-finance/ip065_en.pdf

senda es coherente con la utilizada en la futura actualización de la “Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España”.

Adicionalmente a lo anterior, se realiza la aproximación de que el total de hogares coincide con el total de viviendas. Es decir, se considera que todas las viviendas están habitadas. Esta hipótesis se ha elaborado teniendo en cuenta que este estudio se realiza para proyectar los consumos energéticos en el futuro, y los principales consumos existirán en las viviendas habitadas.

La trayectoria de número total de viviendas se muestra a continuación.

Tabla A.3. Proyección del número de viviendas

Proyección del número de viviendas (miles de viviendas)				
Años	2015	2020	2025	2030
Número de viviendas	18.346	18.585	19.252	19.820

Fuente: Comisión Europea, Instituto Nacional de Estadística

Señalar que el número de viviendas comprende las rehabilitadas, las nuevas y las existentes, asumiendo diferentes hipótesis para el Escenario Tendencial y para el Escenario Objetivo. El detalle de las medidas asociadas a la rehabilitación de viviendas se puede consultar en el epígrafe A3 relativo a la dimensión de eficiencia energética.

Cambios sectoriales previstos con impacto en el sistema energético y las emisiones de gases de efecto invernadero

De acuerdo con el escenario macroeconómico realizado por el MINECO, no se prevén cambios sectoriales destacables. La siguiente tabla contiene el peso relativo de los sectores principales de la economía española sobre el total. A pesar de que en la siguiente tabla solo se muestran los valores en el año 2030, estos porcentajes permanecen prácticamente constantes durante todo el periodo analizado.

Tabla A.4. Porcentaje del valor añadido bruto total para España en el año 2030 que corresponde a cada uno de los sectores económicos

Representatividad de los sectores económicos sobre el valor añadido bruto total para el año 2030	
Agricultura	3%
Industria	17%
Construcción	8%
Servicios	72%

Fuente: Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital

Tendencias globales: Precios internacionales de combustibles fósiles y precio del derecho de emisión

El sistema energético español se inscribe dentro de las tendencias y los mercados energéticos globales, por lo que los valores de las variables de partida considerados han sido los recomendados por la Comisión Europea.

A continuación, se presentan los valores utilizados para los precios internacionales de los combustibles fósiles, y sus proyecciones hasta el año 2030.

Tabla A.5. Precios internacionales de los combustibles fósiles

Precios internacionales de los combustibles fósiles (€ a precios constantes de 2016/ barril equivalente de petróleo)				
Años	2015	2020	2025	2030
Petróleo	46,65	69,17	91,47	100,77
Gas	40,40	44,15	56,08	60,99
Carbón	11,71	16,58	18,36	22,04

Fuente: Comisión Europea

En coherencia con la hipótesis de evolución de precios de los combustibles de la tabla anterior, la Comisión Europea ha suministrado también los precios internacionales para la proyección del coste de los derechos de emisión.

En el caso de los derechos de emisión de CO₂ comercializados en el sistema de mercado europeo, la evolución de sus precios es una variable exógena en el modelo, por lo que se han utilizado los parámetros recomendados, presentados en la siguiente tabla.

Tabla A.6. Proyección del coste del derecho de emisión de CO₂⁶⁰

Precios internacionales de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (Unidades: € a precios constantes de 2016/ tCO ₂)				
Años	2015	2020	2025	2030
Coste del derecho de emisión	7,8	15,5	23,3	34,7

Fuente: Comisión Europea

Evolución de los costes tecnológicos

El modelo analítico utilizado para la proyección del sistema energético, TIMES-Sinergia, es de tipo *bottom-up*, por lo que los costes de las distintas tecnologías energéticas resultan un dato de entrada fundamental para realizar una proyección adecuada de las distintas variables de salida del modelo.

Para garantizar la coherencia de los precios relativos entre las distintas tecnologías, se han tomado preferentemente los datos proporcionados por el JRC de la Comisión Europea en el modelo Potencia. Para todos aquellos datos no disponibles en las dos fuentes citadas, se ha recurrido a fuentes internacionales comúnmente aceptadas, en su caso adaptando los valores a la tipología habitual en el sistema energético español.

La evolución de costes de las distintas tecnologías se ha tomado de diversas fuentes internacionales, y, en el caso de que estuviesen disponibles, de fuentes nacionales expertas. A modo de resumen se presentan las fuentes principales desagregadas por sector considerado:

⁶⁰ Datos recomendados por la Unión Europea para el Escenario de Referencia. Se implementan los valores del llamado "Recommended EU ETS carbon prices".

Tabla A.7. Fuentes de datos para la evolución de costes tecnológicos

Fuentes de datos	
Sector	Fuente de datos
Transporte	EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. Input data to PRIMES model, 2016
Residencial	Energy Technology Data Source, IEA ETSAP - Technology Brief, 2012
Servicios	JRC. Input data to POTEnCIA Model, 2018
Generación eléctrica	JRC. Power generation technology assumptions, developed to serve as input to the POTEnCIA
Industria	Energy Technology Data Source , IEA ETSAP - Technology Brief, 2010-2015

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En lo referente a los días de calefacción y refrigeración, estos parámetros no se han utilizado en el modelado, y, por tanto, no se han empleado las proyecciones proporcionadas por la Comisión Europea.

A.2 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

Una vez expuestas las principales variables exógenas, se pasa a la descripción de los escenarios Tendencial y Objetivo de las distintas dimensiones incluidas en el Plan. En este apartado se comienza con la descarbonización, que a su vez está compuesta por dos ámbitos: las emisiones de GEI y el fomento de las energías renovables.

A.2.1 Emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero

El objetivo de reducción de las emisiones GEI de un 20% respecto al año 1990 es un elemento central en el diseño del PNIEC. Alcanzar este nivel de descarbonización solo es posible si va acompañado por medidas del resto de dimensiones que estén interrelacionadas con la reducción de emisiones, como es el caso del objetivo de producción de energía final mediante fuentes renovables o, el principio de eficiencia energética primero.

Para más detalle sobre las emisiones de GEI puede consultarse el final de este anexo.

En las siguientes tablas se presentan las emisiones totales de GEI correspondientes al Escenario Tendencial y al Escenario Objetivo del PNIEC, detalladas por sectores.

Tabla A.8. Proyección de emisiones totales en el Escenario Tendencial

Proyección de emisiones en el Escenario Tendencial (miles de toneladas de CO ₂ equivalente)						
Años	1990	2005	2015	2020	2025	2030
Transporte	59.199	102.310	83.197	89.762	90.721	88.193
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	57.013	42.228	43.025
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	38.234	36.889	33.512
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.697	22.003	22.166
Sectores Residencial Comercial e Institucional	17.571	31.124	28.135	28.314	26.326	23.393
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.218	23.167	23.116
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.404	11.412	11.419
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.832	13.060	12.209
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	13.070	12.837	11.870
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	814	733	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.577	12.943	13.222
Emisiones Fugitivas	3.837	3.386	4.455	5.036	5.034	4.731
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.237	1.298	1.340
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	324.476	304.804	292.994

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En la siguiente tabla se muestran las emisiones de GEI correspondientes al Escenario Objetivo del PNIEC.

Tabla A.9. Proyección de emisiones totales en el Escenario Objetivo

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo (miles de toneladas de CO ₂ equivalente)						
Años	1990	2005	2015	2020	2025	2030
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	319.312	262.675	221.844

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Adicionalmente se presentan las emisiones desagregadas entre aquellas sujetas al sistema de comercio de derechos de emisión y las que están excluidas (emisiones difusas). En las siguientes tablas se detallan los resultados desagregados para el Escenario Objetivo.

Tabla A.10. Proyección de emisiones en los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo en sectores sujetos al comercio de derechos de emisión (miles de toneladas de CO ₂ equivalente)					
Años	2005	2015	2020	2025	2030
Transporte	4.013	2.481	3.145	3.265	3.290
Generación de energía eléctrica	100.042	69.465	53.010	23.702	17.876
Sector industrial (combustión)	56.007	35.073	33.084	29.167	26.667
Sector industrial (emisiones de procesos)	29.005	18.066	17.961	17.484	16.864
Sectores residencial, comercial e institucional	51	156	173	155	130
Ganadería	0	0	0	0	0
Cultivos	0	0	0	0	0
Residuos	0	0	0	0	0
Industria del refino	12.948	11.444	12.207	11.849	11.079
Otras industrias energéticas	622	477	503	464	464
Otros sectores	0	0	0	0	0
Emisiones fugitivas	1.514	2.590	2.832	2.749	2.570
Uso de productos	0	0	0	0	0
Gases fluorados	0	0	0	0	0
Total (ETS)	204.201	139.751	122.915	88.834	78.940

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.11. Proyección de emisiones en los sectores difusos

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo en sectores difusos (miles de toneladas de CO ₂ equivalente)					
Años	2005	2015	2020	2025	2030
Transporte	98.297	80.716	83.912	74.386	56.585
Generación de energía eléctrica	12.582	4.586	3.612	2.795	2.727
Sector industrial (combustión)	12.591	5.390	4.653	4.126	3.795
Sector industrial (emisiones de procesos)	2.988	2.970	3.186	3.172	3.153
Sectores residencial, comercial e institucional	31.073	27.980	28.291	23.609	18.266
Ganadería	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	131	116	123	120	112
Otras industrias energéticas	398	305	322	296	296
Otros sectores	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	1.872	1.865	1.957	1.854	1.792
Uso de productos	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total (No ETS)	234.869	196.058	196.397	173.841	142.903

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tal y como se puede ver en las tablas anteriores las principales reducciones de emisiones de GEI se producen en los sectores de generación de energía eléctrica y en el transporte. El sector residencial, comercial e institucional también hace una aportación importante al cumplimiento del objetivo de reducción de emisiones.

En conclusión, el objetivo central establecido en este Plan es la reducción de al menos un 20% de las emisiones GEI en 2030 con respecto a 1990. Sin embargo, el resultado de la optimización realizada con el modelo TIMES ha sido de un 23%, con una reducción de emisiones de GEI entre los años 2020 y 2030 de 31%.

A.2.2 Energías renovables

A continuación, se incluyen los resultados y las proyecciones de la contribución de la producción de energía mediante fuentes renovables sobre el consumo de energía final.

Tal y como se ha señalado previamente, es importante destacar que el objetivo central del Plan es el cumplimiento de la mitigación de emisiones de GEI hasta una reducción de al menos un 20% respecto al año 1990.

Contribución de las energías renovables sobre el consumo final bruto de energía

El porcentaje total de energías renovables sobre energía bruta final en el año 2016 fue del 17,3%. Respecto al método de cálculo, se han seguido las indicaciones establecidas en la Directiva relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, así como las modificaciones introducidas en este cálculo en la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018.

En la Tabla A.12 y Tabla A.13 se presentan los resultados en los escenarios Tendencial y Objetivo, respectivamente.

Tabla A.12. Porcentaje de energías renovables sobre consumo energía final en Escenario Tendencial

Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final en el Escenario Tendencial							
Años		2015*	2020	2022	2025	2027	2030
Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable)	Agricultura (ktep)	4.310	119	136	163	179	204
	Industria (ktep)		1.600	1.632	1.680	1.711	1.757
	Residencial (ktep)		2.732	2.603	2.410	2.384	2.345
	Servicios y otros (ktep)		242	230	212	204	192
	Transporte (ktep)	176	2.422	2.427	2.434	2.403	2.358
Energía suministrada por bombas de calor (ktep)		353	627	1.272	2.239	2.638	3.237
Generación renovable eléctrica (ktep)		8.642	10.160	10.841	11.863	12.517	13.498
Energía renovable total (ktep)		13.481	17.902	19.141	20.999	22.036	23.592
Energía final corregida con las pérdidas del sistema eléctrico, los consumos en aviación y la energía suministrada por las bombas de calor (ktep)		83.361	89.321	90.846	91.500	91.362	91.155
Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final		16%	20%	21%	23%	24%	26%

* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.13. Porcentaje de energías renovables sobre consumo energía final en Escenario Objetivo

Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final en el Escenario Objetivo							
Años		2015*	2020	2022	2025	2027	2030
Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable)	Agricultura (ktep)	4.310	119	148	192	203	220
	Industria (ktep)		1.596	1.624	1.667	1.711	1.779
	Residencial (ktep)		2.640	2.623	2.598	2.709	2.876
	Servicios y otros (ktep)		241	279	337	376	435
	Transporte (ktep)	176	2.348	2.369	2.401	2.285	2.111
Energía suministrada por bombas de calor (ktep)		353	629	1.339	2.404	2.851	3.523
Generación renovable eléctrica (ktep)		8.642	10.208	12.438	15.784	18.187	21.792
Energía renovable total (ktep)		13.481	17.780	20.821	25.383	28.324	32.736
Energía final corregida con las pérdidas del sistema eléctrico, los consumos en aviación y la energía suministrada por las bombas de calor (ktep)		83.361	88.548	86.081	85.023	82.050	77.589
Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final		16%	20%	24%	30%	34%	42%

* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En la Tabla A.13 se aprecia que en el Escenario Objetivo se alcanza un porcentaje de energías renovables sobre el consumo bruto de energía final de un 42% en 2030, mientras que en el Escenario Tendencial se alcanzaría un 26%. Es decir, como consecuencia de la implementación de las medidas contenidas en este Plan, se produce un aumento de 16 puntos en la presencia de renovables sobre el consumo final de energía.

Se comentan a continuación las principales causas de este aumento:

- **En el Escenario Tendencial**, la mayor contribución al incremento del porcentaje renovable viene dado por las componentes de generación eléctrica renovable y las bombas de calor.

- **En el Escenario Objetivo:**
 - La contribución de la generación de energía renovable eléctrica del Escenario Objetivo es casi el doble con respecto al Tendencial, por las políticas de fomento de generación renovable.
 - La aportación de las bombas de calor aumenta un 8,8% respecto al Escenario Tendencial.
 - A diferencia del Escenario Tendencial, en el Escenario Objetivo se producen aumentos en el uso de energías renovables finales en todos los sectores, esto es: agricultura, industria, residencial y servicios.
 - Según la Tabla A.13, aparentemente, el único sector en el que disminuye el uso de energías renovables de uso final es el transporte. En realidad, esto es debido a que en la cifra presentada no se incluye la aportación eléctrica ya que queda incluida bajo el epígrafe de generación eléctrica. Por tanto, la alta penetración de los vehículos de propulsión eléctrica no está reflejada de forma directa en esta tabla, sino que queda incluida dentro de la generación eléctrica renovable.
 - Las ganancias en ahorro y eficiencia energética incrementan la aportación de renovables en términos porcentuales, por su efecto en la reducción de consumo de energía final.

A continuación, se presentará la desagregación sectorial de energías renovables.

Energías renovables en aplicaciones de calor y frío

Las aplicaciones de calor y frío incluyen los siguientes sectores: residencial, servicios e industrial. En la Tabla A.14, se presentan los resultados de esta contribución.

Tabla A.14. Porcentaje de energías renovables en calor y frío

Porcentaje de energías renovables en aplicaciones de calor y frío					
	Años	2015*	2020	2025	2030
Escenario Tendencial		17%	18%	22%	25%
Escenario Objetivo		17%	18%	25%	31%

* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En los resultados de la tabla anterior, y de una manera coherente con la evolución del porcentaje global, el Escenario Objetivo presenta un mayor porcentaje de energías renovables en calor y frío. A continuación, se presentan las principales conclusiones a este respecto:

- El fomento de uso de energías renovables de uso final, tales como la biomasa, el biogás y la energía solar térmica tienen un impacto importante en la elevación de este porcentaje.
- El mayor uso de las bombas de calor para climatización también tiene un impacto significativo. Este efecto se nota especialmente en el Escenario Objetivo, dado que es más viable económicamente introducir bombas de calor en viviendas.

Transporte

En la Tabla A.15, se muestran los porcentajes de energías renovables en el sector del transporte con respecto a su consumo final de energía. Para ello, se han representado tanto los porcentajes obtenidos por cálculo directo, es decir, determinando la ratio de la aportación de renovables en el transporte respecto al total de consumo final en este sector, como los porcentajes obtenidos mediante la aplicación de las consideraciones de la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. En esta última se aplican correcciones en el consumo final de aviación y multiplicadores en biocarburantes y biogás avanzados y electricidad renovable.

Tabla A.15. Porcentaje de energías renovables en el sector del transporte

Porcentaje de energías renovables en el sector transporte					
Método cálculo	Escenario	2015*	2020	2025	2030
Directiva 2018/2001	Escenario Tendencial	1%	10%	10%	11%
	Escenario Objetivo	1%	10%	15%	28%
Porcentaje directo	Escenario Tendencial	1%	7%	7%	7%
	Escenario Objetivo	1%	7%	8%	11%

* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tal y como se puede observar en la tabla anterior, se cumple holgadamente el objetivo nacional obligatorio de presencia de energías renovables en el transporte para el año 2030 de un 14% establecido en la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, alcanzándose un porcentaje en el año 2030 del 28%.

Por otro lado, es importante comprobar que tanto en el Escenario Tendencial como en el Escenario Objetivo se verifica el cumplimiento del objetivo a 2020 de un 10% de energías renovables en el transporte. Esto se consigue principalmente por el uso de biocarburantes.

Señalar que el porcentaje de energía renovable en el transporte correspondiente al año 2015 es reducido debido a que todavía no estaba aprobado el procedimiento de certificación de sostenibilidad de los biocarburantes. Por este motivo, el consumo de biocarburantes sin certificación de sostenibilidad no se podía incluir en el cálculo de este porcentaje. Esta situación se pone de manifiesto al analizar el dato disponible de consumo real de biocarburantes para el año 2016 que es de un 5,3 %.

Seguidamente se analizan las principales diferencias entre ambos escenarios, que dan lugar a un aumento muy importante de la presencia de energías renovables en el transporte:

- **Trasvase modal hacia modos de transporte más eficientes.** El cambio de modo de transporte que se plantea en el Escenario Objetivo hacia medios de transporte colectivo, resulta en un sector mucho más eficiente.
- **Introducción acelerada del vehículo eléctrico en el Escenario Objetivo.** En el año 2030 existirán en el parque automovilístico unos 3 millones de turismos eléctricos y más de dos millones de motocicletas, camiones ligeros y autobuses. Estos vehículos totalizarán 5 millones de unidades. La introducción de la movilidad eléctrica es paulatina desde los valores actuales hasta alcanzar esa cifra en 2030. Es importante tener en cuenta que los vehículos eléctricos computan en el porcentaje de energías renovables en el

transporte en la proporción en la que el *mix* eléctrico genere electricidad mediante fuentes renovables.

- **El incremento de la movilidad mediante transporte ferroviario electrificado.** También presenta una importancia significativa, siempre que, al igual que en el punto anterior, la generación de energía eléctrica provenga de fuentes renovables.
- **Uso de biocarburantes avanzados y biogás.** La contribución de estos combustibles producidos a partir de las materias primas enumeradas en el Anexo IX, parte A de la Directiva 2018/2001, cumple con el mínimo establecido.

En la Tabla A.16, se presentan los distintos límites establecidos en la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, así como el grado de cumplimiento de los mismos. Tal y como se deduce de los datos presentados, se cumplen los mínimos y máximos establecidos por la Directiva en cuanto a la contribución de biogás y biocarburantes en el año 2030.

Tabla A.16. Cumplimiento límites fijados en la Directiva 2018/2001 en el sector del transporte

Cumplimiento límites fijados en la Directiva 2018/2001						
	Componente	2015*	2020	2025	2030	Objetivo 2030
Artículo 27.1.b)	Biogás y biocarburantes. Anexo IX, Parte B	0%	0,5%	1,7%	1,7%	Máximo 1,7%
Artículo 25.1	Biogás y biocarburantes avanzados. Anexo IX, Parte A	0%	0,9%	1,6%	3,7%	Mínimo 3,5%
Artículo 26. 1	Biocarburantes producidos a partir de cultivos alimentarios y forrajeros	0%	6,9%	6,8%	6,8%	Máximo 7%

* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Energías renovables en el sector eléctrico

El presente apartado comienza con los resultados relativos a la generación de energía renovable en el parque de generación eléctrica, que se muestran a continuación:

Tabla A.17. Porcentaje de energías renovables en el sector de generación de energía eléctrica

Porcentaje de energías renovables en generación eléctrica					
Método cálculo	Escenario	2015*	2020	2025	2030
Directiva 2018/2001	Escenario Tendencial	37%	41%	48%	53%
	Escenario Objetivo		42%	64%	86%
Porcentaje directo	Escenario Tendencial	38%	41%	47%	52%
	Escenario Objetivo		42%	60%	74%

* Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones realizadas por el MITECO

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Análogamente al apartado anterior, en la Tabla A.17 se presentan los porcentajes de generación renovable en el sector eléctrico con respecto a la energía final, aplicando el cálculo de ratio directa, así como bajo la metodología establecida en la Directiva 2018/2001. En este último caso, se alcanza una contribución renovable del 74% en el año 2030, valor que se obtiene únicamente al dividir la energía renovable suministrada por el sistema entre la energía total.

A continuación, se realiza una exposición detallada sobre el sector eléctrico, dado que esta es una de las partes más importantes en la contribución a la descarbonización del sistema energético, así como al cumplimiento del objetivo de energías renovables.

Sector eléctrico

En primer lugar, se presenta la capacidad instalada de las distintas tecnologías de generación en el Escenario Tendencial.

En el Escenario Tendencial la potencia total instalada en el territorio español se incrementa desde los 114,5 GW en el año 2020 hasta los 126 GW en el año 2030, lo que supone un aumento del 10% durante dicho periodo (11,7 GW). Los principales incrementos provienen de las tecnologías eólica (terrestre y marina) y solar fotovoltaica, con alrededor de 10 GW cada una. Cabe reseñar que en este Escenario Tendencial al final del periodo se mantiene en funcionamiento el 100% de la potencia térmica nuclear, respecto a la potencia instalada en 2020. En el caso del carbón se incorpora el cierre programado para finales del 2020 de una serie de centrales como consecuencia de la aplicación de las normas europeas, hecho que queda reflejado en el dato de 2025, manteniendo esa potencia hasta el final de la década.

Tabla A.18. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Tendencial

Parque de generación del Escenario Tendencial (MW)					
	Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)		22.925	28.033	33.033	38.033
Solar fotovoltaica		4.854	8.921	13.921	18.921
Solar termoeléctrica		2.300	2.303	2.303	2.303
Hidráulica		14.104	14.109	14.109	14.109
Bombeo Mixto		2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro		3.337	3.337	3.337	3.337
Biogás		223	211	211	211
Biomasa		677	613	613	613
Carbón		11.311	7.897	2.165	2.165
Ciclo combinado		26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración		6.143	5.239	4.373	2.470
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)		3.708	3.708	3.708	3.708
Residuos y otros		893	610	470	341
Nuclear		7.399	7.399	7.399	7.399
Total		107.173	111.679	114.940	122.909

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En el caso de la cogeneración, las potencias reflejadas en la Tabla A.18 y Tabla A.19 se corresponden con potencias instaladas. Por tanto, este epígrafe incluye tanto las instalaciones activas como las inactivas.

Por su parte, en el Escenario Objetivo la potencia total instalada se incrementa hasta los 161 GW en el año 2030, lo que supone un incremento de un 44% durante dicho periodo (49 GW), así como un 30% más que en el mismo año en el Escenario Tendencial.

Similar a lo presentado en el Escenario Tendencial, los principales incrementos provienen de las tecnologías eólica (terrestre y marina) y solar fotovoltaica, con aproximadamente 22 GW y 30 GW respectivamente. Es necesario recordar que, si bien los totales renovables quedan comprometidos por el PNIEC, las cifras relativas de las diversas tecnologías son orientativas y susceptibles de modificación en función de la evolución tecnológica, los costes y la

disponibilidad de las distintas tecnologías. De igual manera, dichas cifras incluyen las diferentes tipologías de tecnologías existentes y futuras, pudiendo citar a modo de ejemplo y sin carácter excluyente: potencia de generación distribuida y generación convencional, potencia eólica terrestre y marina, grandes plantas de generación fotovoltaica y pequeñas instalaciones particulares.

Tabla A.19. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)					
Años	2015	2020	2025	2030	
Eólica (terrestre y marina)	22.925	28.033	40.633	50.333	
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181	
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303	
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609	
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687	
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837	
Biogás	223	211	241	241	
Otras renovables	0	0	40	80	
Biomasa	677	613	815	1.408	
Carbón	11.311	7.897	2.165	0	
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612	
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670	
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854	
Residuos y otros	893	610	470	341	
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181	
Almacenamiento	0	0	500	2.500	
Total	107.173	111.829	133.802	160.837	

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Adicionalmente destacar el alza de las tecnologías de bombeo hidráulico y de solar termoeléctrica (con nueve horas de almacenamiento), con una potencia adicional de 3,5 GW y 5 GW respectivamente. Esta potencia, que aporta una mayor capacidad de gestión a la generación, se ve complementada con una penetración escalonada de dispositivos de almacenamiento (baterías) en el sistema, cuyo objetivo ha de ser la reducción de los vertidos y la maximización de la capacidad de producción de las tecnologías renovables no gestionables. Dichas baterías supondrán una potencia equivalente aproximada de 2,5 GW en 2030, con un mínimo de dos horas de almacenamiento a carga máxima.

Se aprecia un incremento de otras tecnologías renovables en el periodo considerado que alcanza un valor de 80 MW, incluyendo geotermia y energías del mar.

En suma, la potencia renovable se ve incrementada en unos 59 GW en el periodo 2021-2030, siendo el total de capacidad renovable en esa fecha de 122,7 GW.

Por otro lado, durante el periodo contemplado 2021-2030 se produce un descenso de la potencia instalada de las centrales nucleares superior a los 4 GW (potencia que se corresponde con cuatro reactores de los siete que se encuentran actualmente en funcionamiento). Este descenso se enmarca dentro del Plan de cierre ordenado, escalonado y flexible de los reactores nucleares existentes, que prevé la finalización de los otros tres reactores en el período comprendido entre 2031 y 2035.

Adicionalmente, se contempla la finalización de la generación eléctrica procedente de las centrales de carbón que continúen su operación más allá de 2020 (un máximo de cinco o seis de las 15 actualmente existentes), como tarde para 2030. En cualquier caso, no es totalmente

descartable que se mantenga parte de la potencia instalada allí donde se han acometido inversiones para cumplir con el marco comunitario si bien, dadas las actuales circunstancias del sector, se prevé un descenso de la potencia instalada de centrales de carbón.

La razón principal de dicho cese previo a 2030 será la dificultad de las térmicas de carbón para continuar siendo rentables en un entorno fuertemente condicionado por la respuesta europea al cambio climático en el que el precio de la tonelada de CO₂ será, como mínimo, de 35 euros. En todo caso, la finalización de la generación eléctrica de las centrales térmicas de carbón se considera imprescindible para lograr el objetivo central de mitigación de GEI de este Plan Nacional, al menos 20% en 2030 respecto a 1990.

Cabe destacar, asimismo, que se prevé la repotenciación de la totalidad del parque renovable existente actualmente tras finalizar su vida útil, sustentándose las medidas **de renovación e hibridación en proyectos existentes** incorporados en el presente PNIEC.

Es necesario indicar que el objetivo primordial del sistema eléctrico es garantizar, en las condiciones óptimas de seguridad y calidad de servicio, el suministro eléctrico a los consumidores. Conforme a los estudios de viabilidad realizados en relación al parque de generación propuesto, **no será necesario instalar potencia térmica adicional de respaldo como complemento al mix de generación obtenido con el modelo TIMES-Sinergia⁶¹.**

En todo caso, REE, como Operador del Sistema, velará en todo momento por garantizar el correcto funcionamiento de las redes de transporte y distribución, así como la garantía de suministro eléctrico.

Por último, y conforme a lo anteriormente expuesto, la elevada penetración de potencia renovable en el sistema eléctrico de generación irá acompañada de las siguientes acciones:

- Promoción de las infraestructuras de red necesarias.
- Maximización del uso de la capacidad de acceso disponible mediante procedimientos de asignación de potencia eficientes.
- Simplificación en la tramitación administrativa y medioambiental de las autorizaciones de las instalaciones, para que dicha tramitación no se convierta en un freno en la construcción de las instalaciones de generación y de las infraestructuras necesarias para su puesta en marcha, especialmente en el caso de las repotenciaciones.
- Revisión del funcionamiento del mercado eléctrico, en caso de considerarse necesario, como mecanismo para favorecer el máximo aprovechamiento del potencial de generación renovable del país.

Una vez expuesto el parque de generación, se muestran a continuación los resultados relativos a la generación eléctrica⁶²:

⁶¹ Como se puede comprobar en el Anexo D, el parque de generación de energía eléctrica resultante del modelo TIMES-Sinergia ha sido analizado por Red Eléctrica de España.

⁶² Los valores de generación correspondientes al año 2015 están fundamentados en los valores reportados a Eurostat para dicho año, habiendo realizado las estimaciones necesarias conforme al desglose presentado.

Tabla A.20. Generación eléctrica bruta del Escenario Tendencial

Generación eléctrica bruta del Escenario Tendencial* (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	49.325	60.022	71.522	83.022
Solar fotovoltaica	8.302	16.034	25.032	34.030
Solar termoeléctrica	5.557	5.608	5.608	5.608
Hidráulica	28.140	28.288	27.935	27.581
Bombeo	3.228	4.640	4.640	4.640
Biogás	743	813	829	1.024
Geotermita/		0	0	0
Energías del mar		0	0	0
Carbón	52.281	32.826	12.549	10.189
Ciclo combinado	28.187	31.000	44.133	51.289
Cogeneración carbón	395	78	0	0
Cogeneración gas	24.311	22.382	19.148	9.905
Cogeneración productos petrolíferos	3.458	2.463	1.767	982
Otros	216	2.563	2.024	1.838
Fuel y Fuel/Gas (TNP)	13.783	10.141	10.141	10.141
Cogeneración renovable	1.127	988	1.060	1.151
Biomasa	3.126	4.757	4.750	4.713
Cogeneración con residuos	192	160	122	84
Residuos sólidos urbanos	1.344	918	799	355
Nuclear	57.196	58.039	58.039	58.039
Total	280.911	281.720	290.097	304.593

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.21. Balance eléctrico del Escenario Tendencial

Balance eléctrico del Escenario Tendencial (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Generación eléctrica bruta	281.021	282.172	290.097	304.593
Consumos en generación	-11.270	281.720	-9.554	-9.488
Generación eléctrica neta	269.751	-10.398	280.543	295.105
Consumos en bombeo	-4.520	271.323	-6.445	-6.445
Exportación	-15.089	-6.445	-13.421	-25.828
Importación	14.956	-9.251	18.385	23.486
Demanda en barras de central ⁶³	265.098	18.111	279.062	286.318
Consumos en sector transformación de la energía	-6.501	273.738	-6.967	-6.698
Pérdidas en transporte y distribución	-26.509	-7.466	-25.615	-26.173
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	232.088	241.021	246.480	253.448

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Principales conclusiones referidas al Escenario Tendencial:

- La demanda eléctrica final en el territorio español se incrementa un 5,2% durante el periodo contemplado, ascendiendo desde los 232 TWh en el año 2020 hasta los 253 TWh en el año 2030.
- El saldo neto en fronteras resulta importador para el año 2020, por valor de 8,86 TWh, convirtiéndose en exportador en el año 2030 por valor de 2,34 TWh.

⁶³ Demanda en barras de central definida como energía inyectada en la red procedente de los centros de generación y las importaciones, deduciendo consumos en bombeo y exportaciones.

- El porcentaje de generación renovable en el sector eléctrico para el año 2020 se sitúa en el 41%, incrementándose hasta el 52% en el año 2030, esto es 11 puntos porcentuales de diferencia.

Tabla A.22. Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo

Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo* (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Eólica (terrestre y marina)	49.325	60.670	92.926	119.520
Solar fotovoltaica	8.302	16.304	39.055	70.491
Solar termoeléctrica	5.557	5.608	14.322	23.170
Hidráulica	28.140	28.288	28.323	28.351
Almacenamiento	3.228	4.594	5.888	11.960
Biogás	743	813	1.009	1.204
Geotermia		0	94	188
Energías del mar		0	57	113
Carbón	52.281	33.160	7.777	0
Ciclo combinado	28.187	29.291	23.284	32.725
Cogeneración carbón	395	78	0	0
Cogeneración gas	24.311	22.382	17.408	14.197
Cogeneración productos petrolíferos	3.458	2.463	1.767	982
Otros	216	2.563	1.872	1.769
Fuel/Gas	13.783	10.141	7.606	5.071
Cogeneración renovable	1.127	988	1.058	1.126
Biomasa	3.126	4.757	6.165	10.031
Cogeneración con residuos	192	160	122	84
Residuos sólidos urbanos	1.344	918	799	355
Nuclear	57.196	58.039	58.039	24.952
Total	280.911	281.219	307.570	346.290

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.23. Balance eléctrico del Escenario Objetivo

Balance eléctrico del Escenario Objetivo (GWh)				
Años	2015	2020	2025	2030
Generación eléctrica bruta	281.021	281.219	307.570	346.290
Consumos en generación	-11.270	-10.528	-10.172	-10.233
Generación eléctrica neta	269.751	270.690	297.398	336.056
Consumos en bombeo y baterías	-4.520	-6.381	-7.993	-15.262
Exportación	-15.089	-9.251	-26.620	-48.325
Importación	14.956	18.111	12.638	8.225
Demanda en barras de central	265.098	273.170	275.424	280.694
Consumos en sector transformación de la energía	-6.501	-7.552	-6.725	-6.604
Pérdidas en transporte y distribución	-26.509	-25.161	-25.022	-24.868
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	232.088	240.457	243.677	249.222

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Principales conclusiones referidas al Escenario Objetivo:

- La demanda eléctrica final asciende desde los 240,5 TWh en 2020 hasta los 249,2 TWh en 2030, un alza del 4%.
- El saldo neto en fronteras resulta claramente exportador en 2030, alcanzando los 40 TWh. Este saldo está impulsado por la alta penetración de potencia renovable en el sistema.
- El porcentaje de generación renovable en el sector eléctrico experimenta un incremento de 32 puntos porcentuales en este periodo, pasando del 42 % en 2020 al 74% en el año 2030.

De este modo, poniendo en relación ambos escenarios, Tendencial y Objetivo, para el año 2030, es importante remarcar las principales diferencias:

- Potencia total instalada de 124 GW frente a 161 GW, esto es, más de 36 GW más de potencia instalada en el Escenario Objetivo frente al Tendencial.
- Incremento neto de potencia renovable de 62,3 GW en el Escenario Objetivo frente a los 20 GW del Escenario Tendencial.
- Cierre ordenado, escalonado y flexible del parque nuclear lo que afecta a cuatro reactores en el período de vigencia del Plan. Asimismo, finalización de la generación eléctrica por parte de las centrales de carbón. Por el contrario, en el Escenario Tendencial se prolonga la vida útil del total del parque nuclear y se asume el pleno funcionamiento de aquellas centrales térmicas de carbón que permanecen con posterioridad a 2021.
- Mayor demanda eléctrica bruta en el Escenario Objetivo, por valor de 38,3 TWh (un 12% de incremento respecto al Tendencial).
- Mayor porcentaje de generación renovable en el sector eléctrico en el Escenario Objetivo: 74%, equivale a 23 puntos porcentuales por encima de lo que se lograría en el Escenario Tendencial.
- El saldo neto en fronteras refuerza su carácter exportador en el Escenario Objetivo.

A.3 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

En este epígrafe se hace referencia a los efectos de las políticas y medidas sobre la eficiencia energética de los distintos sectores de la economía. Se ha comentado previamente que uno de los vectores que ha guiado el desarrollo del Plan es la disminución de emisiones de GEI, pudiéndose distinguir para ello, dentro de las medidas planteadas, dos direcciones principales:

- La sustitución de combustibles fósiles por otras fuentes de energía menos contaminantes o más eficientes.
- La reducción del consumo de energía para satisfacer las mismas demandas, o lo que es lo mismo, el incremento de la eficiencia energética, siendo ésta la materia de la que se ocupa el presente apartado.

A.3.1 Consumo de energía primaria

Las siguientes tablas contienen la energía primaria agregada para todos los sectores tanto para el Escenario Tendencial como para el Escenario Objetivo.

Tabla A.24. Consumo primario de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Tendencial

Consumo primario de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Tendencial (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	13.583	10.351	4.997	4.506
Petróleo y sus derivados	53.045	54.950	53.773	51.758
Gas natural	24.538	27.144	30.012	30.259
Energía Nuclear	14.903	15.118	15.118	15.118
Energías Renovables	16.620	20.866	23.562	25.132
Residuos industriales		288	307	322
RSU (no renovable)	252	168	142	66
Electricidad	-11	762	427	-201
Total	122.930	129.647	128.337	126.959

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.25. Consumo primario de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Objetivo

Consumo primario de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Objetivo (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	13.583	9.084	3.743	2.133
Petróleo y sus derivados	53.045	55.619	49.302	40.646
Gas natural	24.538	26.690	24.257	24.438
Energía Nuclear	14.903	15.118	15.118	6.500
Energías Renovables	16.620	20.764	26.760	33.383
Residuos industriales		302	303	381
RSU (no renovable)	252	168	142	66
Electricidad	-11	762	-1202	-3448
Total	122.930	128.507	118.422	104.099

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Estas son las principales conclusiones al respecto de las tablas anteriores:

- El consumo de productos petrolíferos y gas natural en el **año 2015** supera el 60% del total. Las políticas y medidas incluidas en el Plan consiguen reducir esta dependencia de los hidrocarburos en el balance energético del país.
- **En el Escenario Tendencial**, el consumo de energía primaria en 2030 se incrementa aproximadamente un 3% desde el 2015.
- **En el Escenario Objetivo:**
 - Se refleja el impacto de las políticas y medidas para descarbonizar la economía, así como la importante introducción de las energías renovables en el balance de energía primaria. La reducción del consumo de energía primaria en el año 2030 respecto al 2015 es del 15%, lo que contrasta con el incremento registrado en el Escenario Tendencial para el mismo periodo comentado previamente.
 - El consumo de energías renovables se duplica en el año 2030 respecto al 2015.
 - El consumo de carbón se reduce prácticamente a la décima parte del que existía en 2015, debido principalmente al cierre paulatino de las plantas de generación de energía eléctrica con carbón.
 - El consumo de productos petrolíferos se reduce un 23% respecto al año 2015; el de gas natural se mantiene en niveles similares.
 - El consumo de energía procedente de la tecnología nuclear va disminuyendo acompañando al cierre programado, escalonado y ordenado de las centrales.

A.3.2 Consumo de energía final

A continuación, se presentan las proyecciones de consumo de energía final total para cada uno de los sectores incluidos en el modelo: industria, residencial, servicios y transporte.

Tabla A.26. Consumo final de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Tendencial

Consumo final de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Tendencial (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	1.503	1.525	1.586	1.644
Productos petrolíferos	40.674	42.290	41.859	40.184
Gas natural	13.139	15.203	16.357	16.482
Electricidad	19.952	20.582	21.049	21.646
Energías renovables	5.292	7.115	6.898	6.856
Otros no renovables	2	295	313	326
No energéticos	4.350	5.122	5.442	5.691
Total	84.912	92.133	93.504	92.829

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.27. Consumo final de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Objetivo

Consumo final de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Objetivo (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	1.503	1.440	1.438	1.408
Productos petrolíferos	40.674	41.930	37.153	29.275
Gas natural	13.139	15.119	14.711	13.774
Electricidad	19.952	20.534	20.813	21.294
Energías renovables	5.292	6.943	7.195	7.426
Otros no renovables	2	309	309	385
No energéticos	4.350	5.105	5.400	5.639
Total	84.912	91.382	87.019	79.199

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Los principales comentarios sobre el consumo de energía final se presentan a continuación:

- La principal diferencia entre el Escenario Tendencial y el Objetivo es que en el primero el consumo de energía final aumenta, y en el segundo disminuye. El Escenario Objetivo presenta un descenso muy importante, próximo al 30%, en el consumo de productos petrolíferos. Debido a todas las medidas propuestas, la economía española será más eficiente en el año 2030 y menos dependiente del petróleo.
- Respecto al Escenario Objetivo:
 - El consumo de energía final se reduce en torno a un 7% entre 2015 y 2030, a pesar de que la senda económica es siempre creciente. Esto implica que, con las medidas propuestas, se avanzará en el desacoplamiento entre el crecimiento económico y el consumo de energía.
 - El consumo de electricidad aumenta en torno a un 7%.
 - El consumo final de productos petrolíferos estimado para el año 2030 se reduce un 28% respecto a los datos reales del año 2015. Sin embargo, el consumo de gas natural aumenta en torno a un 5%.
 - El consumo de energías renovables aumenta alrededor del 40%.

En conclusión, las necesidades de la economía española en el año 2030 se satisfarán de una manera más eficiente en términos energéticos.

Sector Industrial

Las siguientes tablas contienen el consumo de energía final en el sector industrial.

Tabla A.28. Consumo de energía final en el sector industrial (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial

Consumo de energía final en el sector industrial (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	1.404	1.437	1.546	1.604
Productos petrolíferos	2.718	2.190	2.067	2.033
Gas natural	6.895	7.445	7.825	7.664
Electricidad	6.539	7.172	7.586	8.200
Energías renovables	1.346	1.600	1.680	1.757
Otros no renovables	0	288	307	322
Total	18.902	20.131	21.011	21.579

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.29. Consumo de energía final en el sector industrial (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo

Consumo de energía final en el sector industrial (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	1.404	1.360	1.423	1.408
Productos petrolíferos	2.718	2.035	1.680	1.387
Gas natural	6.895	7.310	7.294	7.202
Electricidad	6.539	7.167	7.290	7.414
Energías renovables	1.346	1.597	1.667	1.779
Otros no renovables	0	302	303	381
Total	18.902	19.771	19.657	19.570

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En cuanto a la industria en el Escenario Objetivo, se puede destacar lo siguiente:

- Descenso en el consumo de energía final respecto al Tendencial, como consecuencia de las políticas y medidas de eficiencia energética.
- Este descenso en el consumo final se traslada directamente al carbón y los productos petrolíferos, colaborando, por tanto, con la reducción de emisiones de GEI del sector industrial.

Residencial

Las siguientes tablas contienen el consumo de energía final en el sector residencial.

**Tabla A.30. Consumo de energía final en el sector residencial
(excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial**

Consumo de energía final en el sector residencial (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	89	49	0	0
Productos petrolíferos	3.001	2.236	1.351	459
Gas natural	3.022	3.827	4.485	4.783
Electricidad	6.025	5.937	5.913	5.763
Energías renovables	2.745	2.732	2.410	2.345
Total general	14.882	14.782	14.159	13.350

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

**Tabla A.31. Consumo de energía final en el sector residencial
(excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo**

Consumo de energía final en el sector residencial (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Carbón	89	49	0	0
Productos petrolíferos	3.001	2.236	1.240	285
Gas natural	3.022	3.929	4.005	3.750
Electricidad	6.025	5.884	5.762	5.482
Energías renovables	2.745	2.640	2.598	2.876
Total general	14.882	14.739	13.605	12.394

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

De los datos presentados en las tablas anteriores se desprenden varias conclusiones. En primer lugar, el consumo de energía final disminuye en el Escenario Objetivo con respecto al Tendencial. Análogamente, se experimenta una reducción de los consumos de combustibles fósiles y se elimina el carbón, mientras que, por el contrario, se incrementa la contribución de las energías renovables.

Servicios y otros

Las siguientes tablas contienen el consumo de energía final en el sector servicios y otros.

**Tabla A.32. Consumo de energía final en el sector servicios y otros
(excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial**

Consumo de energía final en el sector servicios y otros (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial (ktep)					
	Años	2015	2020	2025	2030
Carbón		29	39	40	40
Productos petrolíferos		1.111	1.042	714	447
Gas natural		2.819	3.544	3.661	3.552
Electricidad		6.406	6.469	6.505	6.600
Energías renovables		156	242	212	192
Otros no renovables		2	7	6	4
Total general		10.523	11.343	11.137	10.834

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

**Tabla A.33. Consumo de energía final en el sector servicios y otros
(excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo**

Consumo de energía final en el sector servicios y otros (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo (ktep)					
	Años	2015	2020	2025	2030
Carbón		29	30	15	0
Productos petrolíferos		1.111	1.096	807	527
Gas natural		2.819	3.485	3.132	2.636
Electricidad		6.406	6.481	6.328	6.229
Energías renovables		156	241	337	435
Otros no renovables		2	7	6	4
Total general		10.523	11.340	10.625	9.830

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Las principales conclusiones que se extraen del sector servicios y otros son el incremento de la eficiencia, así como un mayor consumo de energías renovables. Con todo esto, se reducen los consumos de productos petrolíferos y gas natural en el Escenario Objetivo respecto del Escenario Tendencial.

Transporte

Las siguientes tablas contienen el consumo de energía final en el sector del transporte.

Tabla A.34. Consumo de energía final en el sector transporte (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial

Consumo de energía final en el sector transporte (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Tendencial (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Productos petrolíferos	31.657	34.766	35.622	35.103
Gas natural	328	257	286	415
Electricidad	480	492	521	549
Energías renovables	958	2.422	2.434	2.358
Total	33.423	37.936	38.862	38.425

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.35. Consumo de energía final en el sector transporte (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo

Consumo de energía final en el sector transporte (excluidos usos no energéticos) para el Escenario Objetivo (ktep)				
Años	2015	2020	2025	2030
Productos petrolíferos	31.657	34.507	31.507	25.299
Gas natural	328	265	180	90
Electricidad	480	490	866	1555
Energías renovables	958	2.348	2.401	2.116
Total	33.423	37.610	34.954	29.059

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Se presentan las principales conclusiones que afectan al consumo de energía final en el sector del transporte:

- En primer lugar, destaca el descenso en el consumo de energía final causado por las medidas de incremento de eficiencia en el uso de los vehículos, la introducción de vehículos nuevos más eficientes y las políticas de cambio modal.
- Asimismo, hay un descenso importante en el consumo de productos petrolíferos, que se sustituyen por electricidad.
- Por último, el consumo de gas es menor en el Escenario Objetivo que en el tendencial. Esto se debe a que el consumo final de todo el sector es considerablemente menor, por lo que el cumplimiento de los objetivos de descarbonización se alcanzan mediante el uso del vehículo eléctrico, así como mediante el descenso de la demanda de vehículos de combustibles fósiles por los diferentes cambios modales propuestos.

Electrificación de la economía

Existen diversas medidas implementadas en este Plan que contribuyen a la electrificación de la economía. En un contexto en el que la generación eléctrica tiene una alta contribución renovable, la electrificación de la economía contribuye a la descarbonización.

La electrificación del consumo final de energía (descontados los usos no energéticos y la aviación internacional) experimenta un fuerte aumento en el Escenario Objetivo, como

resultado de las medidas aplicadas en este Plan. En el Escenario Objetivo, en el año 2030, se incrementa la electrificación un 17,5% con respecto al Tendencial. Si se toma como referencia el año 2015, el aumento en la electrificación es de un 21,5%.

Sectorialmente, la mayor contribución a la electrificación del Escenario Objetivo con respecto al año 2015 se da en el transporte, con una subida relativa de un 335% entre ambos años. En el sector residencial el incremento es del 10%, mientras que en el resto de sectores también se experimenta una mejora de la electrificación.

A.3.3 Intensidad energética

La siguiente tabla muestra los valores de intensidad energética tanto de la energía primaria como de la energía final para ambos escenarios.

Se puede ver que en el Escenario Tendencial ya se produce una mejora de las intensidades energéticas. Es decir, el sistema energético se va haciendo más eficiente en un escenario continuista. No obstante, destaca el efecto de las políticas y medidas de eficiencia adicionales en el Escenario Objetivo.

En este caso se alcanzan valores de intensidad energética que significan un descenso de aproximadamente un 30% en energía final y un 36% en energía primaria con respecto a los valores de 2015. En 2015 la intensidad energética fue de 115 tep/M€ en energía primaria, y de 79 tep/M€ en energía final.

Tabla A.36. Intensidades energéticas de energía primaria y final en los escenarios Tendencial y Objetivo

Intensidades energéticas de energía primaria y final en los escenarios Tendencial y Objetivo (tep / M€ base 2016)						
		Años	2015	2020	2025	2030
Escenario Tendencial	Intensidad energética primaria		115	106	96	89
	Intensidad energética final		79	75	70	65
Escenario Objetivo	Intensidad energética primaria		115	105	89	73
	Intensidad energética final		79	75	65	56

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

A.4 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA

El presente apartado analiza las repercusiones del balance energético primario del país en la seguridad de suministro de energía. El consumo de hidrocarburos (petróleo y gas natural) en energía primaria representa aproximadamente el 60% del total en la actualidad. Por este motivo, y considerando que la producción nacional de hidrocarburos es residual, el suministro de este tipo de combustibles es fundamental para la seguridad de energética del país, entendida ésta como seguridad de suministro.

Para reducir la exposición a los riesgos que podría representar la disminución en el suministro de estos combustibles se han seguido dos vías que son complementarias con el resto de objetivos de este Plan:

- En primer lugar, un aumento de la eficiencia energética del país reducirá la demanda total de energía, con lo que se necesitará menos cantidad de energía para satisfacerla.
- En segundo lugar, y para aumentar el efecto de lo anterior, en el Escenario Objetivo se realiza una importante sustitución de combustibles fósiles por otros autóctonos (energías renovables casi en su totalidad).

Estos dos efectos se han podido ver en los apartados previos en los que se ha detallado el consumo de energía primaria y final de la economía española.

Por otro lado, en este apartado se analiza también la dependencia exterior del sector de generación de energía eléctrica. Este sector también es dependiente del consumo de hidrocarburos, aunque en menor medida que el resto de la economía.

A.4.1 Balance energético actual, recursos energéticos domésticos y dependencia de las importaciones

En los apartados anteriores se han presentado las diferentes fuentes primarias que constituyen el origen del suministro energético a España, así como el desglose y su proyección a futuro. En base a las mismas, se pueden realizar las siguientes observaciones en cuanto a seguridad de suministro:

- La presencia del gas natural en el balance energético español es ligeramente inferior a la de otros Estados miembros de la UE, lo cual se puede explicar, entre otros, por los siguientes motivos:
 - Climatología más benigna, dando lugar a una menor penetración del gas natural entre los consumidores domésticos y calefacciones centrales.
 - Mayor importancia del gas natural en la generación de electricidad, lo que motiva que su presencia en la energía final sea netamente inferior a la cuota en energía primaria.
- En cuanto a productos petrolíferos, su presencia en el mix energético nacional es superior a la media de la UE. Esto se puede explicar por las siguientes causas:
 - Elevado desarrollo del transporte de mercancías por carretera en detrimento de ferroviario (2% de media en España frente a un 17% en la UE).
 - Importante consumo para transporte marítimo frente a Estados miembros interiores.
 - Elevado consumo para transporte aéreo por la importancia de sector turístico.

En relación a la producción nacional de hidrocarburos, cabe señalar que es prácticamente testimonial. Los datos de 2017 son los siguientes:

- **Producción interior de gas natural (2017):** 400 GWh (0,11% de las necesidades totales). Se considera producción interior no solo la de los yacimientos de hidrocarburos, sino también la inyección de biogas a la red de transporte.
- **Producción interior de crudo (2017):** 0,12 millones de toneladas (0,21% de las necesidades).

Los principales países de origen para las distintas fuentes de energía son los siguientes:

- **Electricidad:** España dispone de interconexiones eléctricas con Francia, Portugal, Andorra y Marruecos. El detalle de importaciones y exportaciones con dichos países se encuentra en la siguiente tabla.

Tabla A.37. Intercambios internacionales físicos mensuales por frontera*

Intercambios internacionales físicos mensuales por frontera (GWh)				
		2010	2015	2017
Entradas	Andorra	0	0	0
	Francia	1.983	9.131	15.564
	Portugal	3.189	5.811	8.190
	Marruecos	34	14	8
	Total	5.206	14.956	23.763
Salidas	Andorra	264	264	233
	Francia	3.514	1.807	3.099
	Portugal	5.823	8.077	5.505
	Marruecos	3.937	4.941	5.756
	Total	13.539	15.089	14.594
Saldo *	Andorra	-264	-264	-233
	Francia	-1.531	7.324	12.465
	Portugal	-2.634	-2.266	2.685
	Marruecos	-3.903	-4.927	-5.748
Total		-8.333	-133	9.169

*Valor positivo: saldo importador; Valor negativo: saldo exportador.

Fuente: Red Eléctrica de España

- **Gas natural:** en 2017 el 53% de las importaciones se realizaron a través de gasoducto, frente a un 47% en buques metaneros en forma de gas natural licuado (GNL) a través de plantas de regasificación. El desglose por países de origen de las importaciones de gas natural en 2017 es el siguiente:
 - Argelia (48%)
 - Nigeria (12%)
 - Perú (10%)
 - Qatar (10%)
 - Noruega (10%)
 - Otros (10%)

A la vista de lo anterior, se puede destacar como posible riesgo la relativa dependencia de importación de gas natural de Argelia, que se ve compensada por el elevado peso de las importaciones por buque metanero desde un variado abanico de países de origen.

- **Productos petrolíferos:** los principales países de origen de crudo de petróleo en 2017 son los siguientes. Tal y como se puede observar, la diversificación en las fuentes de origen de petróleo es muy superior a la del gas.
 - México (15%)
 - Nigeria (14%)
 - Arabia Saudí (10%)

A.4.2 Proyecciones de evolución del balance energético, recursos energéticos domésticos y dependencia de las importaciones con las políticas y medidas existentes

A continuación, se presenta la proyección a 2030 del desglose de energía primaria según producción nacional e importaciones para el Escenario Tendencial y el Objetivo.

Tabla A.38. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria. Escenario Tendencial (ktep)

Origen de la energía primaria, Escenario Tendencial (Unidades: ktep)				
	2015	2020	2025	2030
Producción nacional	33.564 (27%)	37.189 (29%)	38.713 (30%)	40.878 (32%)
Carbón	1.246	736	0	0
Productos petrolíferos	236	146	147	148
Gas natural	54	49	49	49
Nuclear	14.903	15.118	15.118	15.118
Energías renovables	16.873	20.685	22.951	25.174
Residuos no renovables	252	456	449	388
Neto importado/exportado	89.366 (73%)	92.458 (71%)	89.623 (70%)	86.081 (68%)
Carbón	12.337	9.615	4.997	4.506
Productos petrolíferos	52.809	54.804	53.626	51.610
Gas natural	24.484	27.096	29.963	30.209
Electricidad	-11	762	427	-201
Energías renovables	-253	181	611	-43
Total Energía Primaria	122.930	129.647	128.337	126.959

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla A.39. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria. Escenario Objetivo (ktep)

Origen de la energía primaria, Escenario Objetivo (Unidades: ktep)				
	2015	2020	2025	2030
Producción nacional	33.564 (27%)	37.499 (29%)	41.909 (35%)	40.646 (39%)
Carbón	1.246	1.105	0	0
Productos petrolíferos	236	146	147	148
Gas natural	54	49	49	49
Nuclear	14.903	15.118	15.118	6.500
Energías renovables	16.873	20.611	26.150	33.501
Residuos no renovables	252	470	445	448
Neto importado/exportado	89.366 (73%)	91.008 (71%)	76.513 (65%)	63.453 (61%)
Carbón	12.337	7.979	3.743	2.133
Productos petrolíferos	52.809	55.473	49.155	40.498
Gas natural	24.484	26.641	24.208	24.389
Electricidad	-11	762	-1.202	-3.448
Energías renovables	-253	153	610	-119
Total Energía Primaria	122.930	128.507	118.422	104.099

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Respecto de la situación en 2017, en el que el coeficiente de dependencia energética del exterior es del 73%, el Escenario Objetivo supone una reducción de 12 puntos porcentuales, alcanzando un 61%. Con ello se avanzará en la reducción de una de las debilidades estructurales más importantes del sistema energético nacional.

Adicionalmente, la importación de combustibles fósiles se reduce en un porcentaje todavía mayor que el que lo hace la dependencia energética. Este efecto se logra por la combinación de los dos efectos comentados al principio de este apartado: la reducción en el consumo global de energía mediante el uso de la eficiencia energética, así como la sustitución en el consumo de hidrocarburos por combustibles autóctonos (especialmente energías renovables y en gran parte gracias a una mayor electrificación de los sectores).

Con todo lo anterior, se proyecta una mejora sustancial de la balanza comercial en el horizonte 2030, siempre que se cumplan las políticas y medidas incluidas en el Plan. En concreto, se pasa de una importación neta de 95.945 ktep entre carbón, gas natural y petróleo en 2017, a 67.020 ktep en 2030 (reducción del 30%).

Respecto a la energía eléctrica, el incremento en la capacidad instalada de fuentes de energía renovables aumenta la seguridad de suministro debido al uso de fuentes autóctonas y al incremento en la diversificación de fuentes. En el Escenario Objetivo se alcanza un 74% de electricidad generada a partir de fuentes renovables. En cuanto a su relación con la seguridad de suministro, cabe señalar el incremento de las interconexiones con Francia. Dicho incremento está planeado para acercarse progresivamente a los objetivos marcados por la UE de una capacidad de interconexión de, al menos, un 15% de la capacidad instalada de cada Estado miembro. Este punto se analiza en mayor detalle en el capítulo siguiente.

A.4.3 Ciberseguridad

La definición del objetivo de ciberseguridad recogida en el Informe Anual de Seguridad Nacional 2018 es: *“garantizar un uso seguro de las redes y los sistemas de información y comunicaciones a través del fortalecimiento de las capacidades de prevención, detección y respuesta a los ciberataques potenciando y adoptando medidas específicas para contribuir a la promoción de un ciberespacio seguro y fiable.”*

Un sector de relevancia estratégica para la Seguridad Nacional es el de las **Infraestructuras Críticas**. En el período 2013-2018 se ha observado una clara tendencia al incremento en el número de incidentes registrados en ese ámbito, principalmente de *malware* y explotación de vulnerabilidades de sistemas, con más de 2300 incidentes en operadores críticos, siendo los más afectados el sector financiero, el energético y el de transportes, que suman más del 50% de los casos.

Un paso importante en el ámbito de la ciberseguridad en España fue la reforma del Código Penal que tuvo lugar en el año 2015, en la que se recogieron importantes modificaciones de los delitos relacionados con el sabotaje informático, en cumplimiento de la Directiva 2013/40/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de agosto de 2013, relativa a los ataques contra los sistemas de información y por la que se sustituye la Decisión marco 2005/222/JAI del Consejo.

La existencia de normativa para la Protección de Infraestructuras Críticas en España, desde 2011, ha hecho posible, asimismo, la transposición de la Directiva 2016/ 1148 del Parlamento Europeo y del Consejo de 6 de julio de 2016, relativa a las medidas destinadas a garantizar un elevado nivel común de seguridad de las redes y sistemas de información de la Unión (**Directiva NIS**), de una manera rápida y sencilla al haberse utilizado los mismos procedimientos y el conocimiento acumulado, para llevar a cabo dicha implantación. La entrada en vigor del **Real Decreto-ley 12/ 2018, de 7 de septiembre, de seguridad de las redes y sistemas de información**, ha transpuesto a la legislación española la mencionada Directiva NIS, lo que ha supuesto un notable impulso a la ciberseguridad de los servicios esenciales del ámbito de la energía.

Además de esa actualización normativa, España ha aprobado en abril de 2019 su **Estrategia Nacional de Ciberseguridad**, cuya función es desarrollar las previsiones de la Estrategia de Seguridad Nacional de 2017 en el ámbito de la ciberseguridad, y que ha sustituido a la anterior, aprobada en 2013. Señalar, asimismo, que desde el año 2015, España cuenta con una **Estrategia de Seguridad Energética Nacional**. A la vista de los importantes cambios normativos, tecnológicos y de política energética que han tenido lugar en estos años, previsiblemente se actualizará en poco tiempo.

Esta estrategia ha potenciado y reforzado la colaboración público-privada con los distintos operadores energéticos, labor que ha sido coordinada desde la Oficina de Coordinación Cibernética (OCC) del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas y Ciberseguridad (CNPIC). Asimismo, los operadores críticos designados en el ámbito de la energía e industria nuclear han presentado sus respectivos Planes de Seguridad del Operador (PSO), comprobando su ajuste a la situación actual de las amenazas y desafíos a los que se encuentran sometidas las infraestructuras críticas del sector de la energía y de la industria nuclear, actualizando la información contenida en dichos planes.

Finalmente, España ha tomado buena nota de la **Recomendación de la Comisión** a los Estados miembros sobre Ciberseguridad en el Sector Energético, de fecha 3 de abril de 2019, y se dispone a aplicar de forma sistemática las recomendaciones sobre los requerimientos en tiempo real de las infraestructuras energéticas, sobre los denominados efectos en cascada y sobre la adecuada combinación de las tecnologías menos recientes y las más actuales (*the combination of legacy and state-of-the-art-technology*).

A.5 MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

En la presente dimensión se analizan las distintas componentes que forman el mercado interior de la energía. Se resalta por su importancia la interconectividad, la infraestructura de transmisión de energía, así como la integración del mercado energético.

Los dos mercados a los que se hace referencia en este punto son el eléctrico y el gasista. Los intercambios internacionales en el mercado eléctrico se realizan mediante las interconexiones entre países. Por otro lado, los intercambios internacionales de gas se realizan vía gasoducto o mediante el uso de buques que transportan gas natural licuado. Estos intercambios internacionales son fundamentales para la progresión hacia un mercado europeo unificado de energía.

A.5.1 Interconectividad

A.5.1.1 Interconectividad del sistema eléctrico

Nivel actual de interconexión y principales interconexiones

En la actualidad España se encuentra interconectada eléctricamente con los Estados miembros de Portugal y Francia, así como con Andorra y Marruecos, que no pertenecen a la UE.

A continuación, se exponen las principales características de las interconexiones con los distintos países mencionados:

- La **interconexión con Francia** consta de 5 líneas: Hernani-Argia 400 kV, Arkale-Argia 220 kV, Biescas-Pragnères 220 kV, Vic-Baixas 400 kV y Santa Llogaia-Baixas 400 kV.

La línea Santa Llogaia-Baixas es de corriente continua y se puso en servicio en octubre de 2015 a través de los Pirineos orientales. Es de gran relevancia, ya que permitió duplicar la capacidad de intercambio eléctrico con este país, de manera que se alcanza un total de unos 2.200-2.800 MW. También es importante por su influencia en la calidad y seguridad del suministro y en la capacidad de integración de energías renovables. A pesar de esta última línea, la necesidad de incrementar la capacidad de interconexión de España con el sistema europeo sigue siendo una prioridad para el sistema eléctrico español.

- La **interconexión con Portugal** está constituida por 11 líneas: Cartelle-Lindoso 400 kV 1 y 2, Conchas-Lindoso 132 kV, Aldeadavila-Lagoaça 400 kV, Aldeadavila-Pocinho 1 y 2 220 kV, Saucelle-Pocinho 220 kV, Cedillo-Falagueira 400 kV, Badajoz-Alcáçovas 66 kV, Brovales-Alqueva 400 kV, Rosal de la Frontera-V.Ficalho 15 kV y Puebla de Guzmán-Tavira 400 kV. Estas líneas suman una capacidad total de intercambio de entre 2.200 y 3.000 MW.

Por otro lado, está previsto incrementar esta capacidad mediante la construcción de una nueva línea de 400 kV por Galicia entre Fontefría (España) y Vilafría (Portugal), que permitirá alcanzar una capacidad de intercambio total, junto con el resto de las existentes, de unos 4.300 MW.

- La **interconexión con Andorra** se lleva a cabo con la línea Adrall-Margineda 110 kV.

- Finalmente, **la interconexión con Marruecos** se realiza a través de 2 líneas submarinas de 400 kV, que en total proporcionan una capacidad de intercambio de unos 800 MW.

Capacidad comercial de intercambio y ratio de interconexión eléctrica

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

A continuación, se muestran los valores de capacidad de intercambio del sistema español peninsular con Francia, Portugal y Marruecos para el periodo comprendido entre el año 2013 y el 2018, de acuerdo a la información proporcionada por el operador del sistema.

Se consideran los valores de capacidad de intercambio a disposición del operador del sistema y se dan dos valores, uno con el percentil 70⁶⁴ (en línea con ENTSO-E⁶⁵) 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).

Tabla A.40. Capacidad comercial de intercambio eléctrico

Capacidad comercial de intercambio eléctrico (MW)				
	Francia -> España		Portugal -> España	
	NTC		NTC	
	Percentil 70	Valor máximo	Percentil 70	Valor máximo
2013	1.200	1.300	2.000	2.400
2014	1.200	1.300	2.100	2.900
2015	1.300	2.950	3.000	4.000
2016	2.750	3.500	2.800	3.900
2017	2.850	3.500	3.200	4.000
2018⁶⁶	2.900	3.600	3.500	4.000

Fuente: Red Eléctrica Española

Los valores de los ratios de interconexión que se presentan a continuación han sido calculados aplicando las consideraciones adicionales siguientes asumidas por REE y basadas en las definidas por ENTSO-E:

- Para el cálculo de la ratio del sistema español peninsular, se consideran las fronteras con Francia y Portugal. No se considera Marruecos por no estar sujeto a las obligaciones y compromisos de ámbito europeo.
- Para el cálculo de la ratio de la Península Ibérica, se considera únicamente la frontera Francia – España.

⁶⁴ El percentil 70 es el valor habitualmente empleado para determinar la capacidad de intercambio de las interconexiones internacionales. Se emplea este percentil para dejar cierto margen de seguridad.

⁶⁵ ENTSO-E, es por sus siglas en inglés “the European Network of Transmission System Operators for Electricity” y representa a 43 operadores técnicos del Sistema (TSOs por sus siglas en inglés) de 36 países europeos.

⁶⁶ Hasta 15 de junio de 2018

- A efectos de cálculo del numerador se considera la suma de las capacidades de importación desde España para el periodo considerado. Los valores de capacidad de importación se obtienen de los valores horarios de *Net Transfer Capacity* (NTC) publicados en eSIOS⁶⁷.
- El valor de potencia instalada es el correspondiente al inicio del periodo considerado.

Tabla A.41. Evolución de potencia eléctrica de generación instalada España-Portugal

Año	Potencia (MW) instalada Sistema español peninsular ⁶⁸	Potencia (MW) instalada Sistema Portugués
2013	102.378	18.494
2014	102.908	17.792
2015	102.827	17.776
2016	103.287	18.563
2017	102.371	19.518
2018 ¹¹	101.207	19.800

Fuente: Red Eléctrica Española

Tabla A.42. Ratio de interconexión eléctrica

Ratio de interconexión eléctrica				
Año		Percentil 70	Máximo	Observaciones
2013	España	3,1%	3,6%	
	Península Ibérica	1,0%	1,1%	
2014	España	3,2%	4,1%	Mayo 2014: Puesta en servicio de la interconexión sur España-Portugal (Puebla de Guzmán -Tavira)
	Península Ibérica	1,0%	1,1%	
2015	España	4,2%	6,8%	Junio 2015: Puesta en servicio de la interconexión España- Francia por Cataluña (Santa Llogaia-Baixas)
	Península Ibérica	1,1%	2,5%	
2016	España	5,4%	7,2%	
	Península Ibérica	2,3%	2,9%	
2017	España	5,9%	7,3%	
	Península Ibérica	2,4%	2,9%	
2018 ⁶⁹	España	6,3%	7,5%	
	Península Ibérica	2,4%	2,9%	

Fuente: Red Eléctrica de España

⁶⁷ eSIOS Es el sistema de información del operador del sistema español (REE): <https://www.esios.ree.es/es>

⁶⁸ Incluye la potencia instalada en el sistema Balear a partir de la puesta en servicio del enlace Península - Mallorca

⁶⁹ Hasta 15 de junio de 2018.

Proyecciones de los requisitos de expansión de las interconexiones

Mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015, se aprobó el documento de “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, previsto en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y publicado por Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre. Esta planificación sustituye, en la parte correspondiente a la red de transporte de electricidad, al documento “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2008-2016”, aprobado por el Consejo de Ministros de 30 de mayo de 2008.

En la Planificación 2015-2020 se incluye una nueva línea de 400 kV por Galicia, denominada Fontefría-Vilafra, para el refuerzo de la **interconexión España – Portugal**.

Asimismo, para mejorar la **interconexión España-Francia**, se ha incluido en el horizonte 2015-2020 un transformador desfasador de 550 MVA en Arkale, entre la subestación de Arkale (Oyarzun, Guipúzcoa) y Argia (Francia). Es un elemento clave para aumentar la capacidad de intercambio con Europa y la seguridad de suministro. Este sistema, declarado Proyecto de Interés Común por la Unión Europea y puesto en servicio el día 30 de junio de 2017, ha supuesto una inversión de 20 M€.

Adicionalmente, el documento de Planificación 2015-2020 incluye el Anexo II, en el que, **con carácter no vinculante**, se recogen las infraestructuras de la red de transporte de electricidad que se estima necesario poner en servicio durante los años posteriores al horizonte de la planificación (con posterioridad a 2020). La inclusión de una instalación en este Anexo permite el inicio de los trámites administrativos pertinentes de las referidas instalaciones

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

- Interconexión submarina con Francia a través del golfo de Vizcaya: Gatika – Cubnezais.
- Interconexión por Pirineos occidentales: dos alternativas, una alternativa de interconexión con Francia desde Itxaso o a través de Navarra (Muruarte).
- Interconexión por Pirineos centrales a través de Aragón (Ejea de los Caballeros).

El operador del sistema continúa gestionando los proyectos de estas tres futuras interconexiones. En marzo de 2018 se cerró la fase de consulta y participación pública de la interconexión a través del golfo de Vizcaya, que es la que presenta un mayor grado de avance.

Igualmente, el mencionado Anexo II de la planificación incluye una nueva interconexión España-Andorra, a través de línea aérea a 220 kV, doble circuito entre la subestación de Adrall y la Frontera de Andorra.

Con la puesta en servicio de la Interconexión submarina con Francia a través del golfo de Vizcaya se conseguirá una interconexión con el resto de Europa de 5.000 MW. Una vez puestos en servicio los proyectos transpirenaicos, ésta alcanzaría los 8.000 MW. Es importante señalar que, a pesar de este importante incremento de la capacidad de interconexión, todavía no se alcanzarían los objetivos europeos en materia de interconexiones.

A.5.1.2 Interconectividad del sistema gasista:

Nivel actual de interconexión y principales interconexiones

España cuenta actualmente con 6 interconexiones físicas, 4 de ellas con Estados miembros de la UE y 2 con terceros países.

Interconexiones con Francia

Existen dos interconexiones físicas con Francia, a través de los municipios de Irún (Guipúzcoa) y Larrau (Navarra). Ambas se gestionan como una única interconexión o punto virtual (VIP Pirineos). Las capacidades de transporte son las siguientes:

- Sentido Francia-España: 165 GWh/día firmes + 65 GWh/día interrumpibles.
- Sentido España-Francia: 225 GWh/día.

A lo largo del año 2017, la importación neta a través de esta interconexión fue de 43 TWh, lo que supone un flujo neto diario de 121 GWh/día en el sentido Norte-Sur, aunque con acusada estacionalidad. Por tanto, el flujo habitual es Francia-España, aunque en ocasiones particulares puede revertirse.

Cabe recordar que la capacidad de interconexión de España y, en conjunto de la Península Ibérica, se cuenta entre las más reducidas de la UE. Durante el año 2017, la demanda máxima se registró el 5 de diciembre, con 1.772 GWh/día. Durante ese día concreto, la capacidad de interconexión firme con Francia podía aportar solo un 9% de la demanda, porcentaje que podría ascender hasta el 13% teniendo en cuenta la capacidad interrumpible.

Interconexiones con Portugal

Existen dos interconexiones físicas con Portugal, a través de los municipios de Badajoz y Tuy (Pontevedra). Al igual que la interconexión con Francia, ambas se gestionan como una única interconexión o punto virtual (VIP Ibérico). Las capacidades de transporte son las siguientes:

- Sentido Portugal-España: 80 GWh/día.
- Sentido España-Portugal: 144 GWh/día.

A lo largo del año 2017, la exportación neta a través de esta interconexión fue de 30 TWh, lo que supuso un flujo neto diario de 82 GWh/día.

Interconexiones con Argelia

Existen dos interconexiones físicas con Argelia, ambas unidireccionales en sentido importación:

- El gasoducto Magreb-Europa, que atraviesa Marruecos y entra en España a través del municipio de Tarifa (Cádiz), con una capacidad de transporte de 444 GWh/día.
A lo largo del año 2017, la importación a través de esta interconexión fue de 86 TWh, lo que supuso un flujo neto diario de 237 GWh/día.
- El gasoducto Medgaz, que entra en España a través del municipio de Almería, con una capacidad de transporte de 290 GWh/día, que podría incrementarse un 25% adicional con inversiones en territorio argelino.
A lo largo del año 2017, la importación a través de esta interconexión fue de 75 TWh, lo que supuso un flujo neto diario de 205 GWh/día.

A.5.2 Infraestructura de transporte de la energía

A.5.2.1 Infraestructura de transporte de electricidad

Características clave de la infraestructura existente de transporte de electricidad

De acuerdo con la información proporcionada por REE, la longitud de circuito total de la red de transporte nacional, a 31 de diciembre de 2017, es de 43.930 km. Asimismo, se dispone de 5.719 posiciones en subestaciones. Por su parte, la capacidad instalada de transformación se eleva a un total nacional a 86.654 MVA.

El desglose de las líneas por nivel de tensión y considerando su reparto entre la Península y los sistemas insulares o territorios no peninsulares, se presenta a continuación.

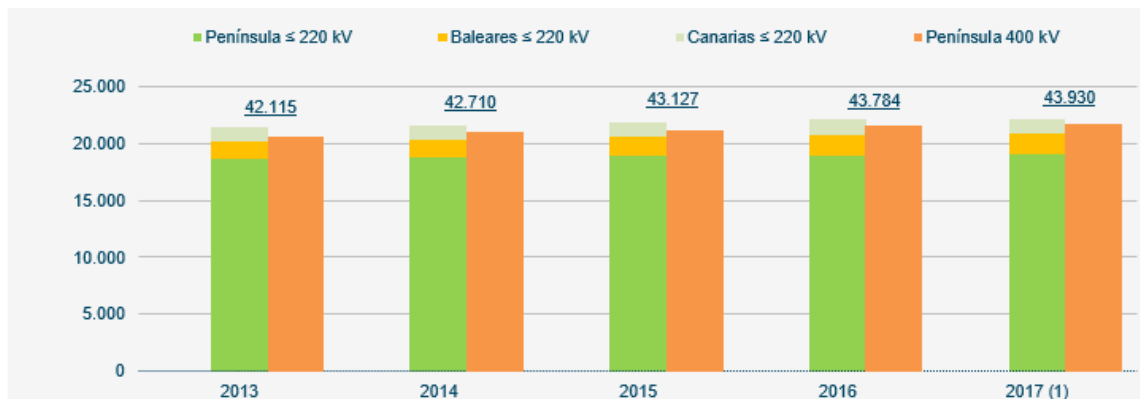
Tabla A.43. Instalaciones de la red de transporte en España

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

Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Fuente: Red Eléctrica de España

Figura A.1. Evolución de la longitud de la red de transporte



Fuente: Red Eléctrica de España

Tabla A.44. Evolución de la red de transporte de 400 y ≤ 220 kV (km de circuito)

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1978	5.732	13.258	1998	14.538	15.876
1979	8.207	13.767	1999	14.538	15.975
1980	8.518	14.139	2000	14.918	16.078
1981	8.906	13.973	2001	15.364	16.121
1982	8.975	14.466	2002	16.067	16.296
1983	9.563	14.491	2003	16.592	16.344
1984	9.998	14.598	2004	16.841	16.464
1985	10.781	14.652	2005	16.846	16.530
1986	10.978	14.746	2006	17.052	16.753
1987	11.147	14.849	2007	17.191	16.817
1988	12.194	14.938	2008	17.765	17.175
1989	12.533	14.964	2009	18.056	17.307
1990	12.686	15.035	2010	18.792	17.401
1991	12.883	15.109	2011	19.671	18.001
1992	13.222	15.356	2012	20.109	18.370
1993	13.611	15.442	2013	20.639	18.643
1994	13.737	15.586	2014	21.094	18.782
1995	13.970	15.629	2015	21.184	18.922
1996	14.084	15.734	2016	21.619	19.010
1997	14.244	15.776	2017 ⁽¹⁾	21.728	19.039

Fuente: Red Eléctrica de España

Adicionalmente, la red de transporte cuenta con los siguientes elementos de control de tensión y energía reactiva, reactancias y condensadores:

Tabla A.45. Elementos de control de tensión y energía reactiva en la red de transporte

	400 kV	≤ 220 kV			Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
Reactancias (MVar)	9.050	3.414	373	0	12.837
Número de unidades	62	54	17	0	133
Condensadores (MVar)	200	1.100	0	0	1.300
Número de unidades	2	11	0	0	13

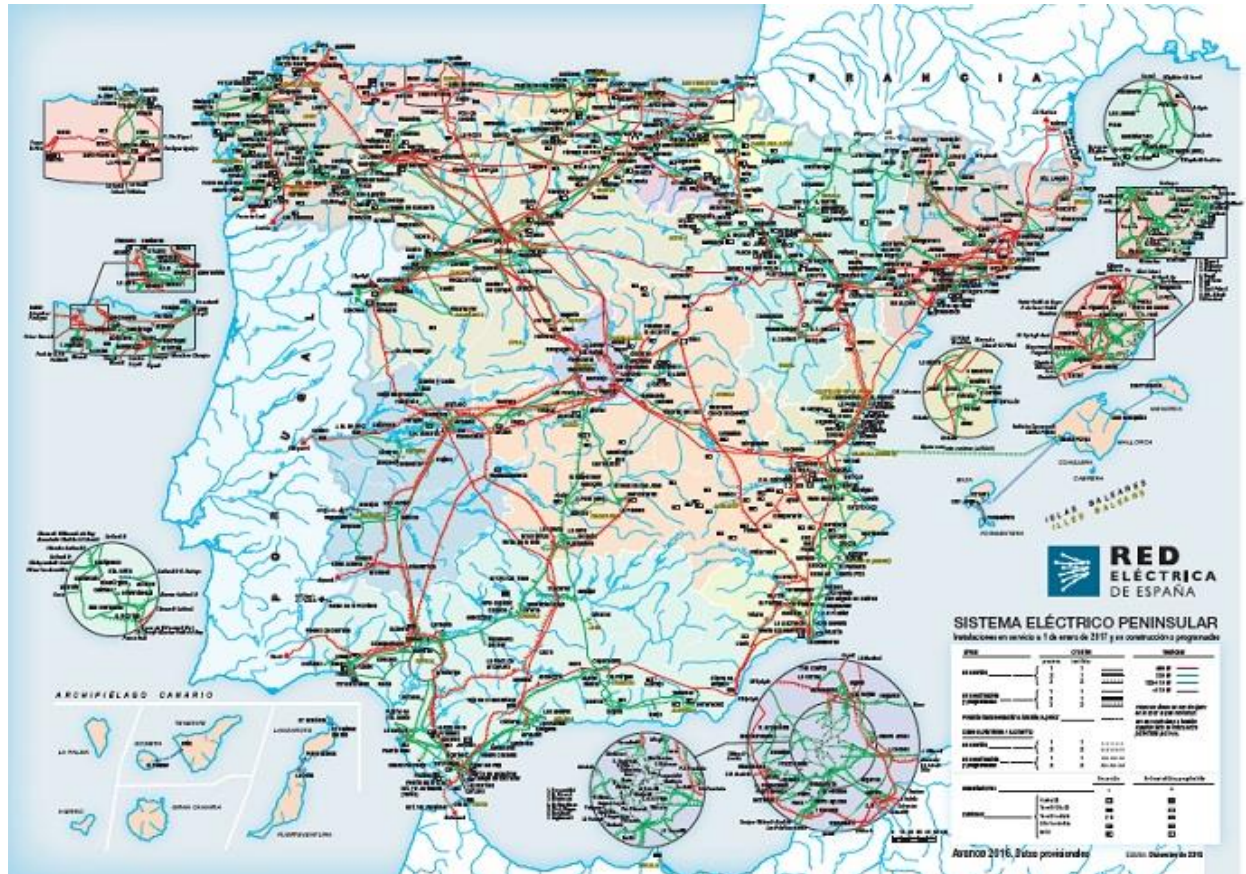
Fuente: Red Eléctrica de España

El mapa del sistema eléctrico español se muestra a continuación⁷⁰.

⁷⁰ Para mayor detalle se puede consultar en la web del TSO, en el link:

<http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red>

Figura A.2. Mapa del sistema eléctrico Peninsular



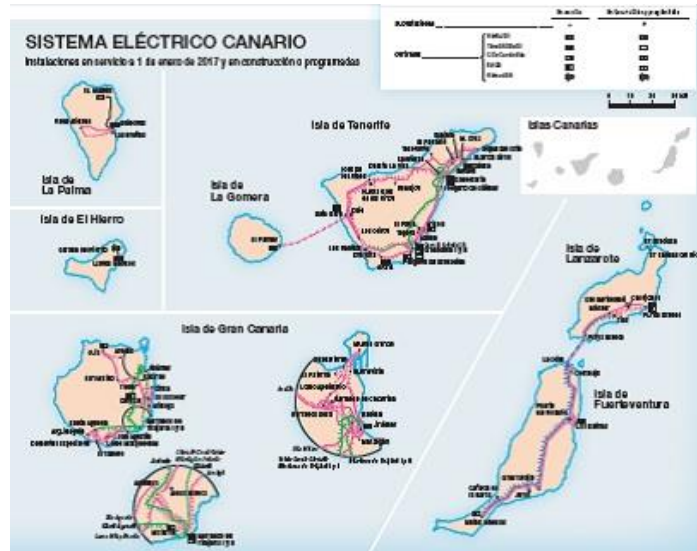
Fuente: Red Eléctrica de España

Figura A.3. Mapa del sistema eléctrico Balear



Fuente: Red Eléctrica de España

Figura A.4. Mapa del sistema eléctrico Canario



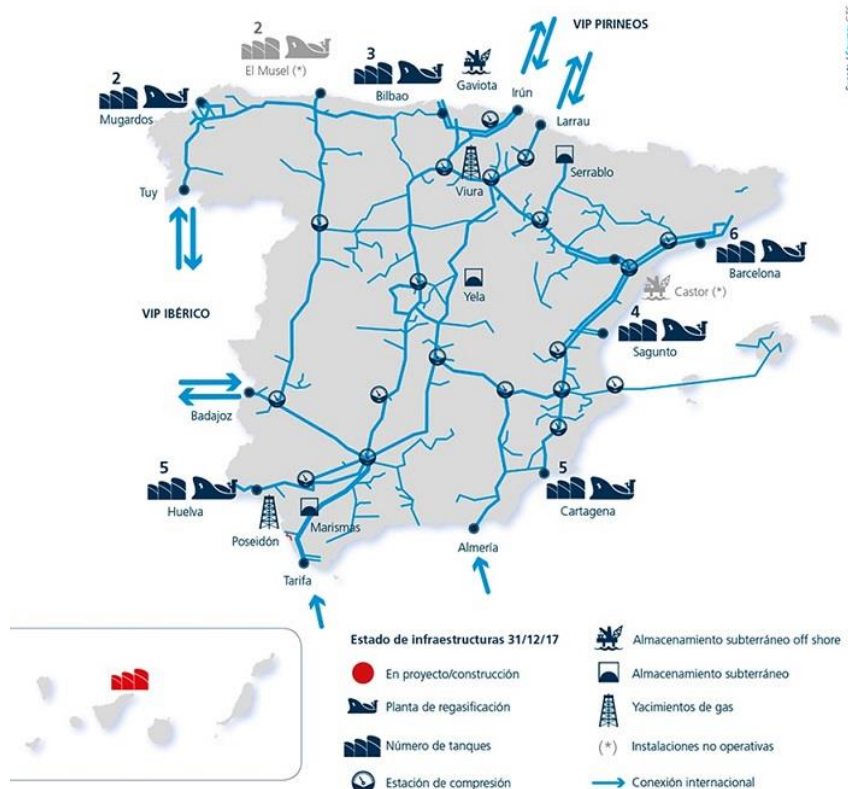
Fuente: Red Eléctrica de España

A.5.2.2 Infraestructura de transporte de gas

Características clave de la infraestructura existente de transporte de gas

España cuenta con una red de transporte de gas con capacidad suficiente para hacer frente a las necesidades aprovisionamiento y entrega a la red de distribución en el medio plazo.

Figura A.5. Mapa de la infraestructura de gas



Fuente: Sedigas

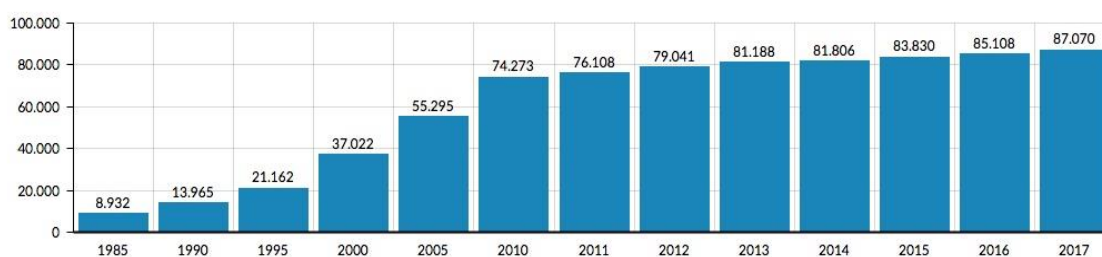
Red de gasoductos

En la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, se han establecido las siguientes definiciones:

- Gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión: aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o superior a 60 bares.
- Gasoductos de transporte secundario: aquellos cuya presión máxima de diseño está comprendida entre 60 y 16 bares.
- Gasoductos de distribución: aquellos cuya presión máxima de diseño sea igual o inferior a 16 bares y aquellos otros que, con independencia de su presión máxima de diseño, tengan por objeto conducir el gas a un único consumidor partiendo de un gasoducto de la Red Básica o de transporte secundario.

A finales de 2017 existían 11.369 km de gasoductos de transporte primario, 1.992 km de gasoductos de transporte secundario y 74.000 km de gasoductos de distribución, totalizando la red de transporte y distribución un total de 87.000 km. La mayor parte de esta red es de construcción reciente, tal y como muestra la figura inferior.

Figura A.6. Evolución de la longitud de las redes de transporte y distribución de gas natural (km)



Fuente: Sedigas

En lo referente a la red de transporte, durante el ejercicio 2017 solo se pusieron en marcha dos gasoductos de transporte secundario:

- El gasoducto Yeles-Seseña, con una presión máxima de servicio de 59 bares, una longitud de 9 km y un diámetro 8"
- El gasoducto Villacarrillo-Villanueva del Arzobispo con una presión máxima de 49,5 bares, una longitud de 12 km y un diámetro de 8".

Por último, la red de gasoductos cuenta con diecinueve estaciones de compresión que permiten vehicular el gas desde los distintos puntos de entrada del sistema a sus destinos finales, mostrándose en la figura A.5.

Plantas de regasificación

El sistema gasista contaba al finalizar el año 2017 con 6 plantas de regasificación operativas, con las siguientes características agregadas:

- Capacidad de regasificación: 1.900 GWh/día.
La producción media de las plantas durante 2017 fue de 496 GWh/día.
- Capacidad de almacenamiento de GNL: 3,3 millones de m³ de GNL (22,5 TWh).
El nivel medio de llenado de los tanques durante 2017 fue de 9,8 TWh.

En la siguiente tabla se muestran las plantas de regasificación operativas y sus características técnicas:

Tabla A.46. Plantas de regasificación

Planta regasificación	Capacidad máxima Vaporización	Almacenamiento GNL		Capacidad carga cisternas	Atraques	
	Nm ³ /h	Nº tanques	m ³ GNL	GWh/día	Nº atraques	m ³ GNL
Barcelona	1.950.000	6	760.000	15	2	266.000
Huelva	1.350.000	5	619.500	15	1	180.000
Cartagena	1.350.000	5	587.000	15	2	266.000
Bilbao	800.000	3	450.000	5	1	270.000
Sagunto	1.000.000	4	600.000	10,5	1	266.000
Mugardos	412.800	2	300.000	10,5	1	266.000
Total	6.862.800	25	3.316.500	71	8	Hasta 270.000

Fuente: Enagás GTS

Almacenamientos subterráneos

El sistema gasista contaba al finalizar 2017 con 4 almacenamientos subterráneos, operados como un almacenamiento único a efectos de la contratación comercial, con las siguientes características:

- Capacidad de almacenamiento útil: 31,7 TWh, descontado el gas colchón.
- Las existencias oscilaron en 2017 entre los 17 TWh (febrero) y 25 TWh (octubre), de los cuales 17 TWh correspondían a existencias estratégicas.
- Capacidad de inyección máxima: 127 GWh/día.
- Capacidad de extracción máxima: 215 GWh/día (punto más favorable de la curva de declino).

A.5.3 Mercados de la electricidad y el gas, precios de la energía

A.5.3.1 Mercados y precios de la electricidad

La evolución de los componentes del precio final de la energía durante los últimos años queda reflejada a continuación.

**Tabla A.47. Componentes del precio final medio de electricidad. Demanda peninsular.
Precios en barras de central.**

Años	Mercado diario	Intradiarios	Servicios de ajuste	Restricciones técnicas	Pagos por capacidad	Interrump.	Total
2007	41,08	0,00	0,94	1,34	3,90	0,00	47,26
2008	65,91	0,00	0,94	1,66	1,07	0,00	69,57
2009	38,17	-0,02	0,85	1,85	2,49	0,00	43,33
2010	38,46	-0,02	1,21	2,55	3,49	0,00	45,68
2011	50,97	-0,06	1,12	2,09	6,10	0,00	60,22
2012	48,84	-0,04	2,04	2,58	6,09	0,00	59,52
2013	46,23	-0,06	2,30	3,29	6,04	0,00	57,80
2014	43,46	-0,04	1,93	3,76	5,93	0,00	55,05
2015	51,67	0,00	1,30	2,98	5,03	1,98	62,95

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

A.5.3.2 Mercados y precios del gas

Situación actual del mercado de gas.

Aprovisionamientos

En la estructura de aprovisionamientos y los flujos de gas en los puntos de entrada destaca la importancia del abastecimiento de GNL (en torno al 40%) y el peso de Argelia como principal país suministrador (48% en 2017).

Los registros de aduanas publicados por la Agencia Tributaria y analizados por la CNMC en su Informe de Supervisión del Mercado de Gas Natural en España muestran para 2017 los siguientes hechos:

- El coste medio de los aprovisionamientos fue de 17,55 €/MWh, frente a los 15,58 €/TWh en 2016.
- Existe una elevada correlación entre los precios de aprovisionamientos de gas y el precio del barril de Brent, puesto que el precio de la mayor parte de contratos a largo plazo de las comercializadoras españolas, especialmente con Argelia, está indexado al precio del petróleo. Este hecho explica la subida de precio en 2017 respecto a 2016.

Mercado mayorista

Se define como el mercado integrado por las transacciones efectuadas por los comercializadores en el sistema gasista español, ya se realicen estas en las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos (gestionados como un único almacenamiento) o el Punto Virtual de Balance (PVB) de la red de gasoductos.

El mercado mayorista español se caracteriza por:

- El elevado peso del mercado no organizado, que concentró el 97,5% de las transacciones en 2017.
- Una actividad de trading más reducida que en otros Estados miembros por su reducida capacidad de interconexión con Francia y, por tanto, la reducción de las oportunidades de arbitraje.

- La importancia de las transacciones de GNL en los tanques de las plantas de regasificación, constituyendo seis hubs adicionales al PVB, concentrándose la mayor liquidez en la planta de Barcelona.
- Una importante concentración del mercado en un número reducido de empresas. En 2016, la cuota de transacciones notificadas al gestor técnico del sistema por las cinco empresas con mayor actividad en el mercado fue del 45%.

Las principales cifras que caracterizaron el mercado mayorista de gas en España son las siguientes:

- El total de gas transaccionado en el mercado mayorista no organizado (*over the counter*) en 2017 fue de 515 TWh, un 150% de la demanda nacional, distribuido en 177.000 operaciones. La mayor parte de estos volúmenes, en torno al 60%, se negocian en el PVB, correspondiendo el 38% restante a los tanques de las plantas de regasificación y apenas un 2% a los almacenamientos subterráneos.
- Por su parte, las transacciones realizadas en el mercado mayorista organizado (MIBGAS), supusieron un volumen de 13,38 TWh, un 3,8% de la demanda nacional, distribuido en 67.500 transacciones. Por el momento en MIBGAS solo se negocian productos con entrega en el PVB.

En lo referente al precio marginal del mercado mayorista, se puede considerar que su dinámica está influenciada por los siguientes precios:

- Precio del GNL en los tanques de las plantas de regasificación, incorporando el peaje de regasificación. Lógicamente el precio del GNL en los tanques depende a su vez de la evolución del precio de la materia prima, el coste del transporte en buque metanero y el peaje de descarga.
- Precio de los volúmenes flexibles de gas argelino vehiculado por los gasoductos Magreb y Medgaz, indexado al petróleo.
- Precio del gas en la zona de balance del Sur de Francia (*hub* TRS), incorporando los peajes de salida de la red francesa y de entrada a la red española.

Por tanto, el precio en el mercado mayorista es especialmente sensible a las variaciones del precio del GNL, así como a la evolución de los precios de los principales *hubs* de la UE, aunque esta influencia quede amortiguada por la reducida capacidad de interconexión y el elevado precio del peaje de salida de la red francesa. Precisamente el precio en el *hub* TRS, igualmente sensible a los precios del GNL e incrementado por el coste de los peajes, es el que más se aproxima en el largo plazo al precio en el mercado español.

Mercado mayorista organizado

El 15 de diciembre de 2015 comenzó sus operaciones el mercado organizado de gas, MIBGAS, en el que se negocian productos spot con entrega en el PVB. En el período transcurrido hasta diciembre de 2017 se ha producido un importante incremento del número de participantes, del volumen y número de ofertas y de transacciones:

Tabla A.48. Operaciones del mercado organizado de gas, MIBGAS

Operaciones en MIBGAS			
PARÁMETRO	2016	2017	2018*
Número de agentes dados de alta	44	65	71
Número medio diario de agentes activos	27	34	45
Volumen negociado (GWh)	6.566	13.376	11.285
<i>Churn rate</i> (volumen negociado /demanda nacional)	2,05%	3,81%	6,31%
Volumen producto intradiario (D) (GWh)	2.309	6.299	4.481
Volumen producto diario (D+1) (GWh)	2.635	4.107	3.010
Volumen producto diario (M+1) (GWh)	1.005	1.702	2.355

*Periodo enero-junio.

Fuente: Mercado Mayorista Organizado de Gas ⁷¹

Como se puede observar en la tabla anterior, en 2018 se ha alcanzado un grado de relativa madurez en el número de agentes registrados y activos, pero ha continuado creciendo el volumen de gas transaccionado. Esta tendencia es especialmente llamativa en el caso del producto mensual, que ha superado en el primer semestre de 2018 el volumen de gas casado en todo el ejercicio 2017.

Asimismo, el seguimiento de las métricas del *Gas Target Model* realizado por el operador del mercado, MIBGAS, en su *Informe Anual 2017* muestra cómo éstas aún se encuentran relativamente lejos de las que marcan los mercados más desarrollados de la UE, pero han experimentado un avance importante durante el ejercicio 2017.

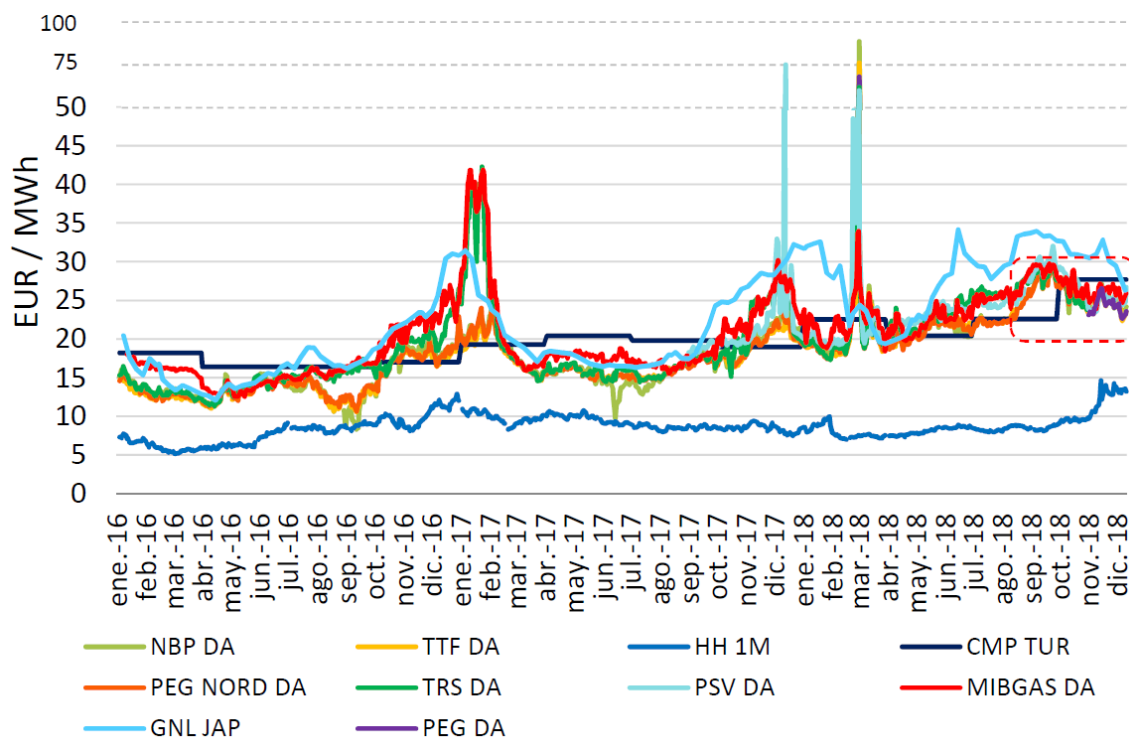
En relación a la evolución del precio, el mes de enero de 2017 muestra cómo en determinadas circunstancias los precios de los mercados del sur de Europa (MIBGAS y TRS) se han desacoplado del resto del continente, manteniendo durante más de un mes diferenciales de precio medios de 15 €/MWh con los *hubs* de referencia. En este episodio concreto, convergieron las siguientes circunstancias:

- Ola de frío en Francia y la Península Ibérica, con el consiguiente incremento de la demanda doméstica de gas.
- Indisponibilidad de centrales nucleares en Francia, con el consiguiente incremento de las importaciones de electricidad procedentes de otros Estados miembros, entre ellos España.
- Incremento de la demanda eléctrica en España por el incremento de las exportaciones, utilizándose mayoritariamente los ciclos combinados, aumentando la demanda de gas para el sector eléctrico.
- Compra de gas por los comercializadores españoles en el mercado spot tanto en el sur de Francia como en el mercado global de GNL.

En la siguiente grafica se puede ver una evolución de los precios de gas.

⁷¹Datos de número de agentes a 31/12/2016 y 2017; 30/06/2018. Resto de parámetros acumulados durante el ejercicio de referencia.

Figura A.7. Evolución del precio de los mercados de gas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Entre octubre y diciembre 2017 se reprodujo el fenómeno de desacoplamiento, con precios notablemente más elevados en la Península Ibérica y el sur de Francia.

Sin embargo, durante los primeros meses de 2018 la desconexión de MIBGAS respecto a otros *hubs* comunitarios, como consecuencia de la reducida capacidad de interconexión física y el elevado importe de los peajes, ha tenido consecuencias positivas para el mercado mayorista español. En efecto, las tensiones registradas entre el 28 de febrero y el 1 de marzo en los mercados continentales apenas se dejaron sentir en MIBGAS. En concreto, el precio del producto diario en MIBGAS alcanzó los 34 €/MWh frente a 89 €/MWh en NBP, 76 €/MWh, 68 €/MWh en PEG Nord y 62 €/MWh en TRS.

En todo caso, como se puede observar a lo largo de la serie histórica, los episodios en los que la desconexión de los mercados de la Península Ibérica determina precios más reducidos que en resto del continente son aislados y de corta duración, verificándose un precio del gas estructuralmente más elevado.

Mercado minorista

Se define este mercado como el conjunto de transacciones que han tenido lugar entre comercializadores y consumidores finales.

Las principales características del mercado minorista español son las siguientes:

- Reducida proporción de puntos de suministro respecto a la población, con reducida penetración en el segmento doméstico a causa de la climatología.
- Elevada concentración empresarial, con elevada cuota del mercado del operador incumbente que mantiene la mayor parte de la red de distribución.
- Precio final de venta del gas más elevado que en la media de la UE.

Los principales indicadores de este mercado en 2017 son los siguientes:

- Número de clientes: 7,8 millones.
- Número de comercializadores con ventas a cliente final: 71 comercializadores, pertenecientes a 54 grupos empresariales.

Las cuotas de mercado quedan recogidas en la siguiente tabla.

Tabla A.49. Cuotas de los operadores en mercado minorista de gas

Cuotas de los operadores en el mercado minorista	
Grupo empresarial	Cuota sobre volumen de ventas
Gas Natural Fenosa	39,6%
Endesa	16,6%
Unión Fenosa Gas	8,2%
Iberdrola	6,8%
Cepsa	5,0%
EDP	2,4%

Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

El valor del índice Herfindahl-Hirschman⁷² (HHI) es 2.034, habiendo registrado una mejora en el último ejercicio.

La concentración empresarial en el segmento doméstico-comercial es aún más acusada, pues Gas Natural Fenosa, con un HHI en términos del número de clientes de 3.076. Gas Natural Fenosa concentra el 54% de los clientes y el 50% de la cuota de ventas.

Por el contrario, en el mercado de gas industrial (HHI de 2.134) y para generación eléctrica (HHI de 1.631) existe una menor concentración.

La evolución de la concentración empresarial durante los últimos 6 años es estable, con Gas Natural Fenosa entre el 40 y el 47%, seguido de Endesa, entre el 15 y el 17%. Sí se ha producido un descenso de la cuota de las cinco mayores comercializadoras, del 84% al 76% de cuota agregada, como consecuencia del crecimiento de los pequeños comercializadores.

- Tasa de cambio de suministrador: 9,5%. Se ha mantenido relativamente estable desde el año 2013.
- Número de cortes por impago: 19.000 (2,43 cortes por cada 1.000 clientes). Ha descendido notablemente respecto a 2016.

Coexisten en el mercado minorista dos tipologías básicas de tarifas:

- Una tarifa regulada para consumidores los consumidores conectados a presiones inferiores a 4 bar, con consumos anuales no superiores a 50.000 kWh/año: el 21% del total de clientes y el 2% del volumen de ventas.
- El mercado libre: el 79% del total de clientes y el 98% del volumen de ventas.

⁷²Índice empleado para analizar el nivel de concentración en un mercado. A mayor nivel del mismo, mayor grado de concentración. De forma habitual se considera un mercado como no concentrado con valores inferiores a 1.000, entre 1.000 y 1.800 como moderadamente concentrado, y con un valor superior a 1.800 como concentrado.

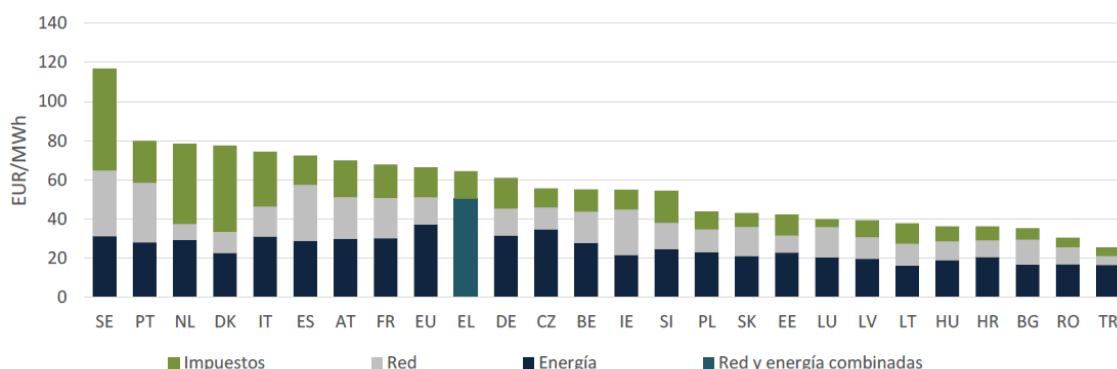
En referencia a los precios finales para el consumidor, la CNMC concluye que “en términos generales, en el mercado doméstico las ofertas de suministro de gas están, en su mayoría, referenciadas a la evolución de la tarifa de último recurso”.

El coste anual del suministro de gas para un cliente con derecho a acogerse a la TUR era el siguiente a finales de 2017:

- TUR1: 221,38 €/año para un cliente con un consumo de 2.500 kWh/año.
- TUR2: 619,50 €/año para un cliente con un consumo de 9.000 kWh/año.

Conforme a la comparativa de los precios de gas para un consumidor doméstico (en la banda de 2.500 a 5.000 kWh/año) realizada por la Comisión Europea, se comprueba que el precio en España es el séptimo más caro de la UE, debido tanto a un precio más elevado de la materia prima como al coste de las redes.

Figura A.8. Precio del gas natural para un consumidor doméstico en la UE en 2017 (€/MWh)



Fuente: Precios y costes de la energía en Europa, Comisión Europea, 2019

Proyecciones de la evolución de precios con las actuales políticas y medidas

El precio del gas en España en el horizonte de proyección del Plan se corresponde con las hipótesis de precio internacional de este combustible recomendadas por la Comisión Europea.

A.5.4 Componentes principales del precio de la electricidad y del gas

En cuanto a la electricidad, en la actualidad la factura del consumidor final de electricidad incorpora:

El coste de la energía, que integra:

- El coste en los mercados diario, intradiario y servicios ajuste.
- El coste de los pagos por capacidad.
- El coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en la península.
- Los costes de retribución a los operadores del mercado y del sistema.

Los peajes de acceso para cubrir los costes del sistema, que a día de hoy incluyen tanto los peajes de acceso a través de los cuales se retribuye el coste de las redes de transporte y distribución, como otros cargos que cubren básicamente los conceptos siguientes:

- El régimen retributivo específico para renovables y cogeneración.
- El sobrecoste de generación en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- La retribución del regulador.
- Las anualidades del déficit tarifario.
- El coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

El margen de comercialización que se aplique en la facturación por energía y/o potencia.

El coste del alquiler de los equipos de medida.

Impuestos de electricidad e IVA.

- En la actualidad, el impuesto de la electricidad es un 5,1127% sobre la facturación por energía y por potencia.
- El IVA es un 21% sobre el total de la factura, incluido el coste de alquiler de los equipos y el impuesto de la electricidad.

En cuanto al gas natural, España remite a Eurostat de forma semestral el precio medio del gas natural doméstico e industrial por bandas de consumo. Esta información se obtiene de la media nacional ponderada por ventas de los precios remitidos por las comercializadoras de gas natural al MITECO.

El precio actualmente se desglosa en precio con impuestos, precio sin IVA y precio sin impuestos, no obstante, se está trabajando en una futura desagregación en tres componentes: energía y suministro, redes, e impuestos, cargos y tasas. Como ejemplo, los precios medios remitidos a Eurostat para el primer semestre de 2018 (últimos disponibles) se detallan a continuación.

Tabla A.50. Precio medio del gas natural doméstico e industrial por bandas de consumo

Precio medio del gas natural doméstico e industrial por bandas de consumo Primer Semestre de 2018					
Banda de consumo doméstico	Consumo anual (GJ)		Precio sin impuestos (€/kWh)	Precio sin IVA (€/kWh)	Precio con impuestos (€/kWh)
D1	≥ 20	< 20	0,0701	0,0724	0,0876
D2		< 200	0,0526	0,055	0,0665
D3		≥ 200	0,0443	0,0466	0,0564
Banda de consumo no doméstico	Consumo anual (GJ)		Precio sin impuestos (€/kWh)	Precio sin IVA (€/kWh)	Precio con impuestos (€/kWh)
I1	≥ 10.000	< 1.000	0,0367	0,0372	0,045
I2		< 10.000	0,0349	0,0354	0,0429
I3		< 100.000	0,0285	0,029	0,0351
I4		< 1000.000	0,0241	0,0247	0,0299
I5		< 4.000.000	0,023	0,0236	0,0285
I6		≥ 4.000.000	0,0229	0,0234	0,0283

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

A.5.5. Energía nuclear en España

A.5.5.1 Cierre ordenado y escalonado del parque nuclear

Las empresas propietarias del parque nuclear y la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos (Enresa), empresa pública responsable de la gestión de los mencionados residuos, así como de las labores de clausura y desmantelamiento de los reactores, han acordado por unanimidad un calendario ordenado y escalonado de cierre de los siete reactores nucleares que permanecen activos, acuerdo que ha contado con el visto bueno del Gobierno.

Tras el consenso alcanzado entre los diferentes actores implicados, se procederá al cierre escalonado de cuatro reactores en el período de vigencia del presente PNIEC. Los tres restantes lo harán antes de finalizar 2035.

El cierre ordenado y escalonado del parque nuclear es compatible con la plena garantía del suministro eléctrico, tal y como queda acreditado en los informes de Red Eléctrica de España (ver anexo D.2).

Es plenamente compatible, asimismo, con el objetivo clave de este PNIEC de lograr una mitigación de emisiones en 2030 de al menos el 20% respecto al año 1990. Si se hubiese optado por el cierre de los reactores una vez que cumpliesen los 40 años de vida útil de diseño, la totalidad del parque nuclear hubiese quedado clausurado antes de 2030. Según los análisis de sensibilidad llevados a cabo con el modelo TIMES-Sinergia en esas circunstancias no hubiese sido posible alcanzar el objetivo arriba mencionado del 20% de mitigación de emisiones respecto al año 1990 de una manera coste eficiente.

Asimismo, fruto del mencionado acuerdo entre las partes, se dispone de un escalonamiento temporal suficientemente holgado como para que el proceso se lleve a cabo en condiciones idóneas tanto técnicas como de disponibilidad de quipos humanos. Finalmente, señalar que el marco temporal acordado permitirá capitalizar debidamente el fondo existente (Enresa) para las labores de cierre y desmantelamiento de las instalaciones.

A.5.5.2 Seguridad del suministro de combustible

En el PNIEC 2021-2030 se establecen las previsiones sobre la evolución de la contribución de la energía nuclear al mix energético en base al cual se elaborará el Séptimo Plan General de Residuos Radiactivos (7º PGRR).

El aseguramiento del suministro de combustible a las centrales nucleares hasta su cierre está garantizado por el propio Tratado Euratom y por la *European Supply Agency* (ESA), que supervisa todos los contratos de suministro de elementos combustibles establecidos por los titulares de las centrales en la UE.

A.5.5.3 Plan General de Residuos Radioactivos

La Ley de Energía Nuclear (LEN), Ley 25/1964, de 29 de abril, dispone en su artículo 38 bis(modificado por la disposición final novena de la Ley 11/ 2009 de 26 de octubre) que la gestión de residuos radioactivos y combustible nuclear gastado y el desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares, constituye un servicio público esencial que se reserva a la titularidad del Estado, encomendándose a la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, S.A,

(Enresa) la gestión de dicho servicio público, estando sus actividades y sistema de financiación actualmente recogidos en el Real Decreto 102/2014 de 21 de febrero para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radioactivos.

Asimismo, la Ley 11/ 2009, de 29 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario, establece que el sistema de financiación de este servicio público se efectúe mediante un sistema de tasas a cargo de los productores de los residuos radioactivos.

En el sistema de gestión de residuos radioactivos de España, el PGRR constituye el documento oficial que contempla las estrategias, actuaciones necesarias y soluciones técnicas a desarrollar en el corto, medio y largo plazo, encaminadas a la adecuada gestión de los residuos radioactivos, al desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares y radioactivas y al resto de actividades relacionadas con las anteriores, incluyendo las previsiones económicas y financieras para llevarlas a cabo. El 6º PGRR actualmente en vigor fue aprobado por el Gobierno en junio de 2006. Las labores de elaboración del 7º PGRR se encuentran muy avanzadas. En este nuevo PGRR se recogerán los aspectos financieros y estratégicos relacionados con el desmantelamiento de las instalaciones nucleares y la gestión de los residuos radiactivos.

El borrador del 7º Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), en fase final de elaboración de la propuesta al MITECO por parte de la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos S.A. (Enresa), contempla el calendario de cierre ordenado de las centrales nucleares actualmente en explotación entre 2025 y 2035, coherente con el definido en el PNIEC 2021-2030.

El borrador de 7º PGRR evalúa y actualiza todos los costes futuros de las actividades asociadas a las mencionadas estrategias y acordes con el calendario de cierre. En ese sentido, el sistema de gestión de residuos radiactivos y combustible gastado, incluido el desmantelamiento y clausura de instalaciones nucleares, dispone de un sistema de financiación, que se fundamenta en el principio de que “quien contamina, paga”, y que se basa en tasas que pagan los generadores de residuos y que alimentan el denominado “Fondo para la financiación de actividades del PGRR”, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por la Ley 11/2009, de 26 de octubre.

En virtud de la Ley, los tipos de gravamen y elementos tributarios para la determinación de la cuota de estas tasas pueden ser revisados por el Gobierno mediante Real Decreto, en base a una memoria económico-financiera actualizada del coste de las actividades correspondientes.

A.5.6 Descripción de subsidios energéticos (incluidos los combustibles fósiles)

El sector del carbón de España ha sufrido una profunda reestructuración en los últimos años en el marco establecido en la normativa de la UE (Decisión 2010/787/UE, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas, eliminándose desde el 31 de diciembre de 2018 las ayudas a las empresas mineras para compensar las pérdidas en el ejercicio, según lo establecido en el artículo 3 de dicha Decisión.

Asimismo, en cumplimiento de lo establecido en la Decisión 2010/787/UE, las subvenciones a las empresas de la minería del carbón que se mantienen en 2019 son las ayudas para cubrir los costes excepcionales asociados al cierre de las explotaciones mineras: ayudas sociales (prejubilaciones y bajas indemnizadas) y ayudas para los proyectos de restauración medioambiental. Por tanto, en 2019 no se contemplan subsidios a la producción de carbón.

Todos los precios de la energía en España están liberalizados, excepto ciertos suministros a consumidores domésticos donde en algunos productos como los Gases Licuados del Petróleo (GLP) se mantiene un régimen de precios máximos regulados tanto en el GLP envasado como en el GLP canalizado.

a) Subsidios fiscales

Los productos energéticos en España están sujetos al IVA a una tasa normal del 21% y las excepciones se aplican a ciertos usos, como en la aviación comercial y la navegación internacional. Además, los productos energéticos vendidos en el país están sujetos a varios impuestos, como el Impuesto sobre Hidrocarburos, el Impuesto Especial sobre la Electricidad o el Impuesto Especial sobre el Carbón.

España aplica determinados subsidios a los usos como combustibles o carburantes de los productos energéticos. El Impuesto sobre Hidrocarburos satisfecho por la utilización del gasóleo en la agricultura y ganadería es parcialmente devuelto, lo mismo para uso profesional como el transporte de mercancías, pasajeros y taxis con ciertos límites. Las exenciones de dicho impuesto están reguladas en los artículos 9 y 51 de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales. Asimismo, se aplican los tipos impositivos reducidos recogidos en el artículo 50 de dicha Ley, diferenciando en función del uso. En concreto, se contemplan los siguientes tipos reducidos por usos de hidrocarburos:

- Gasóleos utilizados como carburantes en los vehículos del artículo 54.2 de la Ley 38/1992 (motores estacionarios, vehículos especiales, vehículos agrícolas) y, en general, como combustible (calefacción): 96,71 euros por 1.000 litros.
- GLP destinados a usos distintos a los de carburante; 15 euros por tonelada.
- Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios: 0,65 euros por gigajulio.
- Gas natural destinado a usos con fines profesionales siempre y cuando no se utilicen en procesos de cogeneración y generación directa o indirecta de energía eléctrica: 0,15 euros por gigajulio.
- Queroseno destinado a usos distintos de los de carburante: 78,71 euros por 1000 litros.

- Biodiesel para uso como carburante en los usos previstos en el apartado 2 del artículo 54 y, en general, como combustible, y biometanol para uso como combustible: 96,71 euros por 1000 litros.

b) Otros Subsidios energéticos

A señalar, tal como refleja la tabla A.51:

1. Existencia de un régimen de ayudas a la energía renovable, cogeneración y residuos, régimen retributivo específico que garantiza una rentabilidad razonable para poder competir con el resto de las tecnologías.
2. Mecanismos por capacidad (incentivo a la inversión a largo plazo e incentivo a la inversión medioambiental).

Por tanto, de acuerdo con lo anteriormente expuesto en la siguiente tabla se enumeran todas las subvenciones a la energía vigentes a esta fecha, en particular a los combustibles fósiles y las medidas y planes para su progresiva eliminación.

Tabla A.51. Subvenciones a la energía 2019

Categoría	Descripción	Base legal en 2019	Tipo no reducido asimilable	Tipo	Cuantificación ayuda*	Planes extinción
Subvenciones a la Energía 2019 - Fiscales						
Tipos Impositivos reducidos	Tipo reducido del Impuesto sobre Gasóleos utilizados como carburantes en vehículos mencionados en art.54.2 (agricultura)	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	0,379	0,09671	0,28229 €/l	
	Tipo reducido Gasóleos utilizados como combustible (calefacción)	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	0,379	0,09671	0,28229 €/l	
	GLP destinados a usos distintos a los de carburante	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	57,47	15	42,47 €/t	
	Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	1,15	0,65	0,5 €/GJ	
	Gas natural destinado a usos con fines profesionales siempre y cuando no se utilicen en procesos de cogeneración y generación directa o indirecta de energía eléctrica	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	1,15	0,15	1 €/GJ	
	Queroseno destinado a usos distintos de los de carburante	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	0,378	0,07871	0,29929 €/l	
	Biodiesel para uso como carburante en los usos previstos en art.54 (agricultura y ganadería) y en general como combustible	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	0,379	0,09671	0,28229 €/l	
	Biometanol para uso como combustible	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.50	0,379	0,09671	0,28229 €/l	
Exenciones y devoluciones	Exención del impuesto especial para productos energéticos suministrados para su utilización como carburante en la navegación aérea distinta de la navegación aérea de recreo privada	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.9			Todo el importe del IEH (queroseno: 0,378 €/l))	
	Exención del impuesto especial de hidrocarburos para su utilización como carburante en el transporte por ferrocarril, construcción, modificación, pruebas y mantenimiento de aeronaves y embarcaciones, operaciones de dragado de vías navegables y puertos, inyección en altos hornos con fines de reducción química, añadidos al carbón que se utilice como combustible principal	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.51			Todo el importe del IEH (función del carburante)	
	Exención del impuesto especial en la fabricación e importación de hidrocarburos que se destinen a navegación aérea y marítima no de recreo, producción de electricidad o cogeneración en centrales eléctricas, fabricación o importación de biocarburantes o biocombustibles para investigación y otros	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.51			Todo el importe del IEH (función del carburante)	
	Devolución del impuesto especial para hidrocarburos utilizados en fines distintos a carburante en motor o combustible.	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.52			Todo el importe del IEH (función del carburante)	
	Devolución del impuesto para avituallamiento de gasóleo a embarcaciones para navegación distinta de la navegación de recreo privada	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.52			Todo el importe del IEH (función del carburante)	
	Devolución del impuesto para utilización de hidrocarburos en proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes o mezclados con otros contaminados	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.52			Todo el importe del IEH (función del carburante)	
	Devolución parcial del Impuesto Especial de Hidrocarburos por el gasóleo de uso profesional (aplica a determinados vehículos para su uso en transporte de mercancías, pasajeros y taxis)	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.52 bis 6.a			0,049 €/l	
	Devolución parcial del Impuesto Especial de Hidrocarburos por el gasóleo empleado en agricultura y ganadería	Ley 38/1992 de impuestos especiales Art.52 ter	0,379	0,06371	0,31529 €/l	

ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES:
ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO

Categoría	Descripción	Base legal en 2019	Tipo no reducido asimilable	Tipo	Cuantificación ayuda*	Planes extinción
Subvenciones a la Energía 2019 – Otros subsidios energéticos						
Régimen de ayudas a la Energía renovables, cogeneración y residuos	Régimen retributivo específico aplicable a las instalaciones de energías renovables ("State aid SA.40348"), aprobado por Decisión de la Comisión C(2017) 7384 final. Garantiza una rentabilidad razonable para poder competir con el resto tecnologías.	Ley 24/2013, Real Decreto 413/2014, Orden IET/1045/2014, posteriores Órdenes reguladoras del procedimiento de asignación y convocatorias.			Es muy variable en función de la tecnología y del año de la puesta en marcha de las instalaciones.	España se comprometió a no aplicarlo a nuevos procedimientos de asignación más allá del 10/jun/2024 sin nueva aprobación previa de la Comisión.
Mecanismos de capacidad, en particular con combustibles fósiles	1. Incentivo a la Inversión a Largo Plazo: pago por capacidad, de 10.000€/MW/año durante 20 años, que actualmente solo cobran las centrales de ciclo combinado de gas más recientes, así como un par de centrales hidráulicas (por ser las tecnologías que se han puesto en servicio en los último 20 años)	Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007				1. Incentivo a la Inversión a Largo Plazo: pago por capacidad, de 10.000€/MW/año durante 20 años, que actualmente solo cobran las centrales de ciclo combinado de gas más recientes, así como un par de centrales hidráulicas (por ser las tecnologías que se han puesto en servicio en los último 20 años)
	2. Incentivo a la Inversión Medioambiental: Incentivo a la inversión a largo plazo destinado a la realización de inversiones en mejoras medioambientales en unidades de producción que utilicen carbón como combustible principal. 8.750€/MW/año durante 10 años	Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008 (DA 2ª)			8.750€/MW/año durante 10 años. Coste total en 2019: 25,3M€	A extinguir, cerrado para nuevas inversiones. 2020 será el último ejercicio con pagos por este concepto (6M€)

* La cuantificación de la ayuda en el caso de tipos impositivos reducidos se ha calculado como la diferencia entre el tipo aplicable al consumo de hidrocarburos sin bonificación y el tipo reducido

A.6 INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD

Este apartado muestra la situación actual, así como las proyecciones de los ámbitos relacionados con la investigación, la innovación y la competitividad., aspecto fundamental de una política energética de largo plazo.

A.6.1 Nivel de gasto público y privado en investigación e innovación

La financiación estatal de la I+i+c para la transición energética y el cambio climático se articula y ejecuta a través de diferentes instrumentos y organismos, todos ellos dependientes del Ministerio de Ciencia e Innovación.

Esta financiación se puede desglosar en financiación de proyectos de I+i+c y de la infraestructura pública de investigación y desarrollo. Se canaliza a través de:

- El Centro Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI): Financiación de proyectos de I+i+c empresarial.
- La Agencia Estatal de Investigación (AEI): Financiación de formación y atracción de personal investigador; proyectos de investigación básica y aplicada tanto nacionales como dentro de Espacio Europeo de Investigación o “ERA-NETS”.
- El propio MCI: Financiación de los Organismos Públicos de Investigación.

En el caso del CDTI, en el marco del Plan Estatal y tomando como referencia el año 2017 ha aprobado en el área de energía 84 proyectos de investigación e innovación desarrollados por empresas con distintas modalidades de ayudas (ayudas reembolsables, ayudas parcialmente reembolsables y subvenciones). El conjunto de estas ayudas han dado lugar a una inversión total de más de 109 M€ y unos compromisos de aportación pública por valor de 76 M€⁷³.

Dentro del área sectorial de la energía, la I+i+c en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes supone el 64,7% de los proyectos aprobados, el 57,1% de los compromisos de aportación pública y el 68,1% del presupuesto total de inversión empresarial. Estas inversiones sectoriales en energía representan el 6% de las operaciones totales financiadas y el 9% del compromiso de aportación. Es notable que existe un recorrido y potencial de desarrollo grande en esta dirección.

Por otra parte, CDTI también es responsable de la gestión de la Sociedad INNVIERTE ES, S.A., S.C.R, cuyo cometido es potenciar la inversión de capital riesgo en el sector tecnológico español, impulsando empresas innovadoras o de base tecnológica (principalmente pequeñas y medianas empresas) y facilitando la participación estable del capital privado a largo plazo mediante la inversión en vehículos público-privados.

⁷³Convocatorias 2017 mediante subvenciones: CIIP, Subprograma Interempresas Internacional; INNO, Programa Innoglobal Subvenciones; SERA, Eranet; y SNEO, Subvenciones Neotec. El Programa Feder-InnInterconecta no fue convocado en 2017. Convocatorias permanentes CDTI: ID, que contemplan los Proyectos de I+I, CIEN, Proyectos Estratégicos, Proyectos Eureka, Iberoeka,...; y LIC, Proyectos de Innovación.

Las inversiones de los vehículos de capital riesgo apoyados por INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2017, se presenta en la tabla a continuación.

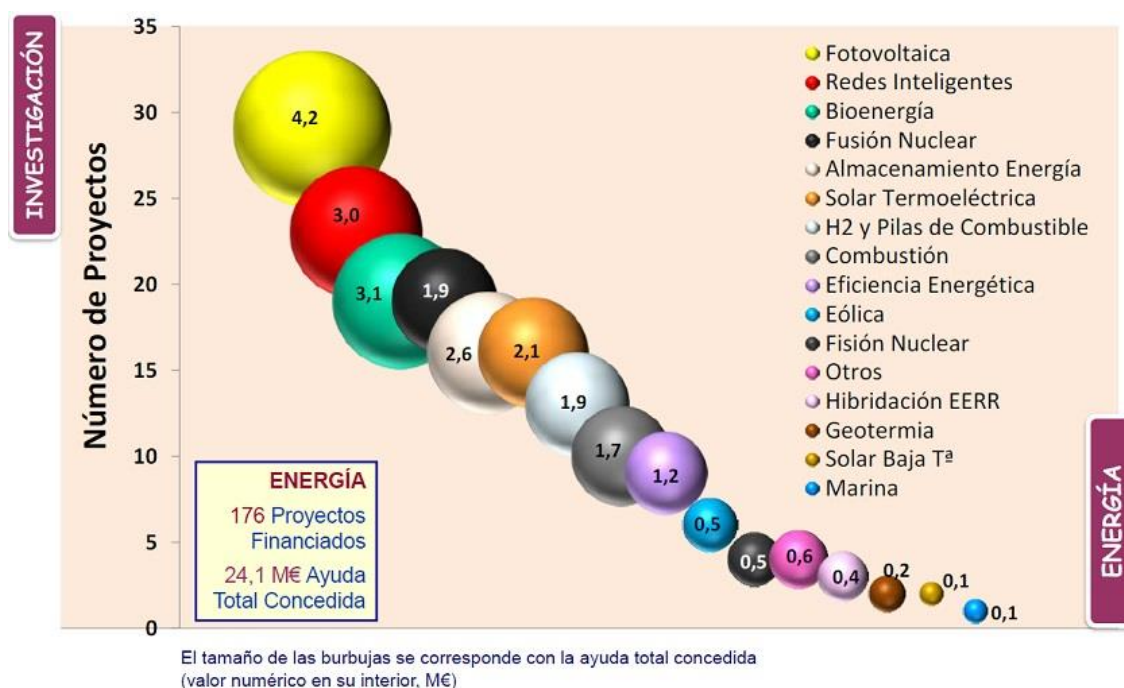
Tabla A.52. Inversiones programa INNVIERTE en energía y medio ambiente

Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
AGBAR	7	10.726.957
Iberdrola	2	1.200.000
Repsol	4	5.507.822

Fuente: Centro Desarrollo Tecnológico e Industrial

La AEI, por su parte gestiona la financiación de la investigación y el desarrollo ejecutada por centros públicos de investigación y universidades, así como la colaboración público-privada. Concretamente dentro del Programa Estatal de I+D+i orientado a los Retos de la Sociedad y específicamente para proyectos I+D+i “Retos Investigación” en el Reto 3: Energía eficiente, segura y limpia, en las anualidades 2014, 2015 y 2016 han financiado 176 proyectos siendo 24,1 M€ la ayuda total concedida.

Figura A.9. Financiación de proyectos de energía del Programa Estatal de I+D+i - Retos de la Sociedad (M€)



Fuente: Agencia Estatal de Innovación

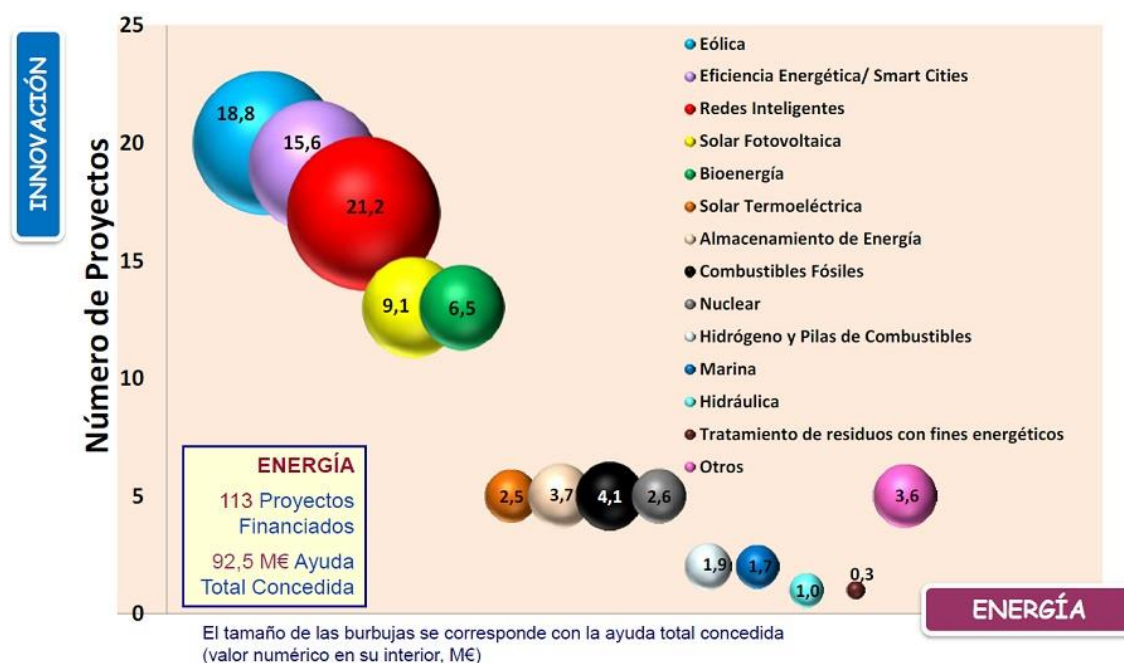
El mayor número de proyectos financiados corresponden a fotovoltaica, seguido de redes eléctricas/Inteligentes, bioenergía, fusión nuclear, almacenamiento de energía y solar termoelectrica. A continuación, proyectos relacionados con hidrógeno y pilas de combustible, combustión/CO₂ y eficiencia energética.

Por último, como líneas más minoritarias, están eólica, fisión nuclear, geotermia y solar baja temperatura, y con un solo proyecto financiado aparece la energía marina. 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. Por último, cabe destacar la existencia de tres proyectos consistentes en investigación sobre hibridación de energías renovables.

Por otra parte, dentro del mismo programa estatal, pero en la convocatoria Retos – Colaboración (Colaboración público-privada) en el Reto 3: Energía eficiente, segura y limpia, en las anualidades 2014, 2015 y 2016 ha financiado un total de 113 proyectos siendo 92,5 M€ la ayuda total concedida.

Figura A.10. Financiación de proyectos de energía del Programa Estatal de I+D+i – Retos Colaboración (M€)



Fuente: Agencia Estatal de Innovación

Encontramos históricamente dos grandes bloques claramente diferenciados:

En el primero de ellos, con mayor número de proyectos financiados y mayor ayuda concedida, están las temáticas de energía eólica, eficiencia energética/ ciudades Inteligentes (se han considerado conjuntamente ante la imposibilidad de separarlas), redes eléctricas/inteligentes, solar fotovoltaica y bioenergía.

En el segundo bloque, muy por detrás del primero en cuanto a número de proyectos financiados, están solar termoelectrica (normalmente son proyectos pequeños y relacionados con el recurso), almacenamiento de energía (es posible que algunos de los proyectos de redes eléctricas incluyan también en parte esta temática), combustibles fósiles, energía nuclear de fisión, hidrógeno y pilas de combustible, energía marina, hidráulica y otros.

A.7 TABLAS ANEXOS REGLAMENTO GOBERNANZA 2018/1999

A.7.1 Tabla Anexo I Parte 2 Escenario Tendencial

Tabla A.53. Parámetros, variables y balances del Escenario Tendencial

	Unidades	2015	2020	2025	2030
1. Parámetros y variables generales					
1 Población	millones	46,45	46,58	46,80	47,15
2 PIB (constantes 2016)	Miles de millones €	1.070,71	1.223,4	1.333,8	1.421,4
4 Número de hogares	millones	18,35	18,58	19,25	19,82
5 Tamaño de los hogares	habitantes/hogares	2,53	2,51	2,43	2,38
7 Pasajeros-km	millones pkm				
Autobuses	millones pkm	54.869,30	60.591,52	62.193,01	63.396,52
Automóviles	millones pkm	469.924,14	518.517,95	532.222,84	542.522,04
Motocicletas	millones pkm	36.400,03	43.386,11	44.532,84	45.394,61
Ferrocarril	millones pkm	33.069,61	36.712,32	37.682,66	38.411,87
Aviación	millones pkm	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Navegación interior	millones pkm	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
8 Transporte mercancías	millones tkm				
Carretera	millones tkm	256.689,00	285.048,39	302.872,16	316.688,53
Ferrocarril	millones tkm	10.811,61	11.656,31	12.385,17	12.950,15
Navegación interior	millones tkm	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
9 Precios internacionales de importación ⁷⁴	EUR/GJ				
Petróleo	EUR/GJ	8,02	11,90	15,73	17,33
Gas	EUR/GJ	6,95	7,59	9,64	10,49
Carbón	EUR/GJ	2,01	2,85	3,16	3,79
10 Precios del carbón en el RCDE ⁷⁴	EUR/ton CO ₂	7,80	15,50	23,30	34,70
11 Hipótesis de los tipos de cambio respecto del euro y del dólar estadounidense (si procede)	Dólar/EUR	1,12	1,16	1,20	1,20
12 Número de grados-día de calefacción		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
13 Número de grados-día de refrigeración		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
14 Hipótesis de coste de las tecnologías utilizadas en modelización respecto de las principales tecnologías pertinentes		Ver tabla A.7	Ver tabla A.7	Ver tabla A.7	Ver tabla A.7
2. Balances energéticos e indicadores					
2.1 Suministro de energía					
1 Producción autóctona por tipo de combustible	ktep	33.564,01	37.189,27	38.713,45	40.878,03
Carbón	ktep	1246,00	736,12	0,00	0,00
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	236,00	145,78	146,89	147,99
Gas natural	ktep	54,00	48,66	49,03	49,40
Energía nuclear	ktep	14.903,00	15.118,17	15.118,17	15.118,17
Fuentes renovables de energía	ktep	16.873,00	20.684,73	22.950,80	25.174,50
Residuos	ktep	252,01	455,80	448,57	387,97
2 Importaciones netas por tipo de combustible ⁷⁵	ktep	95.422,50	92.457,65	89.623,30	86.081,08
Carbón	ktep	10.239,91	9.614,54	4.996,80	4.506,32
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	61.815,40	54.804,46	53.625,84	51.609,86
Gas natural	ktep	23.774,87	27.095,73	29.962,65	30.209,16
Electricidad	ktep	-11,44	761,82	426,83	-201,38
Fuentes renovables de energía	ktep	-369,25	181,11	611,18	-42,88
3 Dependencia importaciones de terceros países	%	73,00%	71,312%	69,83%	67,80%
4 Principales fuentes de importación (países) con los principales vectores energéticos (incluidos el gas y la electricidad) ⁷⁶					
Primer país de origen de las importaciones de electricidad (FR)	% del total de importaciones	61%		83,88%	87,41%
Segundo país de origen de las importaciones de gas (Portugal)	% del total de importaciones	39%		16,12%	12,59%
5 Consumo interior bruto por tipo de combustible	ktep	122.929,54	129.646,92	128.336,75	126.959,11
Carbón	ktep	13.583,20	10.350,66	4.996,80	4.506,32
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	53.044,59	54.950,24	53.772,73	51.757,85
Gas natural	ktep	24.538,11	27.144,38	30.011,68	30.258,56
Energía nuclear	ktep	14.903,20	15.118,17	15.118,17	15.118,17
Electricidad	ktep	-11,44	761,82	426,83	-201,38
Fuentes renovables de energía	ktep	16.619,87	20.865,84	23.561,98	25.131,62
Residuos	ktep	252,01	455,80	448,57	387,97
2.2 Electricidad y calor					
1 Producción bruta de electricidad	GWhe	280.911,00	281.720,46	290.097,29	304.592,65
2 Producción bruta de electricidad por combustible	GWhe				

⁷⁴ En consonancia con las recomendaciones de la Comisión.

⁷⁵ Incluida electricidad y divididas entre intraeuropeas y extraeuropeas.

⁷⁶ Solo se incluyen las importaciones de electricidad.

ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES:
ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO

	Unidades	2015	2020	2025	2030
Energía nuclear	GWhe	57.196,00	58.039,00	58.039,00	58.039,00
Carbón	GWhe	52.676,00	33.004,14	12.649,62	10.290,18
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	GWhe	17.241,00	12.604,28	11.907,91	11.122,80
Gas natural	GWhe	52.498,00	55.844,20	65.203,86	62.931,17
Biomasa y residuos	GWhe	5.789,00	6.823,25	6.730,71	6.303,39
Hidráulica (excluido bombeo)	GWhe	28.140,00	28.288,21	27.934,69	27.581,18
Eólica	GWhe	49.325,00	60.021,53	71.521,53	83.021,53
Solar	GWhe	13.859,00	21.642,62	30.640,68	39.638,74
Geotérmica y otras fuentes renovables de energía	GWhe	743,00	813,06	829,10	1.024,48
Bombeo	GWhe	3.228,00	4.640,18	4.640,18	4.640,18
Otros	GWhe	216,00	0,00	0,00	0,00
3 Cuota de generación eléctrica de la cogeneración en el total⁷⁷	%	10,50%	10,13%	8,28%	4,55%
4 Capacidad de generación de electricidad por fuentes⁷⁸	GW	107,17	111,68	114,94	122,91
Energía nuclear	GW	7,40	7,40	7,40	7,40
Carbón	GW	11,36	7,96	2,18	2,18
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	GW	4,27	4,24	4,08	3,93
Gas natural	GW	31,76	31,40	30,63	28,86
Biomasa y residuos	GW	1,95	1,08	1,04	0,93
Hidráulica (excluido bombeo)	GW	16,79	15,75	15,75	15,75
Eólica	GW	22,93	28,03	33,03	38,03
Solar	GW	7,15	11,22	16,22	21,22
Geotermia y otras fuentes renovables de energía	GW	0,22	0,21	0,21	0,21
Bombeo	GW	3,34	4,39	4,39	4,39
Otros	GW	0,00	0,00	0,00	0,00
5 Generación de calor mediante instalaciones térmicas	GWhe	0,00	N.D.	N.D.	N.D.
6 Generación de calor mediante centrales de cogeneración⁷⁹	GWhe	33.409,00	34.204,08	28.493,28	15.793,38
2.3 Sector de la transformación					
1 Aportaciones de combustible para la generación de energía térmica	ktep	23.692,22	18.583,33	15.428,37	15.014,37
Carbón	ktep	11.868,32	7.201,14	3.011,57	2.452,99
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	3.563,87	3.098,48	2.270,77	2.163,22
Gas natural	ktep	8.260,04	8.274,68	10.144,18	10.396,86
2 Aportaciones de combustible para otros procesos de conversión	ktep		9.157	8.836	8.218
2.4 Consumo de energía					
1 Consumo de energía primaria (excluidos consumos no energéticos)	ktep	118.579,80	124.524,77	122.894,33	121.268,41
1 Consumo de energía final (incluye consumos no energéticos)	ktep	84.542,00	92.132,53	93.504,15	92.828,79
2 Consumo de energía final por sector (excluye consumos no energéticos)	ktep				
Industria	ktep	18.901,00	20.131,27	21.010,67	21.579,11
Residencial	ktep	14.882,00	14.781,81	14.158,55	13.350,02
Terciario	ktep	10.524,03	11.343,19	11.136,60	10.833,98
Transporte	ktep	33.423,00	37.936,47	38.862,34	38.424,83
Agricultura	ktep	2.501,16	2.817,64	2.893,57	2.950,15
Transporte de pasajeros	ktep		25.892,10	26.441,68	25.523,26
Transporte de mercancías	ktep		12.044,37	12.420,66	12.831,54
3 Consumo de energía final por combustible (excluye consumos no energéticos)	ktep				
Carbón	ktep	1.503,28	1.525,43	1.585,59	1.644,02
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	40.674,41	42.289,54	41.858,77	40.183,65
Gas natural	ktep	13.139,40	15.203,30	16.357,39	16.482,25
Electricidad	ktep	19.951,68	20.581,87	21.049,46	21.646,37
Calor	ktep				
Fuentes renovables de energía	ktep	5.291,99	7.114,88	6.897,96	6.856,25
Residuos	ktep	2,41	295,37	312,56	325,55
4 Consumo no energético final	ktep	4.349,73	5.122,14	5.442,43	5.690,70
5 Intensidad de energía primaria de la economía general⁸⁰	tep/millones euro	114,81	105,98	96,22	89,32
2.6 Inversiones					
Costes de inversión relacionados con la energía comparados con el PIB ⁸¹	% de PIB		0,34%		0,31%
2.7 Energías renovables					
1 Consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables y cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía y por sector y por tecnología⁸²	%				
Cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía	%	16,00%	20,04%	22,95%	25,88%
Calefacción y refrigeración	%	16,84%	17,96%	21,69%	25,07%
Electricidad	%	37,00%	41,32%	47,50%	52,75%
Transporte	%	1,00%	10,10%	10,04%	10,89%

⁷⁷ Electricidad generada en las cogeneraciones dividido por la electricidad bruta generada, incluida la generación en bombeo.

⁷⁸ Incluidos los desmantelamientos y las nuevas inversiones.

⁷⁹ Incluido el calor residual industrial.

⁸⁰ Consumo de energía primario/PIB.

⁸¹ Estas inversiones incluyen solo aquellas directamente asociadas a la implementación del PNIEC.

⁸² Las trayectorias intermedias se encuentran en la tabla A.12.

**ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES:
ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO**

		Unidades	2015	2020	2025	2030
	Contribución del consumo final de energía renovable en el transporte al objetivo general	%		2,71%	2,66%	2,59%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado A del listado del Anexo IX ⁸³	%		1,78%	1,55%	1,78%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado B del listado del Anexo IX ⁸³	%		0,23%	0,35%	0,84%
	Contribución de biocombustibles consumidos en el transporte producidos de cultivos alimentarios	%		6,75%	6,93%	6,35%
	Consumo final bruto de energías renovables en calefacción y refrigeración	ktep	4.663,00	5.319,50	6.703,16	7.735,53
	Producción de energía renovable	ktep	8.642,00	10.159,83	11.862,66	13.498,14
	Consumo final bruto de energías renovables en el transporte	ktep	176,00	2.422,38	2.433,65	2.357,97
	Total del consumo final bruto de energías renovables	ktep	13.481,00	17.901,71	20.999,47	23.591,64
	Cuota de biocombustibles a partir de cultivos alimentarios	%		6,75%	6,93%	6,35%
	Cuota de biocombustibles avanzados	%		2,02%	1,91%	2,62%
3. Indicadores relativos a las emisiones y la absorción de GEI						
1	Emisiones de GEI por sector (RCDE, Reglamento sobre el reparto del esfuerzo y UTCUTS)	teq.CO₂	335.809.458	324.475.532	304.804.134	292.993.633
	Emisiones RCDE (en el ámbito RCDE de 2013)	teq.CO ₂	139.751.465	125.168.662	109.785.991	106.694.596
	Reglamento sobre el reparto del esfuerzo (en el ámbito de 2013)	teq.CO ₂	196.057.993	199.306.870	195.018.143	186.299.037
	UTCUTS (contabilizado de acuerdo con los requisitos de la legislación de la UE)	teq.CO ₂	-44.097.664	-41.423.989	-39.750.945	-36.021.456
2	Emisiones de GEI por sector del IPCC y por gas (cuando sea pertinente, desglosado en RCDE y RRE)	teq.CO₂	<i>Please use for reporting on GHG emissions by IPCC sector and gas the same excel template as used for reporting on Annex XII to Commission Implementing Regulation (EU) 749/2014 (IPArticle23_table1), next due 15/3/2019. It is provided as separate file.</i>			
	Transformación, energía primaria e intercambios	teq.CO ₂	16.796.815	18.920.018,00	18.604.614,00	17.361.019,00
	Agricultura	teq.CO ₂	34.532.980	34.622.675,00	34.578.946,00	34.534.945,00
	Generación Eléctrica	teq.CO ₂	74.050.523	57.013.146,00	42.228.410,00	43.024.908,00
	Industria (combustión)	teq.CO ₂	40.462.329	38.233.671,00	36.888.827,00	33.512.444,00
	Industria (procesos)	teq.CO ₂	21.036.000	21.697.375,00	22.002.913,00	22.165.517,00
	Residencial	teq.CO ₂	17.212.310	16.705.507,00	15.345.116,00	13.426.858,00
	Terciario	teq.CO ₂	10.923.001	11.608.447,00	10.981.128,00	9.965.735,00
	Transporte	teq.CO ₂	83.197.462	89.761.816,00	90.720.773,00	88.193.394,00
3	Intensidad de carbón de la economía general	teq.CO₂/PIB (Millones EUR)	313,633	265,235	228,529	206,136
4	Indicadores relacionados con las emisiones de CO₂	teq.CO₂/MWh				
a	Intensidad de carbono de la producción de electricidad y vapor	teq.CO₂/MWh	0,264	0,202	0,146	0,141
b	Intensidad de carbono de la demanda de energía final por sector	teq.CO₂/tep	4,188	3,729	3,461	3,362
	Industria	teq.CO ₂ /tep	3,254	2,977	2,803	2,580
	Residencial	teq.CO ₂ /tep	1,157	1,130	1,084	1,006
	Terciario	teq.CO ₂ /tep	1,038	1,023	0,986	0,920
	Transporte de pasajeros	teq.CO ₂ /tep		2,366	2,334	2,299
	Transporte de mercancías	teq.CO ₂ /tep				
5	Parámetros relacionados con las emisiones distintas de las de CO₂					
a	Ganado	1000 heads				
	Vacuno de leche	1000 heads	848,7	816	798	779
	Vacuno distinto del de leche	1000 heads	5.359,8	5.558	5.563	5.568
	Porcino	1000 heads	27.677,9	29.228	30.280	31.331
	Ovino	1000 heads	16.026,4	15.160	14.155	13.151
	Aves de corral	1000 heads	127.143,1	131.016	131.260	131.504
b	Aportaciones de nitrógeno resultante de la aplicación de abonos sintéticos	kt nitrógeno	1.068	1.000	970	940
c	Aportaciones de nitrógeno resultante de la aplicación de estiércol	kt nitrógeno	670	691	665	641
d	Nitrógeno fijado por cultivos fijadores de nitrógeno	kt nitrógeno	NE	NE	NE	NE
e	Nitrógeno en residuos de cultivos que retornan a los suelos	kt nitrógeno	120	123	126	129
f	Área de suelos orgánicos cultivados	hectáreas	NO	NO	NO	NO
g	Generación de residuos sólidos urbanos (RSU)	t	21.158.000	21.754.011	20.786.549	19.819.088
h	Residuos sólidos urbanos (RSU) depositados en vertederos	t	12.129.000	9.789.305,0	7.074.752,0	4.360.199,0
i	Proporción de CH₄ recuperado del total de CH₄ generado en los vertederos	%	18,0%	18,0%	20,0%	20,0%

Todos los parámetros y variables marcadas en verde:

Ya se solicitan actualmente bajo la legislación vigente (MMR, RES Directive o Directiva de Eficiencia Energética)

Todos los parámetros y variables marcadas en rojo:

Deberán proporcionarse considerando los resultados de las herramientas complementarias como modelos estándar del sistema energético.

Todos los parámetros y variables marcadas en naranja:

Se corresponden con indicadores que deben de ser calculados con parámetros y variables ya disponibles en el fichero Excel facilitado.

N.A. No aplica. No han sido utilizados.

N.D. No disponible.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

⁸³ Consumidos en el transporte.

A.7.2 Tabla Anexo I Parte 2 Escenario Objetivo

Tabla A.54. Parámetros, variables y balances del Escenario Objetivo

	Unidades	2015	2020	2025	2030
1. Parámetros y variables generales					
1 Población	millones	46,45	46,58	46,80	47,15
2 PIB (constantes 2016)	Miles de millones €	1.070,71	1.223,35	1.333,77	1.421,36
4 Número de hogares	millones	18,35	18,58	19,25	19,82
5 Tamaño de los hogares	habitantes/hogares	2,53	2,51	2,43	2,38
7 Pasajeros-km	millones pkm				
Autobuses	millones pkm	54.869,30	60.591,52	86.187,56	112.101,04
Automóviles	millones pkm	469.924,14	518.517,95	480.630,82	426.725,07
Motocicletas	millones pkm	36.400,03	43.386,11	44.147,96	44.716,05
Ferrocarril	millones pkm	33.069,61	36.712,32	61.685,81	87.131,54
Aviación	millones pkm	ND	ND	ND	ND
Navegación interior	millones pkm	ND	ND	ND	ND
8 Transporte mercancías	millones tkm				
Carretera	millones tkm	256.689,00	284.979,52	291.692,97	293.815,70
Ferrocarril	millones tkm	10.811,61	11.653,49	23.259,61	34.811,06
Navegación interior	millones tkm	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
9 Precios internacionales de importación ⁷⁴	EUR/GJ				
Petróleo	EUR/GJ	8,02	11,90	15,73	17,33
Gas	EUR/GJ	6,95	7,59	9,64	10,49
Carbón	EUR/GJ	2,01	2,85	3,16	3,79
10 Precios del carbón en el RCDE ⁷⁴	EUR/ton CO ₂	7,80	15,50	23,30	34,70
11 Hipótesis de los tipos de cambio respecto del euro y del dólar estadounidense (si procede)	Dólar/EUR	1,12	1,16	1,20	1,20
12 Número de grados-día de calefacción		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
13 Número de grados-día de refrigeración		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
14 Hipótesis de coste de las tecnologías utilizadas en modelización respecto de las principales tecnologías pertinentes.		Ver tabla A.7	Ver tabla A.7	Ver tabla A.7	Ver tabla A.7
2. Balances energéticos e indicadores					
2.1 Suministro de energía					
1 Producción autóctona por tipo de combustible	ktep	33.564,01	37.498,88	41.908,84	40.646,01
Carbón	ktep	1.246,00	1.105,00	0-	0-
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	236,00	145,78	146,89	147,99
Gas natural	ktep	54,00	48,66	49,03	49,40
Energía nuclear	ktep	14.903,00	15.118,17	15.118,17	6.499,65
Fuentes renovables de energía	ktep	16.873,00	20.611,47	26.149,96	33.501,45
Residuos	ktep	252,01	469,80	444,79	447,51
2 Importaciones netas por tipo de combustible ⁷⁵	ktep	95.422,50	91.008,06	76.513,46	63.452,85
Carbón	ktep	10.239,91	7.978,66	3.743,02	2.133,22
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	61.815,40	55.473,35	49.155,31	40.497,57
Gas natural	ktep	23.774,87	26.641,30	24.207,51	24.388,87
Electricidad	ktep	-11,44	761,82	-1.202,20	-3.447,98
Fuentes renovables de energía	ktep	-396,25	152,94	609,82	-118,83
3 Dependencia importaciones de terceros países	%	73,00%	70,82%	64,61%	60,95%
4 Principales fuentes de importación (países) con los principales vectores energéticos (incluidos el gas y la electricidad) ⁷⁶					
Primer país de origen de las importaciones de electricidad (FR)	% del total de importaciones	61%		78,72%	86,11%
Segundo país de origen de las importaciones de gas (Portugal)	% del total de importaciones	39%		21,28%	13,89%
5 Consumo interior bruto por tipo de combustible	ktep	122.929,54	128.506,94	118.422,30	104.098,86
Carbón	ktep	13.583,20	9.083,66	3.743,02	2.133,22
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	53.044,59	55.619,13	49.302,20	40.645,56
Gas natural	ktep	24.538,11	26.689,95	24.256,54	24.438,27
Energía nuclear	ktep	14.903,20	15.118,17	15.118,17	6.499,65
Electricidad	ktep	-11,44	761,82	-1.202,20	-3.447,98
Fuentes renovables de energía	ktep	16.619,87	20.764,41	26.759,78	33.382,62
Residuos	ktep	252,01	469,80	444,79	447,51
2.2 Electricidad y calor					
1 Producción bruta de electricidad	GWhe	280.911,00	281.218,68	307.570,17	346.289,61
2 Producción bruta de electricidad por combustible	GWhe				
Energía nuclear	GWhe	57.196	58.039,00	58.039,00	24.952,30
Carbón	GWhe	52.676,00	33.338,69	7.877,66	101,00
Crudo de petróleo y productos petrolíferos	GWhe	17.241,00	12.604,28	9.372,64	6.052,25
Gas natural	GWhe	52.498,00	54.135,47	42.463,35	48.589,88
Biomasa y residuos	GWhe	5.789,00	6.823,25	8.143,50	11.596,02
Hidráulica (excluido bombeo)	GWhe	28.140,00	28.288,21	28.322,57	28.351,39

ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES:
ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO

		Unidades	2015	2020	2025	2030
	Eólica	GWhe	49.325,00	60.669,96	92.925,71	119.519,87
	Solar	GWhe	13.859,00	21.912,57	53.377,43	93.661,38
	Geotérmica y otras fuentes renovables de energía	GWhe	743,00	813,06	1.160,12	1.505,33
	Bombeo	GWhe	3.228,00	4.594,20	5.523,20	8.310,19
	Otros	GWhe	216	0,00	365,00	3.650,00
3	Cuota de generación eléctrica de la cogeneración en el total ⁷⁷	%	10,50%	10,15%	7,19%	5,21%
4	Capacidad de generación de electricidad por fuentes⁷⁸	GW	107,17	111,83	133,80	160,84
	Energía nuclear	GW	7,40	7,40	7,40	3,18
	Carbón	GW	11,36	7,96	2,18	0,02
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	GW	3,38	4,24	3,16	2,07
	Gas natural	GW	31,59	31,40	30,63	30,06
	Biomasa y residuos	GW	1,48	1,08	1,24	1,73
	Hidráulica (excluido bombeo)	GW	16,79	15,75	16,00	16,25
	Eólica	GW	22,93	28,03	40,63	50,33
	Solar	GW	7,15	11,37	26,52	46,48
	Geotermia y otras fuentes renovables de energía	GW	0,22	0,21	0,28	0,32
	Bombeo	GW	3,34	4,39	5,26	7,89
	Otros	GW	0,00	0,00	0,50	2,50
5	Generación de calor mediante instalaciones térmicas	GWhe	0,0	N.D.	N.D.	N.D.
6	Generación de calor mediante centrales de cogeneración ⁷⁹	GWhe	33.409,00	34.204,08	26.088,82	20.027,37
2.3 Sector de la transformación						
1	Aportaciones de combustible para la generación de energía térmica	ktep	23.692,22	18.364,39	9.899,87	8.756,25
	Carbón	ktep	11.868,32	7.280,30	1.881,85	49,35
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	3.563,87	3.099,34	1.758,28	1.127,21
	Gas natural	ktep	8.260,04	7.975,73	6.257,89	7.578,51
2	Aportaciones de combustible para otros procesos de conversión	ktep		8.956	8.282	7.787
2.4 Consumo de energía						
1	Consumo de energía primaria (excluidos consumos no energéticos)	ktep	118.579,80	123.401,72	113.022,29	98.459,82
1	Consumo de energía final (incluye consumos no energéticos)	ktep	84.542,00	91.381,69	87.018,82	79.199,15
2	Consumo de energía final por sector (excluye consumos no energéticos)	ktep				
	Industria	ktep	18.901,00	19.770,89	19.657,35	19.570,10
	Residencial	ktep	14.882,00	14.738,58	13.604,89	12.393,66
	Terciario	ktep	10.524,03	11.339,53	10.625,29	9.830,30
	Transporte	ktep	33.423,00	37.609,82	34.953,82	29.058,87
	Agricultura	ktep	2.501,16	2.817,64	2.777,46	2.707,18
	Transporte de pasajeros	ktep		25.717,57	24.083,18	19.724,40
	Transporte de mercancías	ktep		11.892,25	10.870,64	9.334,47
3	Consumo de energía final por combustible (excluye consumos no energéticos)	ktep				
	Carbón	ktep	1.503,28	1.440,48	1.438,10	1.407,55
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	40.674,41	41.930,45	37.153,00	29.274,50
	Gas natural	ktep	13.139,40	15.119,13	14.710,70	13.773,80
	Electricidad	ktep	19.951,68	20.533,87	20.813,29	21.293,61
	Calor	ktep				
	Fuentes renovables de energía	ktep	5.291,99	6.943,16	7.194,91	7.425,53
	Residuos	ktep	2,41	309,37	308,81	385,11
4	Consumo no energético final	ktep	4.349,73	5.105,22	5.400,01	5.639,04
5	Intensidad de energía primaria de la economía general⁸⁰	tep/millones euro	114,81	105,04	88,79	73,24
2.6 Inversiones						
	Costes de inversión relacionados con la energía comparados con el PIB ⁸¹	% de PIB		1,83%		1,86%
2.7 Energías renovables						
1	Consumo final bruto de energía procedente de fuentes renovables y cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía y por sector y por tecnología⁸⁴	%				
	Cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía	%	16,00%	20,08%	29,85%	42,19%
	Calefacción y refrigeración	%	16,84%	17,86%	24,72%	31,23%
	Electricidad	%	37,00%	41,58%	63,81%	85,14%
	Transporte	%	1,00%	10,07%	14,92%	27,87%
	Contribución del consumo final de energía renovable en el transporte al objetivo general	%		2,65%	2,82%	2,72%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado A del listado del Anexo IX ⁸³	%		0,90%	1,58%	3,69%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado B del listado del Anexo IX ⁸³	%		0,55%	1,66%	1,66%
	Contribución de biocombustibles consumidos en el transporte producidos de cultivos alimentarios	%		6,95%	6,83%	6,83%

⁸⁴ Las trayectorias intermedias se encuentran en la tabla A.13.

**ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES:
ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO**

		Unidades	2015	2020	2025	2030
	Consumo final bruto de energías renovables en calefacción y refrigeración	ktep	4.663,00	5.224,82	7.197,40	8.833,07
	Producción de energía renovable.	ktep	8.642,00	10.207,79	15.784,39	21.791,55
	Consumo final bruto de energías renovables en el transporte	ktep	176,00	2.347,79	2.401,14	2.111,15
	Total del consumo final bruto de energías renovables	ktep	13.481,00	17.780,40	25.382,92	32.735,77
	Cuota de biocombustibles a partir de cultivos alimentarios	%		6,95%	6,83%	6,83%
	Cuota de biocombustibles avanzados	%		1,44%	3,24%	5,35%
3. Indicadores relativos a las emisiones y la absorción de GEI						
1	Emisiones de GEI por sector (RCDE, Reglamento sobre el reparto del esfuerzo y UTCUTS)	teq.CO₂	335.809.458	319.312.134	262.672.088	221.837.347
	Emisiones RCDE (en el ámbito RCDE de 2013)	teq.CO ₂	139.751.465	122.914.869	88.834.184	78.940.475
	Reglamento sobre el reparto del esfuerzo (en el ámbito de 2013)	teq.CO ₂	196.057.993	196.397.266	173.837.904	142.896.872
	UTCUTS (contabilizado de acuerdo con los requisitos de la legislación de la UE)	teq.CO ₂	-44.097.664	-41.423.989	-39.750.945	-36.021.456
2	Emisiones de GEI por sector del IPCC y por gas (cuando sea pertinente, desglosado en RCDE y RRE)	teq.CO₂	<i>Please use for reporting on GHG emissions by IPCC sector and gas the same excel template as used for reporting on Annex XII to Commission Implementing Regulation (EU) 749/2014 (IPArticle23_table1), next due 15/3/2019. It is provided as separate file.</i>			
	Transformación, energía primaria e intercambios	teq.CO ₂	16.796.815	17.944.056	17.332.355	16.313.056
	Agricultura	teq.CO ₂	34.532.980	34.628.465	32.302.027	29.975.278
	Generación Eléctrica	teq.CO ₂	74.050.523	56.621.874	26.496.741	20.603.033
	Industria (combustión)	teq.CO ₂	40.462.329	37.736.277	33.293.382	30.461.845
	Industria (procesos)	teq.CO ₂	21.036.000	21.147.212	20.655.754	20.016.856
	Residencial	teq.CO ₂	17.212.310	16.914.000	13.928.560	10.601.375
	Terciario	teq.CO ₂	10.923.001	11.550.232	9.835.458	7.795.215
	Transporte	teq.CO ₂	83.197.462	87.057.663	77.650.530	59.875.489
3	Intensidad de carbón de la economía general	teq.CO₂/PIB (Millones EUR)	313,633	261,014	196,942	156,079
4	Indicadores relacionados con las emisiones de CO₂	teq.CO₂/MWh				
a	Intensidad de carbono de la producción de electricidad y vapor	teq.CO₂/MWh	0,264	0,201	0,086	0,059
b	Intensidad de carbono de la demanda de energía final por sector	teq.CO₂/tep	4,188	3,701	3,218	3,016
	Industria	teq.CO ₂ /tep	3,254	2,978	2,744	2,579
	Residencial	teq.CO ₂ /tep	1,157	1,148	1,024	0,855
	Terciario	teq.CO ₂ /tep	1,038	1,019	0,926	0,793
	Transporte de pasajeros	teq.CO ₂ /tep		2,315	2,222	2,060
	Transporte de mercancías	teq.CO ₂ /tep				
5	Parámetros relacionados con las emisiones distintas de las de CO₂					
a	Ganado	1000 heads				
	Vacuno de leche	1000 heads	848,7	816,2	797,7	779,3
	Vacuno distinto del de leche	1000 heads	5.359,8	5.557,6	5.562,7	5.567,7
	Porcino	1000 heads	27.677,9	29.228,0	30.279,7	31.331,4
	Ovino	1000 heads	16.026,4	15.159,6	14.155,4	13.151,2
	Aves de corral	1000 heads	127.143,1	131.016,3	131.260,2	131.504,2
b	Aportaciones de nitrógeno resultante de la aplicación de abonos sintéticos	kt nitrógeno	1.068	1.000	970	940
c	Aportaciones de nitrógeno resultante de la aplicación de estiércol	kt nitrógeno	670	691	665	641
d	Nitrógeno fijado por cultivos fijadores de nitrógeno	kt nitrógeno	NE	NE	NE	NE
e	Nitrógeno en residuos de cultivos que retornan a los suelos	kt nitrógeno	120	123	126	129
f	Área de suelos orgánicos cultivados	hectáreas	NO	NO	NO	NO
g	Generación de residuos sólidos urbanos (RSU)	t	21.158.000	21.754.011	20.786.549	19.819.088
h	Residuos sólidos urbanos (RSU) depositados en vertederos	t	12.129.000	9.789.305	7.074.752	4.360.199
i	Proporción de CH₄ recuperado del total de CH₄ generado en los vertederos	%	18,0%	18,0%	20,0%	20,0%

Todos los parámetros y variables marcadas en verde:

Ya se solicitan actualmente bajo la legislación vigente (MMR, RES Directive o Directiva de Eficiencia Energética)

Todos los parámetros y variables marcadas en rojo:

Deberán proporcionarse considerando los resultados de las herramientas complementarias como modelos estándar del sistema energético.

Todos los parámetros y variables marcadas en naranja:

Se corresponden con indicadores que deben de ser calculados con parámetros y variables ya disponibles en el fichero Excel facilitado

N.A. No aplica. No han sido utilizados.

N.D. No disponible.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

A.7.3 Tablas Anexo V, *Monitoring Mechanism Regulation* (MMR)

**Tabla A.55. Emisiones de gases de efecto invernadero por gas
(desglosado en RCDE UE y sectores de reparto del esfuerzo)**

Category (1,3) Scenario (WEM, WAM, WOM)	Submission Year			2019
	MS (Estado miembro)			ES
	2015	2020	2025	2030
	CO ₂ (kt)	CO ₂ (kt)	CO ₂ (kt)	CO ₂ (kt)
Total excluding LULUCF WEM	271.727,20	262.425,61	245.670,61	236.857,92
Total including LULUCF WEM	229.210,44	226.740,88	212.755,86	204.883,02
Total excluding LULUCF WAM	271.727,20	257.500,82	207.462,64	173.401,22
Total including LULUCF WAM	227.124,15	215.673,58	167.317,18	136.993,37
	N ₂ O (kt)	N ₂ O (kt)	N ₂ O (kt)	N ₂ O (kt)
Total excluding LULUCF WEM	56,21	56,37	56,64	57,01
Total including LULUCF WEM	57,30	57,18	57,42	57,76
Total excluding LULUCF WAM	56,21	56,32	53,98	51,94
Total including LULUCF WAM	57,30	57,13	54,76	52,69
	CH ₄ (kt)	CH ₄ (kt)	CH ₄ (kt)	CH ₄ (kt)
Total excluding LULUCF WEM	1.486,38	1.475,67	1.440,08	1.400,20
Total including LULUCF WEM	1.493,60	1.482,19	1.446,59	1.406,72
Total excluding LULUCF WAM	1.486,38	1.466,75	1.314,96	1.152,93
Total including LULUCF WAM	1.493,60	1.473,26	1.321,47	1.159,44
	HFC (kt CO ₂ e)	HFC (kt CO ₂ e)	HFC (kt CO ₂ e)	HFC (kt CO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	9.856,11	8.007,08	5.873,90	3.740,73
Total including LULUCF WEM	9.856,11	8.007,08	5.873,90	3.740,73
Total excluding LULUCF WAM	9.856,11	8.007,08	5.873,90	3.740,73
Total including LULUCF WAM	9.856,11	8.007,08	5.873,90	3.740,73
	PFC (kt CO ₂ e)	PFC (kt CO ₂ e)	PFC (kt CO ₂ e)	PFC (kt CO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	94,01	97,76	102,47	105,66
Total including LULUCF WEM	94,01	97,76	102,47	105,66
Total excluding LULUCF WAM	94,01	97,76	102,47	105,66
Total including LULUCF WAM	94,01	97,76	102,47	105,66
	SF ₆ (kt CO ₂ e)	SF ₆ (kt CO ₂ e)	SF ₆ (kt CO ₂ e)	SF ₆ (kt CO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	221,75	254,71	275,33	295,94
Total including LULUCF WEM	221,75	254,71	275,33	295,94
Total excluding LULUCF WAM	221,75	254,71	275,33	295,94
Total including LULUCF WAM	221,75	254,71	275,33	295,94
	NF ₃ (kt CO ₂ e)	NF ₃ (kt CO ₂ e)	NF ₃ (kt CO ₂ e)	NF ₃ (kt CO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	NA	NA	NA	NA
Total including LULUCF WEM	NA	NA	NA	NA
Total excluding LULUCF WAM	NA	NA	NA	NA
Total including LULUCF WAM	NA	NA	NA	NA
	Total GHGs (ktCO ₂ e)	Total GHGs (ktCO ₂ e)	Total GHGs (ktCO ₂ e)	Total GHGs (ktCO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	335.809,46	324.475,53	304.804,13	292.993,63
Total including LULUCF WEM	293.798,08	289.194,05	272.283,92	261.405,13
Total excluding LULUCF WAM	335.809,46	319.312,13	262.675,26	221.843,89
Total including LULUCF WAM	291.711,79	277.888,15	222.924,32	185.822,44
	Total ETS GHGs (ktCO ₂ e)	Total ETS GHGs (ktCO ₂ e)	Total ETS GHGs (ktCO ₂ e)	Total ETS GHGs (ktCO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	137.270,03	122.025,21	106.369,61	103.065,29
Total including LULUCF WEM	137.270,03	122.025,21	106.369,61	103.065,29
Total excluding LULUCF WAM	137.270,03	119.769,68	85.569,52	75.650,07
Total including LULUCF WAM	137.270,03	119.769,68	85.569,52	75.650,07
	Total ESD GHGs (ktCO ₂ e)	Total ESD GHGs (ktCO ₂ e)	Total ESD GHGs (ktCO ₂ e)	Total ESD GHGs (ktCO ₂ e)
Total excluding LULUCF WEM	196.057,99	199.306,87	195.018,14	186.299,04
Total including LULUCF WEM	196.057,99	199.306,87	195.018,14	186.299,04
Total excluding LULUCF WAM	196.057,99	196.397,27	173.841,08	142.903,42
Total including LULUCF WAM	196.057,99	196.397,27	173.841,08	142.903,42

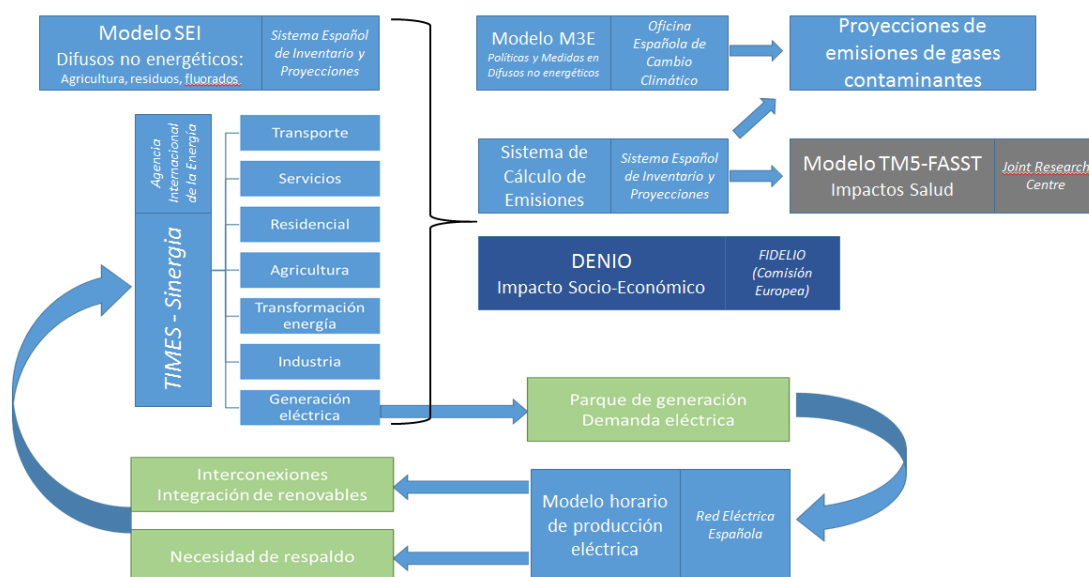
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

ANEXO B. MODELOS

B.1. MODELADO DEL SISTEMA ENERGÉTICO

El modelado del sistema energético para el PNIEC 2021-2030 se ha realizado con la herramienta TIMES-Sinergia (Sistema Integrado para el Estudio de la Energía) de la Dirección General de Política Energética y Minas. Adicionalmente, se han utilizado modelos de orden superior para determinar los efectos de una elevada penetración de energías renovables en el sistema eléctrico, con el objeto de hacer los resultados compatibles con una adecuada seguridad de suministro. El otro modelo utilizado, que se describirá más adelante en este epígrafe, ha sido el modelo de REE.

Figura B.1. Metodología



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Mientras que TIMES-Sinergia abarca el sistema energético íntegramente, los otros modelos complementarios están dedicados específicamente a la representación del sistema eléctrico. Además, incluyen determinadas características del sistema eléctrico que no están capturadas por el modelo TIMES-Sinergia, como son la inclusión de periodos horarios para la generación eléctrica y la incorporación de las restricciones técnicas de las unidades de generación del sistema.

El uso conjunto de todos los modelos permite evaluar las necesidades de respaldo, el intercambio de energía en las interconexiones, así como otras cuestiones técnicas resultado de la integración de elevadas aportaciones de energías renovables en el sistema eléctrico, tales como los vertidos, o ajustes en la generación convencional de ciclo combinado. En la figura se representa la interacción bidireccional existente entre el modelo del sistema energético TIMES-Sinergia y el modelo de REE. Según se muestra los resultados del parque de generación en lo referente a potencia instalada y generación de cada tecnología, junto con las salidas de demanda eléctrica obtenidas en el modelo TIMES-Sinergia han sido evaluadas por el modelo de REE. Posteriormente, las salidas de este modelo han determinado los requerimientos de funcionamiento del parque de generación convencional y de las tecnologías, integrando posteriormente los resultados en TIMES-Sinergia. Con este ejercicio se incorporan en el

modelo general del sistema energético, las restricciones técnicas contempladas en el modelo específico de generación eléctrica.

B.1.1. Modelo TIMES-Sinergia de la DGPEM

En la elaboración del PNIEC se ha utilizado la herramienta TIMES (*The Integrated MARKAL-EFOM System*) para realizar el análisis del sistema energético y su prospectiva. TIMES ha sido desarrollado por la Agencia Internacional de la Energía, en el marco del programa ETSAP (*Energy Technology Systems Analysis Program*) de desarrollo de análisis energéticos y medioambientales.

TIMES ha sido utilizado para modelar el sistema energético en más de 60 países y es una herramienta ampliamente utilizada a nivel europeo, como, por ejemplo, en Italia, Portugal, Finlandia o Noruega.

En el caso español, el modelo TIMES-Spain fue desarrollado por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) tomando como año base el 2005.

Desde la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), dependiente de la Secretaría de Estado de Energía del MITECO se han realizado los trabajos necesarios para emplear TIMES como herramienta de prospectiva y análisis energético en la elaboración del PNIEC, adaptando TIMES-Spain. El nuevo modelo ha recibido el nombre de TIMES-Sinergia (Sistema Integrado para el Estudio de la Energía).

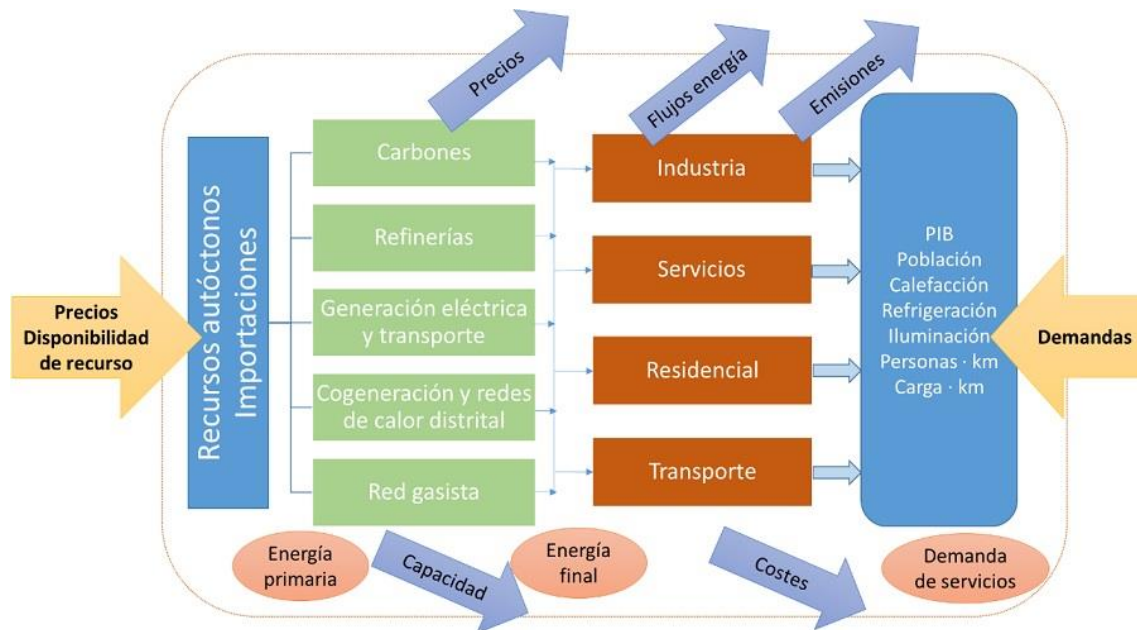
TIMES es un generador de modelos matemáticos de tipo *bottom-up*. Esto significa que el modelo parte de cada una de las componentes del sistema energético para, posteriormente, obtener los datos a nivel agregado. El generador de modelos TIMES combina dos enfoques complementarios, uno técnico y otro económico. Está basado en la optimización lineal del sistema energético, buscando una solución bajo el principio de mínimo coste.

Tiene una detallada caracterización de las tecnologías energéticas y de demandas de servicios energéticos como, por ejemplo, pasajeros-km para el sector transporte, o producción en toneladas para los sectores industriales. Para los distintos escenarios planteados en el modelo, TIMES cubre la demanda de servicios energéticos mediante la combinación de decisiones operativas y de inversión, minimizando el coste del sistema energético a lo largo del horizonte analizado.

Algunos de los resultados del modelo más relevantes son los consumos y producciones de bienes y servicios energéticos, flujos, o precios y costes de los bienes energéticos. Además, proporciona emisiones de GEI y contaminantes del aire, siendo, por tanto, adecuado no solo para el estudio del sistema energético, sino de manera integrada para el análisis de políticas medioambientales.

En la figura se muestran las entradas y salidas del modelo TIMES-Sinergia, donde se aprecia que, partiendo de parámetros de demanda de servicios, precios energéticos y disponibilidades de recurso, el modelo determina la capacidad a instalar, energía consumida, emisiones y los precios de los procesos.

Figura B.2. Esquema de entradas y salidas de TIMES - Sinergia



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Estructura del modelo TIMES-Sinergia

El modelo utiliza una detallada base de datos que permite la definición del sistema energético actual y futuro, mediante el modelado de los distintos sectores relacionados con el consumo de energía. De esta forma, se caracteriza la estructura energética nacional mediante:

- Definición del año base. Incluye todas las variables, productos energéticos, así como sus flujos energéticos para el año 2016. De esta manera se introducen datos históricos reales que caracterizan el sistema energético nacional. En esta definición se incluyen datos de consumo primario, final y sector de transformación. Asimismo, se modelan todas las tecnologías existentes, con sus características, de todos y cada uno de los sectores económicos, generación de electricidad, industria, transporte, residencial, servicios, agricultura y otros.
- Proyecciones de la demanda. Adicionalmente, se incluyen las demandas futuras de los servicios energéticos, precios y productos de las variables de entrada del modelo. Estos datos permiten implementar escenarios futuros para su posterior análisis energético.
- Los parámetros que caracterizan las tecnologías, tanto existentes como futuras, son su eficiencia; el factor de utilización, que refleja las horas promedio de uso de cada tecnología respecto del total anual; el parque existente; la vida útil; y los costes de inversión, operación y mantenimiento.
- Nuevas tecnologías y procesos. El modelo considera, asimismo, las distintas alternativas para suplir las demandas futuras. Para ello, se dispone de una amplia base de datos que incluye una cartera de tecnologías futuras. Estas nuevas tecnologías entrarán en el sistema energético, sustituyendo a las actuales al final de su vida útil, o mediante la implementación de otros supuestos, medioambientales o técnicos, para su sustitución.
- Restricciones. Permiten incorporar en el modelo el efecto de políticas y medidas, restricciones ambientales o físicas, así como otros condicionantes en las proyecciones.
- Escenarios. Permiten representar distintas instantáneas del sistema energético para su posterior análisis. Mediante el estudio de distintos escenarios, se podrán analizar distintas alternativas de evolución futura y evaluar la influencia de las distintas políticas energéticas adoptadas.

A continuación, se puede ver un esquema con la estructura de datos de TIMES-Sinergia.

Figura B.3. Estructura de datos de TIMES-Sinergia

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

En la siguiente figura pueden verse los distintos parámetros que caracterizan las tecnologías.

Figura B.4. Parámetros que caracterizan las tecnologías en TIMES-Sinergia

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

En TIMES-Sinergia se han considerado dos tipos de escenarios: el sistema energético de referencia o Escenario Tendencial y el Escenario Objetivo. En el Escenario Tendencial se plantea la evolución del sector energético nacional en el caso de que no se implementaran las políticas y medidas que se proponen en el PNIEC. El Escenario Objetivo, plantea la misma evolución, pero para el caso en el que se cumplen las políticas y medidas propuestas para alcanzar los objetivos.

Modelado general

Resolución espacial y temporal en TIMES-Sinergia

El modelo TIMES-Sinergia se compone de una única región, correspondiente a España. El horizonte analizado parte de 2016, definido como año base. Además, se utilizan los datos históricos del año 2017 para calibrar el modelo y después en periodos de 5 años, los años 2020 a 2040.

TIMES Sinergia refleja la variabilidad de las demandas a lo largo del año y el día mediante franjas horarias (*"Time Slices"*), con ello es posible simular la forma de la demanda eléctrica, así como las curvas de producción de las energías renovables. Dichos periodos temporales se corresponden con las diferentes estaciones del año (primavera-R, verano-S, otoño-F, invierno-W), subdividiendo estas a su vez en tramos: día-D, noche-N, pico-P (coincidiendo con las horas de mayor demanda eléctrica en cada estación) y valle-V (incluye las horas con menor demanda eléctrica).

De este modo, la estructura temporal de cada año queda dividida en dieciséis franjas horarias, siendo por ejemplo una de ellas, verano y noche. Estas divisiones temporales se utilizan tanto para modelar las demandas de tecnologías energéticas como para representar los perfiles de generación.

Tabla B.1. Periodos temporales. Distribución anual

Estaciones	Nº de días	Fracción del año	DD/MM
R	92	0.25	21/03-20/06
S	92	0.25	21/06-20/09
F	91	0.25	21/09-20/12
W	90	0.25	21/12-20/03

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Tabla B.2. Periodos temporales. Distribución diaria del número de horas

	D	P	N	V
R	10	3	5	6
S	10	3	5	6
F	10	3	5	6
W	10	3	5	6

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Tabla B.3. Periodos temporales. Franjas horarias

	D	P	N	V
R	09:00-11:00 15:00-21:00	12:00-14:00	22:00-00:00 07:00-08:00	01:00-06:00
S	09:00-11:00 15:00-21:00	12:00-14:00	22:00-00:00 07:00-08:00	01:00-06:00
F	09:00-18:00	19:00-21:00	22:00-00:00 07:00-08:00	01:00-06:00
W	09:00-18:00	19:00-21:00	22:00-00:00 07:00-08:00	01:00-06:00

Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Estimación de las emisiones

Las emisiones de los sectores energéticos, tanto derivadas de la combustión (actividad CRF 1A), como las emisiones fugitivas (actividad CRF 1B), así como las emisiones derivadas de los procesos industriales (actividades CRF 2A, B y C) se han realizado haciendo uso de las variables de actividad proyectadas como resultado de los escenarios generados por el modelo TIMES-Sinergia.

De forma complementaria las emisiones del resto de sectores no energéticos (agricultura (CRF 3), residuos (CRF 5) y uso de productos (CRF 2D-2H)) y las emisiones y absorciones ligadas a los usos del suelo, cambios de usos del suelo y bosques (LULUCF-CRF 4) se han proyectado, caso por caso, según previsiones nacionales de las principales variables de actividad representativas de cada sector.

Sobre las proyecciones de las variables de actividad se han estimado las emisiones y, en su caso, absorciones para cada uno de los GEI aplicando metodologías de cálculo similares a las implementadas en el Inventario Nacional de Emisiones y coherentes con las directrices metodológicas internacionales. La edición 2018 del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, correspondiente a la serie 1990-2016, se ha utilizado como referencia para el cálculo de las emisiones proyectadas.

Las estimaciones de emisiones proyectadas se han realizado de forma conjunta y coherente tanto para los GEI (CO₂, CH₄, N₂O y gases fluorados), como para las emisiones de contaminantes atmosféricos asociadas (NH₃, COVNM, PM2.5, SOx, NOx y CO) que se incluirán en el Programa de Control de la Contaminación Atmosférica.

El año de referencia de la serie proyectada es el año reportado 2016. La cobertura geográfica utilizada ha sido única para todo el territorio nacional, asumiendo características y parámetros promedio. Se han utilizado datos históricos del Inventario Nacional de Emisiones (1990-2016) para el análisis de las tendencias de las emisiones y de los factores de emisión (directos e implícitos). El horizonte temporal proyectado ha sido 2017-2040 con periodos temporales anuales. Como directrices metodológicas de referencia se han utilizado, al igual que en el Inventario Nacional de Emisiones, las Directrices IPCC 2006 y las Guías Metodológicas EMEP/EEA 2016.

Datos de partida e hipótesis macroeconómicas

La base de datos sobre la que se sustenta el modelo TIMES-Sinergia se nutre de diversas fuentes. Para los datos históricos, en el caso de las variables energéticas, se parte de los balances energéticos publicados por Eurostat, que, a su vez, son elaborados a partir de los datos proporcionados por el sistema estadístico nacional. Por su parte, en los datos de producciones y consumos energéticos históricos del sector industrial, se han utilizado estadísticas de la Administración General del Estado, disponibles en el Sistema Español de Inventario de Emisiones.

Adicionalmente, para diseñar los escenarios futuros, se realizan proyecciones de las demandas de servicios energéticos de uso final. Para ello, se parte de variables macroeconómicas tales como el PIB, el PIB per cápita o número de hogares, determinando la elasticidad o relación de las demandas de servicios energéticos con estas variables macroeconómicas. Por último, usando las proyecciones de evolución del PIB se determinan los valores de entrada del modelo

para las demandas de servicios energéticos en los periodos temporales futuros, considerando tanto la evolución de las variables macroeconómicas como las elasticidades de éstas con las demandas.

Los precios de los derechos de emisión de CO₂ sujetos al sistema ETS⁸⁵ europeo, así como de los principales vectores energéticos (carbón, gas y crudo de petróleo) son los recomendados por la Comisión Europea para el desarrollo de los Planes.

Modelado sectorial

TIMES representa cada uno de los sectores consumidores de energía para, agregando sus demandas, determinar las necesidades de energía primaria y final, y caracterizar las demandas de generación eléctrica y las necesidades de producción del sector de transformación de energía.

Sector residencial, servicios y otros

El sector residencial, servicios y otros incluye la cobertura de las demandas del sector residencial, que comprende las necesidades energéticas en el ámbito doméstico, y los sectores servicios y otros, que incluye las demandas de servicios energéticos con origen en edificios con actividad económica pública y privada (comerciales, sanitarios, públicos, centros de trabajo, entre otros), así como el sector otros, que representa los sectores de actividad económica no comprendidos en el resto de desagregaciones de TIMES-Sinergia, y que está modelado de manera agregada.

Los sectores residencial y servicios descomponen sus demandas de servicios energéticos según los usos de energía final, incluyendo las categorías de demanda de calefacción, refrigeración, iluminación, agua caliente, cocinas y equipos eléctricos y electrónicos diversos (línea blanca, línea marrón y otros propios del uso de cada edificio). Adicionalmente, se incluyen las demandas en alumbrado público.

Para el sector residencial, se incluyen tres tipos de viviendas: vivienda unifamiliar, vivienda plurifamiliar con sistemas colectivos de calefacción y/o agua caliente sanitaria y viviendas plurifamiliares con sistemas de calefacción y/o agua caliente sanitaria individuales. Se diferencia también entre viviendas existentes y de nueva construcción o rehabilitadas. De este modo se reflejan las diferencias en los patrones de consumos energéticos para los distintos tipos edificatorios considerados, así como la diversidad de tecnologías instaladas en cada tipología.

En el caso del sector servicios no se hace distinción según el tipo de edificio o uso. Las tecnologías modeladas son análogas a las del sector residencial, aunque de mayor escala.

Las tecnologías modeladas en los sectores residencial y servicios se detallan a continuación, clasificándolas en función de la cobertura del servicio energético correspondiente:

- a) Calefacción.** Se han incluido, estufas, convectores, chimeneas, paneles solares y bombas de calor. A su vez estas tecnologías están divididas en función del combustible o fuente

⁸⁵ ETS: Emission Trading Scheme o Sistema de Comercio de Emisiones.

de energía empleada (carbón, propano, gasóleo, gas, solar, electricidad, geotermia, aerotermia, hidrotermia o generación de calor renovable).

- b) Refrigeración.** Se han modelado bombas de calor aerotérmicas, geotérmicas e hidrotérmicas, máquinas de absorción y frío solar.
- c) ACS (Agua Caliente Sanitaria).** El modelo comprende calderas mixtas, calentadores, termos y bombas de calor. Existen distintas tecnologías de cada tipo en función del combustible o fuente de energía empleada (carbón, propano, gasóleo, gas, solar, electricidad, geotermia, aerotermia, hidrotermia o generación de calor renovable).
- d) Iluminación en edificios y alumbrado público.** Se utilizan lámparas incandescentes, halógenas, LED y fluorescentes.
- e) Cocinas.** En el sector residencial comprende tecnologías que funcionan con distintos combustibles (leña, carbón, gas, propano o butano y electricidad). Por su parte, en el caso del sector servicios se incluye una tecnología genérica denominada “equipamiento de cocinas” que contempla una variedad de equipos empleados en cocinas del sector servicios como las propias cocinas, pero también hornos, vaporeras, mesas calientes, entre otros.

Además, algunas tecnologías señaladas anteriormente, cubren simultáneamente varias demandas de servicios energéticos. Este es el caso de las calderas de gas que se utilizan tanto para las demandas de calefacción como de agua caliente sanitaria, como las bombas de calor, que pueden ser usadas para calefacción y refrigeración, y que adicionalmente podrían suplir las demandas de agua caliente sanitaria.

Cada una de las tecnologías indicadas está caracterizada por una serie de parámetros que se detallan a continuación. Estos parámetros configuran el desempeño energético de las mismas:

- **Eficiencia.** Su evolución a lo largo del tiempo se define mediante curvas de aprendizaje de manera que se contemplan las sendas de mejora de la eficiencia a lo largo de los periodos considerados.
- El **factor de disponibilidad**, dado por una ratio que refleja las horas promedio de uso de cada tecnología respecto del total anual.
- El **parque existente** que caracteriza el número de unidades de cada tecnología.
- La **vida útil** de cada tecnología.
- Los **costes**. Incluye tanto los costes **de inversión** para las nuevas tecnologías, como los **de operación y mantenimiento** para tecnologías nuevas y existentes.

Además de lo anterior, en el sector residencial los equipos englobados en las categorías de línea blanca y línea marrón se han modelado de manera agregada. De manera análoga, se ha realizado esta aproximación para otros usos propios asociados al uso del edificio en el sector servicios.

Los datos e hipótesis de partida del sector residencial, servicios y otros con mayor influencia en los resultados del modelo vienen derivados del cambio en el número de hogares, tanto

existentes, como de nueva construcción; o la superficie edificada en el sector servicios, tanto existente, como nueva o reformada.

Sector transporte

El sector transporte es un sector consumidor de energía que agrupa las demandas de servicios energéticos de movilidad, tanto de personas como de mercancías. Estas demandas de servicios se expresan en millones de pasajeros-km o millones de toneladas-km para las distintas modalidades de transporte: carretera, ferrocarril, marítimo y aéreo.

Dentro del modelo TIMES-Sinergia se pueden distinguir diferentes categorías de vehículos para cubrir estas demandas de servicios energéticos. A su vez dentro de estas categorías se diferencian cada uno de los vehículos según el tipo de combustible que utiliza, siendo estos, gas, electricidad, diésel, gasolina, biocombustibles, gas natural comprimido o licuado. En particular, se ha contemplado la mezcla de biocarburantes con combustibles fósiles tradicionales.

A continuación, se detallan los diferentes tipos de vehículos según la demanda de servicios energéticos que satisfacen, comprendiendo tanto las tecnologías existentes como las futuras:

- a) **Transporte por carretera.** Incluye los diversos tipos de transporte de mercancías y personas:
 - **Turismos.** La demanda está dividida en corta y larga distancia.
 - **Motocicletas y cuatriciclos.** Se asume que participan fundamentalmente en la demanda de corta distancia.
 - **Autobuses.** Se han modelado autobuses urbanos e interurbanos.
 - **Carga pesada (Camiones).** Incluye vehículos de más de 3,5 toneladas que cubren la demanda de transporte de mercancías.
 - **Carga ligera (Furgonetas).** Comprende los vehículos de menos de 3,5 toneladas de carga utilizados fundamentalmente para el transporte de mercancías en distancias cortas (entorno urbano).
- b) **Transporte de ferrocarril.** Incluye los vehículos que se desplazan por raíl propulsados por electricidad o diésel.
 - **Trenes de pasajeros.** Comprende los trenes de larga y media distancia, además de los trenes de cercanías.
 - **Trenes de mercancías.**
 - **Metros y tranvías.** Todos los vehículos son eléctricos y satisfacen la demanda de transporte urbano.
- c) **Transporte en aviación y navegación.** Se modelan de manera agregada las demandas de aviación nacional, aviación internacional y navegación. Adicionalmente se incluye la energía en “bunkers”.

Los parámetros que caracterizan el funcionamiento de las tecnologías del sector transporte son:

- **Eficiencia.** Su evolución a lo largo del tiempo se define mediante curvas de aprendizaje de manera que se contemplan las sendas de mejora de la eficiencia a lo largo de los periodos considerados.
- El **factor de disponibilidad**, dado por una ratio que refleja las horas promedio de uso de cada tecnología respecto del total anual.
- El **factor de actividad**, que indica la ratio de ocupación del vehículo, en términos de toneladas para los vehículos de mercancías o personas.
- El **parque existente** que caracteriza el número de unidades de cada tecnología.
- La **vida útil** de cada tecnología.
- Los **costes**. Incluye tanto los costes **de inversión** para las nuevas tecnologías, como los **de operación y mantenimiento** para tecnologías nuevas y existentes.

Los datos e hipótesis de partida del sector transporte que más influyen en los resultados del modelo son la penetración de nuevas tecnologías, especialmente aquéllas que emplean combustibles alternativos, así como el mix de biocombustibles en el sector transporte.

Sector Industrial

En este sector se determinan las demandas energéticas de uso final a partir de las producciones en unidades físicas (toneladas) de los productos de la industria. Para ello se ha dividido en subsectores relevantes en términos de consumo, para los cuales se incluyen tanto las tecnologías utilizadas en los procesos industriales, como las demandas relativas a cada uno de estos procesos, ya sean demandas de calor o eléctricas. Las producciones industriales son una entrada del modelo determinadas por la evolución del PIB. Con este parámetro macroeconómico y la elasticidad que lo relaciona con la producción industrial se determinan las producciones sectoriales.

Los sectores considerados para su modelado individual son:

- Hierro y acero.
- Aluminio, cobre y otros metales no ferrosos.
- Amoníaco, cloro y otros productos químicos.
- Cemento, cal, vidrio y otros minerales no metálicos.
- Papel.

Adicionalmente, para el resto de sectores industriales se realiza un modelado agregado, incluyendo las actividades económicas del sector industrial no recogidas en las clasificaciones anteriores.

La cogeneración se ha incluido en este sector, proporcionando energía de uso final tanto para usos térmicos como eléctricos. Se incluyen distintas tecnologías según la fuente energética que utilizan, incluyendo carbón, gas de refinería, fuel-oil, gas natural, biomasa, residuos y biogás.

Cada una de las tecnologías indicadas está caracterizada por una serie de parámetros que se detallan a continuación:

- **Ratios de producción.** Indican la relación existente entre producción de unidades físicas y energía consumida.
- **El parque existente.**
- **Porcentajes de consumo de combustible.** Se utilizan en el caso de tecnologías que pueden consumir distintos combustibles.
- **Los costes de inversión, operación y mantenimiento.**
- **Vida útil.**
- **Eficiencia eléctrica y térmica.**
- **Coeficiente de reparto entre la energía vertida a la red y el calor producido,** para las cogeneraciones.
- **El factor de disponibilidad,** dado por una ratio que refleja las horas promedio de uso de cada tecnología respecto del total anual.

Los datos e hipótesis de partida más relevantes para el sector industrial están relacionadas con la evolución de la producción y de los procesos industriales utilizados.

Sector agricultura

Comprende agricultura, ganadería, silvicultura y pesca. El sector se incluye en el modelo de forma agregada, caracterizado según su perfil de consumo energético para los distintos combustibles y energías utilizadas. En estos sectores se modela solo su comportamiento como consumidores de energía.

Sector energía primaria, transformaciones e intercambios

El sector energía primaria, transformaciones e intercambios, a diferencia de los sectores descritos anteriormente, representa las transformaciones energéticas necesarias para convertir la energía primaria en energía final, es decir, representa una parte del sector de transformación energética, excluyendo el sector de generación eléctrica que está modelado en detalle y descrito en el siguiente epígrafe. El sector comprende la producción primaria, es decir, extracción de combustibles, crudo de petróleo, gas natural y carbones (hulla, antracita y lignito), así como potenciales de generación de fuentes nacionales renovables: biomasa, residuos, calor residual, energías hidráulica, eólica, solar y geotérmica.

Además de esto, se tienen en cuenta las industrias asociadas a la transformación energética o producción secundaria de energía que agrupa los hornos de coque, las refinerías, la producción de biocarburantes y el transporte de energía eléctrica.

Asimismo, para abastecerse de energía primaria el sistema considera el abastecimiento mediante importaciones de combustibles. Análogamente, se incluyen las exportaciones realizadas por la región.

Sector de generación eléctrica

El modelo parte del parque de generación existente en el año base 2016 y satisface la demanda eléctrica del resto de sectores buscando el óptimo económico del global del sistema energético en el horizonte considerado. Para ello, instala nueva capacidad de generación en caso necesario, teniendo en cuenta todos los costes y características operativas relacionados con las diferentes tecnologías consideradas.

Se han modelado las tecnologías generadoras, tanto existentes como nuevas, definiendo sus características: el perfil de funcionamiento, horas máximas de funcionamiento anuales, eficiencia, costes de inversión, costes de operación y mantenimiento, vida útil de las tecnologías, costes de combustibles, reparto de combustibles por tecnologías, consumos en sistemas auxiliares, costes de emisiones, así como la evolución de los mismos en el horizonte considerado.

Cabe destacar que en TIMES-Sinergia el sistema eléctrico es modelado como un sistema de nudo único, incluyendo los territorios no peninsulares, si bien se tienen en cuenta las pérdidas propias de la red de transporte y distribución, así como las diferentes conexiones transfronterizas y el incremento de capacidad prevista de las mismas.

Por último, es necesario establecer una serie de restricciones de contorno, principalmente relativas a las características y funcionamiento de las tecnologías de generación, buscando con ello aproximar el comportamiento del modelo a la realidad.

Se han considerado una serie de tecnologías de generación existentes en el año base (2016), así como una serie de tecnologías nuevas, que serían aquellas que entrarían en servicio a partir del año 2016.

Las tecnologías existentes consideradas se clasifican en:

- Instalaciones de generación convencionales:
 - Nuclear
 - Carbón
 - Ciclo combinado de gas
 - Fuel/Gas (territorios no peninsulares)
 - Residuos sólidos urbanos (RSU) (la mitad de la generación de esta tecnología se considera renovable, debido a la fracción biodegradable de los RSU)
- Instalaciones de generación de energías renovables y bombeo:
 - Biomasa
 - Biogás
 - Solar termoeléctrica
 - Solar fotovoltaica
 - Eólica (terrestre y marina)
 - Hidráulica
 - Instalaciones hidráulicas de bombeo
 - Residuos sólidos urbanos (RSU) (la mitad de la generación de esta tecnología se considera renovable, debido a la fracción biodegradable de los RSU)

En relación a las tecnologías nuevas consideradas en el modelo, se ha supuesto que éstas serán única y exclusivamente instalaciones de generación de energías renovables y almacenamiento. Además de instalaciones nuevas (puestas en servicio después de 2016) de las tecnologías ya existentes, se han incluido las siguientes tecnologías, no presentes en el parque de generación del año base:

- Tecnologías nuevas de generación con energías renovables y almacenamiento:
 - Solar termoeléctrica con más de 9 horas de almacenamiento
 - Baterías con 2 horas de almacenamiento
 - Tecnologías de energías del mar
 - Geotermia

Los parámetros que caracterizan las tecnologías de generación eléctrica son:

Perfiles de funcionamiento

Las diferentes tecnologías de generación tienen un perfil de funcionamiento definido a través del factor de disponibilidad. Éste se expresa en tanto por uno y pone en relación las horas en que la tecnología está disponible durante un periodo con la totalidad de las horas de dicho periodo.

En TIMES-Sinergia, el factor de disponibilidad indicado para cada tecnología se corresponde con un límite superior referido a las máximas horas de funcionamiento de cada tecnología durante el periodo considerado, por lo tanto, hace referencia más a un factor máximo de utilización de la misma, que no a la disponibilidad.

En TIMES-Sinergia se definen los siguientes tipos de factores de disponibilidad:

- Factor de disponibilidad anual: este factor anual, expresado en tanto por uno, indica la relación existente entre las horas máximas de funcionamiento de la tecnología en un año y las horas totales anuales.
- Factor de disponibilidad por período (*time slice*): este factor por período, también expresado en tanto por uno, indica la relación existente entre las horas máximas de funcionamiento de la tecnología en un período determinado y las horas totales de ese mismo período.

La definición de los factores de disponibilidad por periodo temporal es especialmente relevante para el caso de las tecnologías de generación de energías renovables, que presentarán una mayor o menor disponibilidad según la propia disponibilidad del recurso renovable que utilicen como fuente de energía. Así, habrá tecnologías que presenten una menor disponibilidad en horas en las que la demanda eléctrica sea elevada, y otras, por el contrario, en las que coincida su mayor disponibilidad con las horas de demanda punta, dependiendo de la estación del año y del período considerado.

En el caso de las tecnologías de generación convencionales los factores de disponibilidad por período suelen ser constantes, aportando información, en este caso, de las horas en las que la tecnología deja de estar disponible por actividades de mantenimiento, restricciones técnicas, u otras causas ajenas a la disponibilidad del recurso.

Eficiencia

Los datos de eficiencia de las instalaciones de generación térmicas, tanto convencionales como de energías renovables se han obtenido a partir de los datos reportados a Eurostat, considerándose constantes durante todo el horizonte. No se tienen en consideración las posibles disminuciones de rendimiento a lo largo del mismo. En aquellas tecnologías en las que se consume más de un combustible, se indica una eficiencia para cada combustible.

Para las tecnologías nuevas, no presentes en el parque de generación del año base se han considerado las eficiencias facilitadas por el *Joint Research Centre* (JRC).

En el caso de las tecnologías de generación con energías renovables (solar fotovoltaica, eólica, hidráulica exceptuando el bombeo y energías del mar) se ha considerado una eficiencia igual al 100%.

Costes de inversión, operación y mantenimiento

Otro de los parámetros que define las tecnologías de generación es el coste, que a su vez se divide en costes de inversión (solo para nuevas instalaciones), costes fijos de operación y mantenimiento y costes variables de operación y mantenimiento, así como su variación a lo largo del horizonte contemplado. Estos costes no incluyen costes asociados a impuestos, peajes, combustibles, etc.

Vida útil

La vida útil considerada para instalaciones de generación a partir de energías renovables es la establecida en la Orden 1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban 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, con las siguientes excepciones:

- Para la nueva potencia eólica instalada se considera una vida útil de 25 años, tanto para las instalaciones terrestres como en el medio marino.
- Para el caso de las instalaciones hidráulicas se considera la extensión de la vida útil en todo el horizonte.

Para las instalaciones de tecnologías no renovables se han tenido en consideración los siguientes criterios:

- Nuclear: en el Escenario Tendencial se considera la extensión de la vida útil de estas centrales en todo el horizonte contemplado. En el Escenario Objetivo se considera un cierre ordenado y progresivo de la capacidad instalada de esta tecnología.
- Carbón: las centrales térmicas de carbón que hayan realizado los trabajos necesarios para su adaptación a la normativa europea en materia de emisiones para el año 2020 (en torno a 4,53 GW) continuarán operativas hasta el año 2030.
- Ciclo combinado de gas: se considera una vida útil de 40 años.
- Fuel/Gas (territorios no peninsulares): Se considera que la capacidad instalada en el año 2016 de las centrales de fuel/gas se verá reducida a la mitad en el año 2030.

En relación con la vida útil y descenso de capacidad de generación de las distintas tecnologías presentes en el parque de generación del año base (2016), para establecer el cierre de las instalaciones del citado parque de generación, se ha tenido en cuenta la fecha de puesta en servicio de las mismas, para reflejar un descenso de la capacidad acorde a su vida útil. Así, la capacidad de las diferentes tecnologías existentes consideradas se verá reducida de manera progresiva (según su puesta en servicio), siendo sustituida, en caso necesario, por capacidad de generación de tecnologías nuevas disponibles en el sistema a partir del año 2016.

Consumos en generación

Los consumos en generación representan los consumos auxiliares de las diferentes tecnologías. Éstos se han introducido en el modelo TIMES-Sinergia como un porcentaje del total de energía eléctrica producida por cada tipo de tecnología.

Pérdidas en la red de transporte y distribución

Como se ha comentado anteriormente, el modelo simplifica la red del sistema eléctrico, considerándolo como un nudo único, si bien, se establecen unas eficiencias asociadas a dicha red, permitiendo modelizar las pérdidas existentes tanto en el transporte y distribución de la electricidad en redes de alta, media y baja tensión, como las pérdidas asociadas a los procesos de transformación de alta a media tensión y de media a baja tensión. Éstas pérdidas se modelizan con unos coeficientes de eficiencia asociados a alta tensión (0,989), media tensión (0,974) y baja tensión (0,916).

Interconexiones

En TIMES-Sinergia, para modelar las interconexiones se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Interconexiones con Marruecos y Andorra: se considera un saldo neto exportador constante por periodo temporal, calculado como el promedio de los valores reales de los años 2014, 2015, 2016 y 2017.
- Interconexiones con Portugal y Francia: tanto la capacidad de importación como la de exportación con estos países se ha considerado de manera conjunta. En relación a la capacidad de interconexión con Francia, cabe destacar que se han tenido en cuenta los incrementos previstos de dicha capacidad, alcanzando los 5.000 MW en 2025 y los 8.000 MW en 2030.

Penetración de tecnologías de energías renovables

Se establece un límite máximo a la entrada de nueva potencia de generación correspondiente a las tecnologías fotovoltaica y eólica (terrestre y marina) durante el periodo 2020-2030.

Generación térmica acoplada

Se considera un mínimo de generación térmica constante aportada por el conjunto de las centrales nucleares, centrales de carbón y centrales de ciclo combinado. Adicionalmente, una parte de este mínimo se corresponderá a la suma de las producciones de centrales de ciclo combinado y de carbón, de los cuales, otra parte será aportado exclusivamente por centrales de ciclo combinado.

Cálculo de factores de disponibilidad

Los factores de disponibilidad, tanto anuales, como por periodo temporal, se han calculado, para las tecnologías renovables existentes, a partir de datos reales de producción horaria para cada tecnología. Los factores de disponibilidad del año 2014, se han obtenido de los datos reales de producción horaria del citado año, mientras que para los años posteriores se asume un promedio de los años 2014, 2015, 2016 y 2017, y para el caso de la tecnología hidráulica los datos del año 2015, que se considera un año próximo a un año medio hidráulico.

En aquellas instalaciones hidráulicas de más de 10 MW de potencia y en las instalaciones de bombeo, dichos factores por periodos han sido incrementados con el objetivo de dar una mayor capacidad de adaptación de dichas tecnologías a los distintos parques de generación en años posteriores.

Para el resto de tecnologías se han considerado distintos AFA anuales, adaptados a la disponibilidad real de cada tecnología derivada de paradas por recarga, mantenimiento, indisponibilidades no programadas, etc.

Repotenciación

Se considera que aquella capacidad de las tecnologías eólica, solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, biomasa, biogás y residuos sólidos urbanos, que vaya alcanzando el fin de su vida útil se repotenciará en mayor o menor grado dependiendo de las tecnologías.

B.1.2. Modelo utilizado por Red Eléctrica de España

El análisis de los escenarios definidos para el sistema eléctrico español consiste en la simulación del despacho de generación y de la garantía de suministro para el análisis de cobertura en el sistema eléctrico peninsular español. Los estudios utilizan un modelo simplificado del sistema europeo en el que cada sistema eléctrico modelado (zona de oferta) se representa como un único nudo interconectado con sus sistemas vecinos con el valor de capacidad comercial de intercambio que se considera disponible para el mercado (NTC – *Net Transfer Capacity*). El modelo europeo utilizado corresponde al analizado en los estudios que se llevan a cabo en ENTSO-E para la elaboración de la planificación europea *Ten Years Network Development Plan* (TYNDP).

Las simulaciones utilizan como hipótesis base un modelo de mercado de competencia perfecta en la generación eléctrica y, por tanto, no incluyen las posibles estrategias de los generadores para maximizar sus beneficios. La oferta de cada generador será el coste variable de su generación. El despacho de generación óptimo se obtiene minimizando el coste variable de generación a condición de suministrar la demanda de electricidad en todos los países y en todo el periodo de tiempo analizado.

El modelo utilizado considera costes variables de generación basados en una previsión de precios de combustibles, costes estimados de operación y mantenimiento de cada tecnología y costes de emisiones de CO₂. No se consideran costes fijos de generación, costes de desmantelamiento de grupos actualmente en servicio y no considerados en el escenario a evaluar, eventuales costes de alargamiento de vida útil de grupos generadores ni otros factores (peajes, impuestos) que pueden formar parte de la estrategia de oferta por parte de la generación. La generación renovable se considera en el modelo con coste variable cero.

Se usa un modelo simplificado del sistema en el que los distintos sistemas modelados (zonas de precio) se representan como una red de nudos interconectados por la capacidad comercial de intercambios disponible para el mercado (NTC – *Net Transfer Capacity*) en función de las interconexiones físicas que existen entre cada uno de ellos. De manera general, el modelo utiliza un valor constante de capacidad comercial de intercambio entre los sistemas modelados en todas las horas del horizonte de simulación y, por tanto, no tiene en cuenta las variaciones de la capacidad de intercambio que corresponderían a distintas situaciones de operación ni reducciones de su valor por indisponibilidades de la red de transporte u otras circunstancias. No obstante, en el caso de las interconexiones del sistema eléctrico peninsular español, se tienen en cuenta las variaciones de capacidad de intercambio que corresponden con situaciones de indisponibilidad de interconexiones.

Dentro de cada zona de precio el análisis llevado a cabo considera un único nudo, es decir, no se consideran pérdidas ni eventuales limitaciones a la generación debido a elementos de la red interna de cada sistema. Es importante recalcar que con ello se asume en el modelo que la red de transporte del sistema peninsular español tendrá capacidad suficiente para evacuar toda la generación modelada y transportarla hasta los puntos de consumo y que las variables del sistema eléctrico se mantienen dentro de los rangos que establece la normativa para lograr el nivel de seguridad exigido por ésta. Para ello, será necesario el desarrollo y la adaptación de dicha red, de modo que se minimicen los vertidos renovables o las posibles necesidades adicionales de generación térmica a causa de las posibles restricciones en la red interna, de tal manera, que solo se introduzcan un mínimo razonable de distorsiones posibles respecto de esta suposición de nudo único.

El modelo considera de forma individual los parámetros de funcionamiento de cada unidad de generación térmica, su disponibilidad y tasas de fallo. La generación hidráulica se modela de forma coherente con series históricas de producción y la generación eólica, fotovoltaica y termosolar utilizando series históricas climáticas de recurso primario. En cada escenario se ha llevado a cabo una simulación completa del despacho de generación del sistema europeo modelado durante cada hora del año respetando todas las restricciones de los grupos (restricciones de arranques, parada, tiempos de subida y bajada de carga, etc.), al tiempo que se minimiza el coste variable total.

Como resultado se obtienen, con detalle horario a lo largo de un año, los valores de coste marginal y los valores de saldo de intercambio que resultan del proceso de minimización de coste variable total en el conjunto modelado respetando los valores de capacidad de intercambio fijados. La cogeneración se considera en el modelo, al igual que la generación renovable, con coste variable cero lo que les confiere prioridad de despacho frente al resto de tecnologías.

Es muy importante destacar que los resultados de costes no deben interpretarse como precios y los resultados de intercambios de energía únicamente consideran la diferencia de coste marginal entre sistemas.

En las simulaciones que se presentan se ha implementado una restricción a la generación térmica acoplada en la Península Ibérica de un valor mínimo suficiente para garantizar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico. Esta generación mínima necesaria corresponde a la generación a mínimo técnico de 5 grupos nucleares y 5 grupos térmicos, carbón o ciclo combinado para los escenarios con horizonte 2025 y el escenario horizonte 2030 tendencial y 3 grupos nucleares y 7 grupos de ciclo combinado para el escenario con horizonte 2030 objetivo. En caso de indisponibilidades de grupos nucleares se aplican reglas de equivalencia para garantizar una aportación a la estabilidad dinámica similar con otras tecnologías térmicas.

Como resultado de la simulación se obtienen los valores de generación renovable y los indicadores sobre el porcentaje de renovables (RES) en la generación eléctrica y en la demanda eléctrica en el sistema español peninsular. Adicionalmente, al valor de participación de la generación renovable en el mix de producción de energía eléctrica, en el estudio se han calculado los valores estimados de participación de la generación renovable en energía final en el sistema español peninsular.

Para la ejecución de las simulaciones descritas en los párrafos anteriores se ha utilizado el paquete de software de simulación de sistemas eléctricos PLEXOS. La herramienta PLEXOS, desarrollada por *Energy Exemplar*, es un paquete de software de modelado de sistemas eléctricos. Integra un motor de modelado de mercados eléctricos consistente en la optimización del coste de generación global para determinar la solución óptima al despacho económico para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las capacidades de intercambio entre nudos o zonas, considerando dichas capacidades como restricciones técnicas del sistema, pudiendo incorporar restricciones adicionales como hipótesis de generación síncrona mínima.

PLEXOS incluye también una herramienta de análisis de cobertura de la demanda que permite detectar las necesidades de cobertura de la demanda del sistema utilizando para ello la metodología probabilista. Esta herramienta permite la simulación de un número elevado de años climáticos y de situaciones de in-disponibilidad programada o sobrevenida de la generación mediante el método de Monte Carlo. La utilidad de esta herramienta para los análisis de cobertura y de despacho económico del sistema eléctrico se fundamenta en los siguientes factores:

- Sistemas de optimización linear. PLEXOS es capaz de linearizar el problema de despacho económico para obtener siempre una solución válida. Sus sistemas de cálculo son robustos y sólidos; si bien requieren grandes potencias de cálculo. En cualquier caso, garantizan una elevada consistencia en las soluciones.

- PLEXOS posee la capacidad de incorporar restricciones complejas en el problema de optimización del coste de generación en los estudios de despacho económico. Estas restricciones pueden modelar posibles restricciones técnicas en el sistema (sobrecargas, mínimos de generación acoplada, reservas...) o restricciones aplicables a los generadores, en sus límites de generación o en sus ofertas al mercado, permitiendo modelar ofertas complejas. De esta forma, PLEXOS permite modelar sistemas de potencia con gran detalle y precisión.

- La capacidad de PLEXOS para realizar coordinación hidráulica/térmica en el despacho económico permite realizar estudios complejos para minimizar los costes de generación térmica a través de la generación hidráulica o de la gestión optimizada de los recursos de almacenamiento de bombeo o baterías. Este recurso es importante para los análisis de despacho económico y de cobertura de la demanda para el sistema eléctrico peninsular español.

B.2. MODELOS DE EMISIONES NO ENERGÉTICAS

B.2.1. PROYECCIONES DE LOS SECTORES NO ENERGÉTICOS

Introducción

De forma complementaria al modelado del sistema energético para el PNIEC 2021-2030, realizado con el modelo TIMES-Sinergia (ver Anexo B.1.1), las emisiones del resto de sectores no energéticos y las emisiones y absorciones del sector LULUCF se han proyectado, caso por caso, según previsiones nacionales de las principales variables de actividad representativas de cada sector.

Sobre las proyecciones de las variables de actividad se han estimado las emisiones y, en su caso, absorciones para cada uno de los GEI aplicando metodologías de cálculo consistentes con las implementadas en el Inventario Nacional de Emisiones (Directrices IPCC 2006 y Guías Metodológicas EMEP/EEA 2016). La edición 2018 del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, correspondiente a la serie 1990-2016, se ha utilizado como referencia para el cálculo de las emisiones proyectadas.

El año de referencia de la serie proyectada es el año reportado 2016. La cobertura geográfica utilizada ha sido única para todo el territorio nacional, asumiendo características y parámetros promedio. Se han utilizado datos históricos del Inventario Nacional de Emisiones (1990-2016) para el análisis de las tendencias de las emisiones y de los factores de emisión (directos e implícitos). El horizonte temporal proyectado ha sido 2017-2040 con periodos temporales anuales.

Las estimaciones de emisiones proyectadas se han realizado de forma conjunta y coherente tanto para los GEI (CO₂, CH₄, N₂O y gases fluorados), como para las emisiones de contaminantes atmosféricos asociadas (NH₃, COVNM, PM2.5, SO_x, NO_x y CO) que se incluirán en el Programa de Control de la Contaminación Atmosférica.

A continuación, se describen brevemente las principales características de los sistemas de cálculo de las proyecciones de emisiones para los sectores no energéticos más relevantes: agricultura, residuos, uso de productos y usos del suelo, cambios de usos del suelo y bosques (LULUCF).

Proyecciones del sector de la Agricultura

La estimación de las emisiones proyectadas del sector de la agricultura se ha realizado de forma coherente al sistema de cálculo aplicado en la edición 2018 del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero, correspondiente a la serie 1990-2016 y basado en las Guías metodológicas IPCC 2006 mediante un enfoque metodológico de nivel 2 basado en datos específicos del país. El año de referencia de la serie proyectada es el año reportado 2016.

Los dos conjuntos fundamentales de entrada de datos al sistema que se han tenido en cuenta en las proyecciones son la cabaña ganadera y el consumo de fertilizantes inorgánicos en superficie cultivada fertilizada.

Las previsiones de evolución de la cabaña ganadera para las especies de vacuno de carne, vacuno lechero, ovino, porcino (blanco e ibérico), aves, caprino y equino para el periodo proyectado han sido proporcionadas por el MAPA, basándose en datos históricos y previsiones de mercado de la producción ganadera.

Para cada cabaña ganadera, además del dato del censo, para la estimación de las emisiones proyectadas se han tenido en cuenta parámetros relativos a la fermentación entérica y a la gestión de estiércoles propios del país de forma coherente al Inventario Nacional de Emisiones. Estos datos se fundamentan en los documentos zootécnicos con datos específicos para España para cada especie productiva y datos actuales y previsiones sobre los sistemas de gestión de estiércoles. Estos cálculos se realizan de forma coordinada y coherente con la estimación de emisiones derivadas de la aplicación de estiércoles a campo como fertilizante orgánico (sector CRF 3Da2a) o las derivadas de las actividades de pastoreo (actividad CRF 3Da3).

Para la estimación de las emisiones proyectadas derivadas de la gestión de cultivos (actividades CRF 3C, D, F, G y H) se han tenido en cuenta tanto las superficies totales cultivadas (incluyendo el arroz), como la cantidad total y tipología de los fertilizantes inorgánicos aplicados a campo como fertilizantes. Dentro de estas prácticas también se han tenido en cuenta el grado actual de implementación de mejoras técnicas disponibles y su previsible evolución a futuro. La superficie cultivable utilizada es coherente con el dato inventariado en la última edición del Inventario Nacional de emisiones, así como los datos de uso y aplicación de fertilizantes inorgánicos, coherentes a su vez con los Balances Nacionales del uso del Nitrógeno en la Agricultura Española (BNAE).

Para el escenario con medidas adicionales se han tenido en cuenta las políticas y medidas descritas en el capítulo correspondiente de este informe.

Las estimaciones de emisiones proyectadas para todas las actividades agrícolas se han realizado de forma conjunta y coherente tanto para los GEI (CO_2 , CH_4 y N_2O), como para las emisiones de contaminantes atmosféricos asociadas (NH_3 , COVM, $\text{PM}_{2.5}$, SO_x , NO_x y CO) que se incluirán en el Programa de Control de la Contaminación Atmosférica.

Proyecciones del sector Residuos

Para la proyección de las emisiones derivadas de la gestión y tratamiento de residuos se han utilizado como datos de partida los datos históricos inventariados (desde 1950 para los vertidos a vertederos y desde 1990 para el resto de actividades). Estos datos son coherentes con las series oficiales nacionales (Subdirección General de Residuos de MITECO e INE) y las publicadas en EUROSTAT.

Las previsiones de evolución de la generación total de residuos (actividades CRF 5A, B y C1), así como la distribución de los sistemas de gestión y tratamiento a nivel nacional para el Escenario Tendencial han sido facilitadas por la unidad competente del MITECO. Para el escenario con medidas adicionales se han tenido en cuenta las políticas y medidas descritas en el capítulo correspondiente de este informe.

En cuanto a las emisiones derivadas del tratamiento de aguas residuales (actividad CRF 5D), para la proyección se ha ligado a la proyección de la población nacional considerando que la actividad ha alcanzado su madurez en cuanto a su desarrollo (máximos de porcentajes de

población tratada, volumen de agua tratada, consumos de proteínas, equilibrio en los sistemas de tratamiento y máximos en las eficiencias de captación del CH₄ generado y su aprovechamiento).

El cálculo de las emisiones se ha realizado de forma coherente con las metodologías utilizadas en el Inventario Nacional de Emisiones (basadas en las Directrices metodológicas IPCC 2006 y, normalmente, con enfoques metodológicos de nivel 2).

Proyecciones del sector de Uso de Productos

Dentro de este sector se incluyen, fundamentalmente, las actividades ligadas al uso de lubricantes y disolventes (actividad CRF 2D) y el uso de gases fluorados (actividad CRF 2F y G).

La proyección de las variables de actividades vinculadas al uso de lubricantes y disolventes se ha ligado mediante elasticidades a la proyección del PIB y la población determinadas en el contexto macroeconómico general del Plan Nacional.

Para las emisiones de gases fluorados en actividades de refrigeración y aire acondicionado, agentes espumantes, equipos antiincendios se ha proyectado según objetivos del Reglamento UE/517/2014 de gases fluorados que prevé reducir las emisiones de 2010 en 2/3 en 2030 y las ventas de F-gases de 2014 en un 79% en el año 2030.

La variedad de actividades contempladas dentro de la categoría CRF 2G (SF₆ en equipos eléctricos y médicos, N₂O en anestesia y aerosoles (nata montada), consumo de tabaco y fuegos artificiales) se ha proyectado vinculando las actividades directamente al PIB.

No se han tenido en cuenta políticas o medidas más allá de las actualmente existentes para la construcción del escenario con medidas adicionales.

La estimación de las emisiones proyectadas se ha realizado de forma coherente con las metodologías utilizadas en el Inventario Nacional de Emisiones (basadas en las Directrices metodológicas IPCC 2006 y, normalmente, con enfoques metodológicos de nivel 2).

Proyecciones del sector LULUCF

Las proyecciones de las absorciones y emisiones del sector de usos del suelo, cambios de usos del suelo y bosques (LULUCF) se han realizado aplicando el mismo modelo de cálculo utilizado en el Inventario Nacional de Emisiones en su edición 2018 (serie 1990-2016 y año de referencia 2016). Este sistema de cálculo aplica las directrices metodológicas IPCC 2006 y hace uso de series de datos de usos de superficies y cambios disponibles desde 1970 hasta 2016.

Las matrices de cambio de usos del suelo para el periodo 2017-2040 se han construido sobre las tendencias observadas en los datos históricos. Únicamente se han incorporado superficies adicionales en las reforestaciones para la construcción del escenario con medidas adicionales según las medidas descritas en el capítulo correspondiente de este informe.

Las previsiones de consumo y utilización de productos madereros se han basado en los datos históricos inventariados ligadas al PIB. Para las transiciones entre cultivos, la incidencia de incendios forestales, el crecimiento de la biomasa forestal o la implementación de prácticas de conservación de suelos agrícolas (actividades con notable impacto en las estimaciones de emisiones y absorciones en el sector LULUCF del Inventario español), se ha aplicado diferentes

enfoques de proyección a futuro basado en los datos históricos del Inventario Nacional y las tendencias históricas.

El Nivel de Referencia Forestal para el periodo 2021-2025 se ha fijado haciendo uso de los datos del periodo de referencia (2000-2009) del Inventario Forestal Nacional tal como se describe en el Informe sobre Contabilidad Forestal Nacional y según lo previsto en el Reglamento (UE) 2018/841 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de GEI resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura en el marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030.

La contabilidad de las absorciones LULUCF se ha realizado atendiendo igualmente a lo previsto en el Reglamento (UE) 2018/841.

B.2.2. DESCRIPCIÓN MODELO M3E

El modelo M3E (Modelización de medidas para la mitigación en España) es un modelo que permite la evaluación conjunta de medidas de mitigación sectoriales y que se ha utilizado para la evaluación de la contribución de las medidas de los sectores difusos no energéticos a los objetivos del presente Plan, es decir, agrícola y ganadero, gestión de residuos, y gases Fluorados.

Las variables de entrada se definen para cada medida incluida en el modelo y para cada año analizado, siempre teniendo en cuenta que los valores asignados se refieren a la unidad definida para la medida concreta, como por ejemplo m² de vivienda, t de biorresiduo, 1 Millón de pasajero-km, etc. Estas variables se agrupan en las siguientes categorías:

- Definición de la medida
- Inversión
- Operación y mantenimiento
- Horizonte temporal
- Mitigación CO₂ – Energía
- Campo de aplicación de la medida
- Tipología de la medida

Otro tipo de variables comunes como costes de la energía y coste de CO₂, tipo de descuento etc. se pre configuran en el modelo.

El modelo identifica la mitigación por medida en los años en los que aplica sobre un universo potencial, asimismo detrae del universo en cada año aquellas unidades (viviendas, vehículos, etc.) sobre las que ya ha actuado en años anteriores.

Según la tipología de la medida estima la mitigación con ecuaciones predefinidas (exponencial negativo en caso de residuos, polinómica en caso de sumideros, etc.).

M3E, basándose en los datos de entrada, aplica un motor de resolución de problemas de optimización para buscar un objetivo (minimizar un coste), cumpliendo una serie de restricciones como son las de cumplir el objetivo de mitigación y proponer grados de aplicación de las medidas realistas dentro de unos valores máximos y mínimos. Un uso habitual es cumplir el objetivo de mitigación elegido y minimizar una función compuesta de coste de aplicación de las medidas, que puede incluir también empleo y coste de CO₂.

El modelo esta soportado en un formato Excel lo que da flexibilidad para la incorporación y modificación de datos en un futuro, así como su gestión por personal que garantice la continuidad futura de las revisiones.

En base a los datos de entrada y la ejecución del optimizador, busca, para cada año, la combinación coste eficiente de medidas dentro de los rangos posibles de aplicación que permiten alcanzar el objetivo de mitigación. Como coste de cada medida se utiliza el valor actual neto (VAN) y el coste marginal de abatimiento (CMA) por tonelada de CO₂.

Figura B.5. Estructura del Modelo M3E



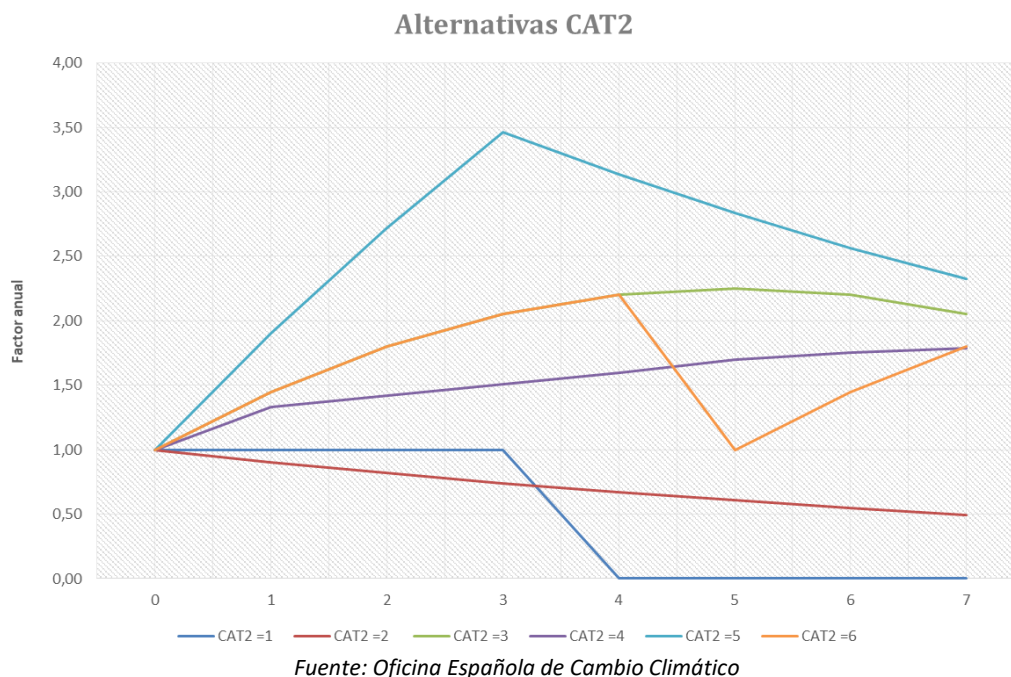
Fuente: Oficina Española de Cambio Climático

Teniendo en cuenta el porcentaje de penetración determinado por el optimizador lineal, la hoja de cálculo ofrece unos resultados totales para cada año y medida de las siguientes variables:

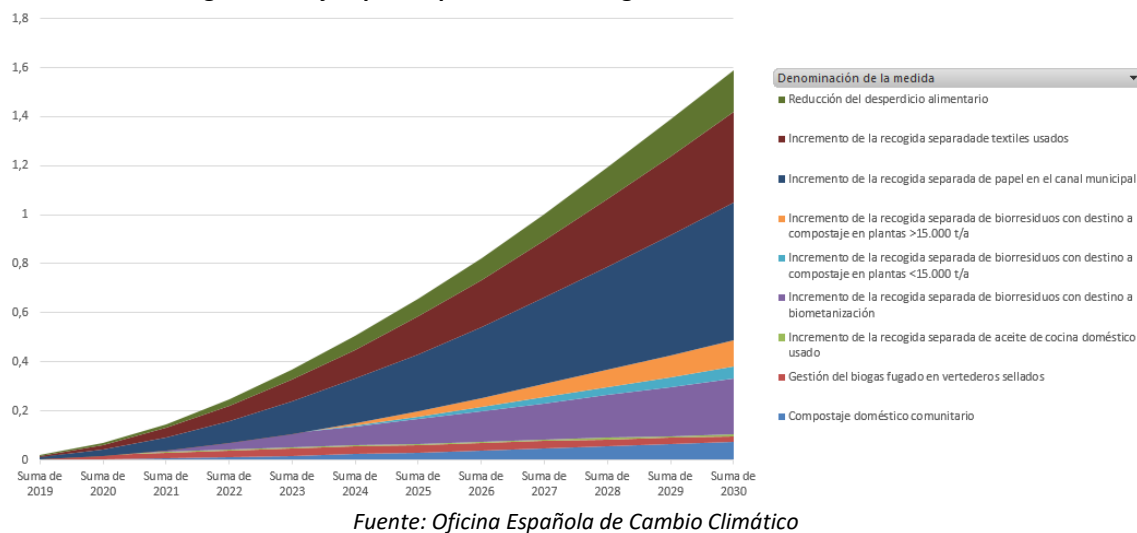
- Mitigación en sectores difusos (MtCO₂/año)
- Mitigación en sectores ETS (MtCO₂/año)
- Total Mitigación (MtCO₂/año)
- Inversión en el año (M€)
- Gastos anuales de O&M (M€/año)
- Coste total (M€)
- Ahorros en Energía (kWh/año)
- Empleo por inversión (hombres/año)
- Empleo O&M (hombres/año)
- Actividad económica local en el año de instalación (M€)
- Actividad económica local en años sucesivos (M€)
- *Pay back*
- Ingresos fiscales por inversión (M€)
- Balance fiscal anuales (M€)
- Posibles cobeneficios (a definir 2 variables)

Con esta información de salida se elaboran posteriormente los gráficos y tablas que ilustran los resultados obtenidos.

Adicionalmente el modelo evalúa aspectos tales como la posible superposición de medidas que podría dar lugar a una doble contabilidad de la mitigación producida. Es posible realizar análisis de sensibilidad sobre parámetros clave.

Figura B.6. Ejemplo de análisis de sensibilidad Modelo M3E

Una característica singular del modelo M3E es la posibilidad de definir patrones de mitigación no lineales en el tiempo, estos patrones se dan en los sectores no energéticos como son la gestión de residuos y en los sumideros forestales. La figura muestra la flexibilidad de alternativas a la hora de adoptar el patrón de mitigación de una posible medida.

Figura B.7. Ejemplo de patrones de mitigación no lineales Modelo M3E

Las salidas gráficas y numéricas del modelo son fácilmente adaptables a las necesidades de información requeridas pudiendo exportarse a otros modelos.

La información relativa a medidas y cumplimiento se adapta a las necesidades de comunicación que exige el nuevo sistema de gobernanza.

B.3. MODELOS DE ANÁLISIS DE IMPACTO

B.3.1. DESCRIPCIÓN MODELO DENIO

El modelo DENIO se ha utilizado en este estudio para el análisis del impacto económico de las diferentes medidas y escenarios del PNIEC. DENIO es un modelo dinámico econométrico neo-keynesiano y representa un híbrido entre un input-output econométrico y un modelo de equilibrio general computable (CGE). Se caracteriza por la integración de las rigideces y las fricciones institucionales que hacen que en el corto plazo las políticas fiscales y las inversiones tengan un impacto diferente que a largo plazo. En el largo plazo, la economía siempre converge hacia un equilibrio de pleno empleo y en esa fase de equilibrio el modelo funciona de manera similar a un modelo CGE. A diferencia de un modelo CGE, DENIO describe explícitamente una senda de ajuste hacia este equilibrio.

DENIO es un modelo desagregado con un detalle de 74 sectores, 88 productos, 22.000 tipos de hogares y 16 categorías de consumo. Las ecuaciones del modelo se han estimado econométricamente utilizando datos del INE, del Banco de España y de EUROSTAT. El modelo está calibrado para el año base 2014.

DENIO está inspirado en el modelo FIDELIO (*Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output Model*) de la Comisión Europea (Kratena et al., 2013, Kratena et al. 2017). El modelo FIDELIO ha sido utilizado por la Comisión Europea para analizar el impacto económico del *Clean Air Package* (Arto et al., 2015). En el País vasco también se ha utilizado un modelo de estas características (DERIO: *Dynamic Econometric regional Input-Output model*)⁸¹ para analizar el impacto económico de la Estrategia de Cambio Climático 2050 del País Vasco.

El crecimiento económico en DENIO está en el largo plazo movido por el crecimiento de la productividad total de los factores (TFP) a la cual corresponde una senda de precios y por lo tanto de competitividad de las exportaciones. Las exportaciones son exógenas y se ajustan en el Escenario Tendencial a la senda del crecimiento del PIB proporcionada por el MINECO. Las importaciones son endógenas y no hay ninguna condición de equilibrio sobre el balance exterior.

En DENIO actúan dos mecanismos que determinan la característica Keynesiana del modelo en el corto plazo y la característica CGE a largo plazo: (i) la heterogeneidad de la propensión marginal al consumo respecto a la renta disponible, según la situación del sector financiero y (ii) el efecto sobre salarios/ precios cuando la economía está en o por debajo de la tasa de paro de equilibrio (NAIRU). La propensión marginal al consumo también varía según grupos de renta. Eso se ha derivado de estimaciones de sensibilidad del consumo a la renta a largo plazo (Kratena, et al., 2017).

El sub-modelo de demanda de los hogares comprende tres niveles en los que se determina la demanda que hacen los 22.000 tipos de hogares para un total de 16 categorías de gasto. En el primer nivel se deriva la demanda de bienes duraderos (viviendas y vehículos) y la demanda total de no duraderos. El segundo nivel vincula la demanda de energía (en unidades monetarias y físicas) con el stock de bienes duraderos (casas, vehículos, electrodomésticos), teniendo en cuenta la eficiencia energética del stock. En el tercer nivel se determinan nueve categorías de demanda de bienes de consumo no duraderos en un sistema de demanda flexible (*Almost Ideal Demand System*). Por último, el gasto total que hacen los hogares de esas

16 categorías de consumo (a precios de adquisición) se transforma en un vector de consumo de 88 productos a precios básicos utilizando una matriz puente producto/gasto y las matrices de valoración proporcionadas por el INE. El modelo está estimado utilizando micro-datos de la Encuesta de Presupuestos Familiares y de la Encuesta de Condiciones de Vida elaboradas por el INE.

El núcleo Input-Output del modelo se basa en tablas de Origen y Destino del año 2014 (último disponible) elaboradas por el INE. El modelo de producción vincula las estructuras de producción (tecnologías Leontief) de los 74 sectores y 88 productos a un modelo Translog con cuatro factores de producción (capital, trabajo, energía y resto de inputs intermedios). La demanda del factor energía se divide en 25 tipos que a su vez se enlazan con el modelo en unidades físicas (Terajulios y toneladas de CO₂). El conjunto de categorías de energía del modelo de sustitución de energías se vincula directamente con dos partes del modelo: (i) las cuentas físicas (Terajulios) de energía por industria (74 + hogares) y tipo de energía (25) de EUROSTAT y (ii) los productos e industrias de la energía de las tablas de Origen y Destino en unidades monetarias. Para ello se utilizan una serie de precios implícitos que vinculan usos/producción de energía en unidades física (TJ) y en términos monetarios. El elevado nivel de detalles del modelo energético permite enlazar el modelo DENIO con modelos bottom-up del sector energético/ eléctrico (como TIMES-SINERGIA).

El mercado laboral se especifica a través de curvas salariales, donde los aumentos salariales por industria dependen de la productividad, el índice de precios al consumo y la distancia al pleno empleo. La demanda de inputs intermedios se modela en tres pasos. En primer lugar, el modelo Translog estima la demanda total de intermedios de cada sector productivo. En segundo lugar, esta demanda se desagrega utilizando las estructuras productivas de la Tabla de Origen del marco Input-Output. Por último, la demanda intermedia se divide en productos nacionales e importados. La formación de capital también es endógena y se deriva de la demanda de capital por sector del modelo Translog, aplicando la matriz de formación de capital producto/sector. El modelo se cierra mediante la endogeneización de partes del gasto e inversión públicos para cumplir con el programa de estabilidad a medio plazo para las finanzas públicas. Ese mecanismo de cierre de modelo forma parte del módulo del sector público. Ese módulo integra varios componentes de ingresos endógenos: impuestos a la renta (con tipos variables en función de la renta de cada hogar), al patrimonio, al capital, a los productos y a la producción, y cotizaciones a la seguridad social. Entre los gastos, las transferencias son endógenas y crecen al ritmo del PIB. Los pagos de interés por la deuda pública también son endógenos y dependen de la senda de la deuda pública. El consumo público y la inversión son endógenas por el cierre de modelo descrito arriba.

Para las simulaciones del PNIEC, el modelo DENIO se ha utilizado en combinación con el modelo bottom-up TIMES-SINERGIA. En concreto se toma de este modelo datos como el mix energético y eléctrico, intensidad y eficiencia energética por sector, precios e inversiones para analizar los impactos económicos en variables clave como el empleo, PIB, balanza comercial, distribución de renta, inflación, etc.

Referencias bibliográficas

Arto, I., Kratena, K., Amores, A.F., Temurshoev, U., Streicher, G. 2015. Market-based instruments to reduce air emissions from household heating appliances. Analysis of scrappage policy scenarios. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies. ISBN 978-92-79-50850-9.

Kratena, K., Streicher, G., Salotti, S., Sommer, M., Valderas Jaramillo, J.M. 2017. FIDELIO 2: Overview and theoretical foundations of the second version of the Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output model for the EU-27. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies. ISBN 978-92-79-66258-4.

Kratena, K., Streicher, G., Temurshoev, U., Amores, A.F., Arto, I., Mongelli, I., Neuwahl, F., Rueda-Cantuche, J.M., Andreoni, V. 2013. FIDELIO 1: Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output Model for the EU27. Luxembourg. European Commission. ISBN 978-92-79-30009-7.

B.3.2. INTEGRACIÓN DE MICRODATOS EN DENIO

DENIO incorpora los microdatos de los hogares que representan al conjunto de la población española, lo cual permite evaluar los efectos microeconómicos y los impactos distributivos y su impacto a nivel social.

La principal base de datos utilizada para integrar los 22.000 hogares en el modelo es la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF) de 2014. La EPF es una encuesta transversal representativa de toda la población española que recopila información anual sobre los patrones de consumo y las características socioeconómicas de los hogares españoles. Así, a través de la estructura de consumo de la EPF se incluyen los hogares recogidos de dicha encuesta en DENIO. Cabe mencionar que la EPF aporta un factor poblacional por cada hogar encuestado. Este factor poblacional nos permite elevar los consumos de cada hogar y por lo tanto aproximar el análisis a todos los hogares de España.

Sin embargo, como es de esperar, la integración de microdatos en un modelo de estas características no es inmediata y ha sido necesario incluir datos de otras fuentes estadísticas, así como realizar algunos supuestos. Una de las principales limitaciones de la EPF, es su escasa información sobre los ingresos de los hogares, así como el origen de estos. Aunque la Encuesta de Presupuestos Familiares contiene información sobre ingresos mensuales de los hogares, esta variable tiene una alta tasa de no respuesta y como demuestran algunos estudios suele infrarrepresentar el ingreso de los hogares (López-Laborda et al. 2016). Así, para calcular el ingreso de cada hogar se han aplicado las estimaciones de ahorro calculadas para España sobre el gasto total de cada hogar. La utilización de las estimaciones de ahorro por nivel de renta ha sido elegida por dos razones. La primera es que para su cálculo se ha utilizado la Encuestas de Presupuestos Familiares. La segunda causa es que las estimaciones de ahorro de los hogares están presentadas por distintos niveles de renta (quintiles, para ser más concretos). De esta forma, usando las tasas de ahorro por quintil de renta en la EPF se respeta la estructura de la desigualdad existente en España.

Finalmente, también ha sido necesario estimar el origen de las rentas de los hogares introducidos en el modelo. En DENIO cada uno de los hogares consume acorde a las estructuras de consumo de cada uno de los nodos de consumo y en función de su renta

disponible. Esta renta disponible depende de distintas fuentes de ingresos. En DENIO para calcular la renta disponible de los hogares se tienen en cuenta las siguientes 8 fuentes de ingresos: (1) Sueldos y Salarios; (2) Excedente bruto de explotación; (3) Cotizaciones sociales; (4) Transferencias del sector público; (5) Rentas de propiedades y dividendos; (6) Intereses pagados de la deuda; (7) Impuestos sobre el patrimonio e IRPF y (8) otras rentas. Dado que esta información no se contempla en la EPF, las fuentes de origen de las rentas de los hogares han sido completadas utilizando información de la Encuesta de Condiciones de Vida (ECV). La ECV, al igual que la EPF, es una encuesta transversal representativa de toda la población española cuyo objetivo fundamental es disponer de una fuente de referencia sobre estadísticas comparativas de la distribución de ingresos y la exclusión social en el ámbito europeo (INE 2018b).

Para completar las fuentes de ingresos en la EPF se ha calculado la estructura de ingresos (teniendo en cuenta las fuentes de ingreso incluidas en DENIO) de la ECV de 2014 por grupo de ingreso, más concretamente por ventíl de renta. Una vez calculada la estructura media de las fuentes de ingresos por ventíl de la ECV, se han aplicado estas mismas estructuras a los hogares de la EPF acorde al ventíl de ingresos al que corresponde cada hogar.

Al finalizar el proceso anteriormente detallado tenemos la siguiente información de cada uno de los hogares a integrar: patrones de consumo, ingreso total, origen de dichos ingresos y características recogidas en la Encuesta de Presupuestos Familiares. Así, se dispone de los 22.000 hogares preparados para ser integrados en DENIO. Finalmente, la integración se lleva a cabo a través de las estructuras de gasto e ingreso de los 22.000 hogares, pero respetando los valores incorporados en DENIO de las cuentas nacionales.

Referencias bibliográficas

INE (2018a). Encuesta continua de presupuestos familiares, base 2006. Instituto Nacional de Estadística. www.ine.es

INE (2018b). Encuesta de condiciones de vida, base 2013. Instituto Nacional de Estadística. www.ine.es

López-Laborda, J., Marín-González, C. y Onrubia, J. (2016). ¿Qué ha sucedido con el consumo y el ahorro en España durante la Gran Recesión?: Un análisis por tipos de hogar, Estudios sobre la Economía Española, 2016/20, Fedea.

B.3.3. ESPECIFICACIÓN DEL MODELO DE DEMANDA AIDS

Para la especificación del nodo de consumo de bienes no duraderos se ha llevado a cabo la estimación de un modelo de demanda para calcular las elasticidades precio de sustitución, así como las elasticidades de ingresos de los distintos bienes que conforman este nodo. Posteriormente estas elasticidades son usadas para aplicar los parámetros correspondientes a la función de demanda de bienes no duraderos. Para la estimación del modelo de demanda de estos bienes se ha usado el ampliamente conocido “Sistema de Demanda Casi Ideal” (AIDS por sus siglas en inglés), propuesto en 1980 por Deaton and Muellbauer (1980). La principal ventaja de esta metodología es que permite una aproximación de primer orden a un sistema de demanda desconocido. Además, los modelos AIDS satisfacen los axiomas de la teoría de consumidor y no impone restricciones a la función de utilidad. Más concretamente se ha seguido su aproximación logarítmica (LAIDS), la cual para un grupo de bienes n se puede definir como:

$$W_i = \alpha_i + \sum_{j=1}^n \gamma_{ij} \ln p_j + \beta_i \ln \left(Y_i / \tilde{p} \right) + t + \sum_{d=1}^7 d_d + e_{it} \quad [1]$$

donde W_i representa el porcentaje de consumo del bien i (sobre el consumo total de los bienes incluidos), α_i es la constante, p_j es el precio del bien j , $\tilde{p}$ se refiere al índice de precios de Stone, Y es el ingreso (por lo que, $Y/\tilde{p}$ representa el ingreso real), t es una variable de tendencia que captura el efecto del tiempo (tomando valores de 1 para 2006 y de 11 para 2016). Por último d_d es un set de “ d ” variables dummies o variables de control que capturan el efecto de distintas características de los hogares incluidos: años de crisis (es decir años posteriores o anteriores a 2008); comunidad autónoma donde reside; situación profesional del sustentador principal; número de miembros del hogar; sexo del sustentador principal; edad del sustentador principal y grado urbanidad del hogar. Finalmente e_{it} es el término de error. Las restricciones de suma y homogeneidad de la ecuación [1] son las siguientes:

$$\sum_{i=1}^n \alpha_i = 1 \quad [2]$$

$$\sum_{j=1}^n \gamma_{ij} = 0 \quad [3]$$

$$\sum_{i=1}^n \beta_i = 0 \quad [4]$$

La condición de simetría viene dada como:

$$\gamma_{ij} = \gamma_{ji} \quad [5]$$

Finalmente, la suma de W_i también debe satisfacer que:

$$\sum_{i=1}^n W_i = 1 \quad [6]$$

El modelo AIDS se lleva a cabo para analizar la demanda bienes no duraderos, incluyendo 9 grupos de bienes distintos: (1) Alimentos y bebidas; (2) Ropa y calzado; (3) Bienes no duraderos del hogar (muebles, alfombras, vajillas, etc.); (4) Gastos médicos; (5) Telecomunicaciones; (6) Educación; (7) Hostelería y restauración; (8) Servicios financieros y (9) Otros bienes no duraderos. Como el modelo de AIDS se compone de un sistema de ecuaciones dependientes, la ecuación que corresponde al grupo 9 se ha eliminado en el proceso de estimación para evitar problemas de singularidad. La matriz de elasticidades del modelo AIDS ha sido calculada siguiendo las siguientes expresiones:

$$\text{Elasticidad Marshalliana precio-propia:} \quad \varepsilon_{ii} = \frac{Y_{ii}}{w_i} - \beta_i - 1 \quad [7]$$

$$\text{Elasticidad Marshalliana precio-cruzado:} \quad \varepsilon_{ij} = \frac{Y_{ij}}{w_i} - \beta_i \quad [8]$$

$$\text{Elasticidad de ingresos:} \quad \theta_i = \frac{\beta_i}{w_i} + 1 \quad [9]$$

Los datos utilizados en el proceso de estimación han sido tomados de los microdatos de la Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF) (INE, 2018). La EPF es una encuesta transversal representativa de todos los hogares españoles que recopila información anual sobre los patrones de consumo y las características socioeconómicas de los hogares. La EPF recopila información anual de unos 20.000 hogares. Para la estimación del AIDS se han usado los datos de la EPF para el período comprendido entre 2006-2016. Una de las principales limitaciones de la estimación llevada a cabo es la falta de una encuesta continua de hogares, pues la EPF es una encuesta transversal para cada año, por eso se han usado los datos cruzados de cada uno de los años incluidos en la estimación, es decir no se ha transformado los datos en una serie temporal continua. En la estimación de la ecuación [1], el gasto de los hogares se utiliza como proxy del ingreso debido a que los ingresos de los hogares están infrarrepresentados en las encuestas de gasto (ver por ejemplo Wadud et al., 2009 o López-Laborda et al. 2018) y también porque el gasto es una variable más próxima al ingreso vital permanente y sufre menos variaciones a lo largo de la vida de los individuos (Poterba, 1991). Dado que los grupos de gasto analizados se componen de distintos bienes y productos, no se dispone en la estadística nacional de precios específicos para los grupos seleccionados, por ello ha sido necesario construir un índice de precios por grupo a partir de los índices de precios de consumo (IPC, INE 2018) de cada subgrupo de gasto. Para ello se ha construido un Índice de Stone para cada grupo de gasto a partir de los índices de precios por comunidad autónoma en base 2006 de cada subgrupo. Una de las principales ventajas de este proceso es que permite introducir heterogeneidad en los precios de cada grupo de gasto e individuo y, así, facilitar la estimación del modelo de demanda AIDS.

Las elasticidades precio e ingreso obtenidas se muestran en la tabla B.4. La última columna de la tabla representa las elasticidades de ingresos, mientras que el resto representan las elasticidades de los precios. La diagonal principal (color más oscuro) de la matriz muestra las

elasticidades precios-propias, mientras que los elementos restantes son de precios cruzados. Como se puede observar, y cabría esperar, las elasticidades precio-propias tienen signo negativo, mientras que las elasticidades de ingreso son positivas.

Tabla B.4 Elasticidades precio (propias y cruzadas) y elasticidades del ingreso

	Alimentación	Textil	B_Hogar	Salud	Comunicaciones	Educación	Restauración	Serv_Financieros	Otros	Ingreso
Alimentación	-1.76	0.83	0.39	0.89	-0.08	-0.09	0.69	0.13	-0.65	0.58
Textil	2.71	-2.29	-1.27	-1.36	0.27	0.71	-0.45	-0.32	0.72	1.34
B_Hogar	1.30	-1.73	-0.23	-1.45	0.78	0.17	-1.42	0.23	1.19	1.30
Salud	4.83	-2.18	-1.72	-2.14	1.22	0.74	-1.88	0.28	-0.36	1.41
Comunicaciones	-1.29	0.45	0.84	1.11	-0.70	-0.87	0.05	0.52	-0.88	0.58
Educación	-5.99	4.58	0.83	2.89	-3.94	-1.92	1.84	1.23	-0.63	1.89
Restauración	1.31	-0.32	-0.70	-0.78	-0.05	0.14	-1.65	-0.34	0.91	1.39
Serv_Financieros	-0.07	-0.36	0.25	0.26	0.47	0.28	-0.58	-0.59	-0.51	0.74
Otros	-1.94	0.39	0.46	-0.18	-0.43	-0.11	0.84	-0.29	-0.23	1.37

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019

Referencias bibliográficas.

Deaton, A. and Muellbauer, J. (1980): An almost Ideal Demand System. *American Economic Review*, 70, 312–326.

Hills, J., 2012. Getting the measure of fuel poverty. Final Report of the Fuel Poverty Review., CASE report 72. Centre for Analysis of Social Exclusion. The London School of Economics and Political Science., London, UK.

López-Laborda, J., Marín-González, C. y Onrubia, J. (2016). ¿Qué ha sucedido con el consumo y el ahorro en España durante la Gran Recesión?: Un análisis por tipos de hogar, *Estudios sobre la Economía Española*, 2016/20, Fedea.

Poterba, J.M. (1991). Is the Gasoline Tax Regressive? National Bureau of Economic Research.

Tirado Herrero, S., Jiménez Meneses, L., López Fernández, J.L., Perero Van Hove, E., Irigoyen Hidalgo, V., Savary, P., (2016). Pobreza, vulnerabilidad y desigualdad energética. Nuevos enfoques de análisis. Asociación de Ciencias Ambientales, Madrid.

Tirado Herrero, S., Jiménez Meneses, L., López Fernández, J.L., Perero Van Hove, E., Irigoyen Hidalgo, V., Savary, P., (2018). Pobreza Energética en España. Hacia un sistema de indicadores y una estrategia de actuación estatal. Asociación de Ciencias Ambientales, Madrid.

Wadud, Z., Graham, D. J. and Noland, R. B. (2009). Modelling fuel demand for different socio-economic groups, *Applied Energy*, 86, 2740–9.

B.3.4. DESCRIPCIÓN DE TM5-FASST

El TM5-FASST es un modelo tipo “fuente-receptor” global de calidad del aire (AQ-SRM) desarrollado por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea en Ispra, Italia. Permite analizar los efectos en términos de salud o daños ecosistémicos derivados de diferentes escenarios o sendas de emisiones. A través de información meteorológica o químico-atmosférica, el modelo analiza cómo las emisiones de una determinada fuente afectan a los diferentes receptores (en celdas) en términos de concentración, exposición y, en consecuencia, de muertes prematuras. Toda la documentación sobre este modelo puede encontrarse en Van Dingenen et al., 2018. Ha sido utilizado para realizar diferentes estudios a nivel global o regional entre los que se encuentran (Kitous et al., 2017) o (Markandya et al., 2018). También ha sido utilizado por instituciones como la OCDE para proyectar, a futuro, los posibles efectos en términos de salud (OCDE, 2016).

Los niveles de concentración de un determinado contaminante serán calculados mediante la siguiente ecuación lineal:

$$C_{ij}(x, y) = c_j(y) + A_{ij}(x, y)E_i(x) \quad (1)$$

Esta ecuación define el nivel de concentración de un contaminante j en el receptor/celda y derivada de la emisión del precursor i emitido en la fuente x (es decir, $C_{ij}(x, y)$) como la suma de una constante espacial (c_j) más la emisión del precursor i en la fuente x , multiplicado por un coeficiente fuente-receptor ($A_{ij}(x, y)$) que refleja la relación entre la fuente x con el receptor y .

Estos coeficientes, que representan las diferentes relaciones entre fuentes y receptores/celdas, han sido previamente calculados aplicando una perturbación en las emisiones del 20% sobre un escenario de referencia y calculando los niveles de concentración como explica la ecuación (1). A pesar de que el modelo cubre todo el mundo mediante celdas de $1^\circ \times 1^\circ$ (100 km), este proceso fue realizado para 56 regiones (fuentes). Así, cada uno de estos coeficientes, para cada receptor, puede definirse mediante la siguiente ecuación:

$$A_{ij}(x, y) = \Delta C_j(y) / \Delta E_i(x) \quad (2)$$

Donde $\Delta E_i(x) = 0.2 * e_i(x)$, siendo $e_i(x)$ las emisiones en el escenario de referencia.

Hay que tener en cuenta que además de que los gases emitidos en cierta fuente x pueden afectar a distintos receptores y , cada precursor también puede afectar indirectamente a los niveles de concentración de más de un contaminante j . Por ejemplo, las emisiones de NOx (que es un gas precursor) afectan no solo a la formación de partículas PM2.5 en la atmósfera, sino que también influyen en los niveles de ozono (O3).

Por eso, el nivel de concentración total del contaminante j en el receptor (la celda) y , que resulta de la emisión de todos sus precursores i , en todas las fuentes x se define como:

$$C_j(x, y) = c_j(y) + \sum_x \sum_i A_{ij}(x, y)[E_i(x) - e_i(x)] \quad (3)$$

Una vez obtenidos los niveles de concentración de los contaminantes, el modelo permite analizar diferentes efectos derivados de dichos niveles, como los impactos de la contaminación en la salud, los posibles daños en los sistemas agrícolas, o las deposiciones en el Ártico. Sin

embargo, este estudio se centra en los efectos que los niveles de concentración de partículas finas (PM_{2.5}) y ozono provocan en la salud humana.

Estos efectos son calculados como muertes prematuras derivadas de la exposición a dichos contaminantes (PM_{2.5} y O₃), teniendo en cuenta las distintas causas definidas en Forouzanfar et al., 2016a, entre las que se encuentran enfermedades cardiovasculares, respiratorias, embolias o cáncer de pulmón. Los parámetros y el cálculo de las muertes prematuras por enfermedad están detallados en Burnett et al., 2014.

Referencias bibliográficas.

Attademo, L., Bernardini, F., 2017. Air pollution and urbanicity: common risk factors Burnett, R.T., Pope, C.A., III, Ezzati, M., Olives, C., Lim, S.S., Mehta, S., Shin, H.H., Singh, G., Hubbell, B., Brauer, M., Anderson, H.R., Smith, K.R., Balmes, J.R., Bruce, N.G., Kan, H., Laden, F., Prüss-Ustün, A., Turner, M.C., Gapstur, S.M., Diver, W.R., Cohen, A., 2014. An Integrated Risk Function for Estimating the Global Burden of Disease Attributable to Ambient Fine Particulate Matter Exposure. *Environ. Health Perspect.* <https://doi.org/10.1289/ehp.1307049>

Forouzanfar, M.H., Afshin, A., Alexander, L.T., Anderson, H.R., Bhutta, Z.A., Biryukov, S., Brauer, M., Burnett, R., Cercy, K., Charlson, F.J., others, 2016a. Global, regional, and national comparative risk assessment of 79 behavioural, environmental and occupational, and metabolic risks or clusters of risks, 1990-2015. *Lancet*.

Kitous, A., Keramidas, K., Vandyck, T., Saveyn, B., Van Dingenen, R., Spadaro, J., Holland, M., 2017. Global Energy and Climate Outlook 2017: How climate policies improve air quality. Joint Research Centre (Seville site).

OCDE 2016: The Economic Consequences of Outdoor Air Pollution, 2016. OECD Publishing.

Searl, A., Ferguson, J., Hurley, F., Hunt, A., 2016. Social Costs of Morbidity Impacts of Air Pollution (OECD Environment Working Papers No. 99).

Van Dingenen, R., Dentener, F., Crippa, M., Leitao-Alexandre, J., Marmer, E., Rao, S., Solazzo, E., Valentini, L., 2018. TM5-FASST: a global atmospheric source-receptor model for rapid impact analysis of emission changes on air quality and short-lived climate pollutants.

ANEXO C. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA

Tabla C.1. Tabla resumen de los principales elementos de la lucha contra el cambio climático en España

PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA						
Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
POLÍTICAS Y MEDIDAS INTERSECTORIALES						
Programas operativos de las Comunidades Autónomas	Inter-sectorial	Desarrollo regional y reducción de emisiones, especialmente en el Objetivo temático 4 <i>"Favorecer el paso a una economía baja en carbono en todos los sectores"</i>	CO ₂ CH ₄ N ₂ O HFC	EC	I	2014
Proyectos clima	no ETS	Reducir emisiones en sectores difusos y favorecer el desarrollo de una actividad económica baja en carbono.	GEI	EC	I	2012
Registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de CO ₂	Inter-sectorial	Fomentar el cálculo de huella de carbono por las organizaciones españolas.	GEI	I	I	2014
Programa operativo de crecimiento sostenible 2014-2020	Inter-sectorial	Crecimiento sostenible enmarcado en FEDER. Destacan medidas de economía baja en carbono, desarrollo urbano y crecimiento sostenible	CO ₂	EC	I	2015
Implementación del régimen europeo de comercio de derechos de emisión	ETS	Lograr la reducción de las emisiones de GEI de los sectores energético e industria, a través del techo de asignación de emisiones por sectores. Objetivo: Alcanzar en 2020 una reducción de las emisiones EU ETS del 21% respecto a los niveles de 2005.	CO ₂ N ₂ O PFC	EC	I M	2005
Utilización de los Mecanismos de Flexibilidad del Protocolo de Kioto	Inter-sectorial	Obtención de unidades de reducción de emisiones para facilitar el cumplimiento del Protocolo de Kioto, para su posible uso tanto en ETS como en no ETS. En la actualidad no se prevé el uso de estos créditos para el cumplimiento de nuestros compromisos.	CO ₂	M AV	A	2013
Directiva Europea de CCS	Inter-sectorial	Normativa de almacenamiento geológico de CO ₂ en condiciones seguras para el medio ambiente, para contribuir a la lucha contra el cambio climático.	CO ₂	N	A	2009
Financiación de proyectos de demostración. Programa NER300	Inter-sectorial	Fomento de la construcción de proyectos de captura y almacenamiento geológico de CO ₂ y de tecnologías innovadoras de energía renovable en el territorio de la UE. Hasta 38 proyectos.	CO ₂ N ₂ O PFCs	I+I	D	2013
POLÍTICAS Y MEDIDAS SECTORIALES						
Sector Energético						
Fondo de Inversión en Diversificación y Ahorro de Energía – F.I.D.A.E	Energía Otros	Tiene como propósito financiar proyectos de desarrollo urbano sostenible que mejoren la eficiencia energética y/o utilicen las energías renovables.	CO ₂	EC	E	2011
Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia 2014-2020	Energía Otros	Lograr ahorro de energía final para el periodo 2014 – 2020	CO ₂	P	I	2014
Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2014-2020	Energía	Cumplir los objetivos a 2020 de eficiencia energética, energías renovables y medio ambiente.	CO ₂	P	I	2014
Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020	Energía Otros	Fomentar el consumo de energías renovables.	CO ₂	P	I	2011
Sector Industrial						
Acuerdo voluntario SF6 - Sector eléctrico	Industrial	Reducción de emisiones de gases fluorados.	SF ₆	AV	I	2015
Real Decreto 115/2017, de gases fluorados	Industrial	Reducción de emisiones de gases fluorados.	PFC SF ₆ , HF C	N	I	2017
Impuesto nacional a los gases fluorados de efecto invernadero	Industrial	Reemplazar los gases fluorados por otras sustancias; Reducción de emisiones de gases fluorados.	PFC SF ₆ HFC	F	I	2014
Prevención y Control Integrados de la Contaminación	Industrial	Integración de las autorizaciones ambientales para las actividades industriales.	GEI	N	I	2003

PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA						
Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
Sector del Transporte						
Plan Director de Ahorro y Eficiencia Energética 2014-2020 de ADIF- Alta velocidad	Transporte	Medidas de ahorro energético y mejora de la eficiencia energética en alta velocidad.	CO ₂	N, P	I	2014
Plan Director de Ahorro y Eficiencia Energética 2014-2020 de ADIF	Transporte	Medidas de ahorro energético y mejora de la eficiencia energética.	CO ₂	N, P	I	2014
Acuerdo Marco para el proyecto, suministro y/o instalación de sistemas de iluminación eficientes energéticamente	Transporte Energía	Mejoras en la eficiencia de los sistemas de iluminación de los aeropuertos.	CO ₂	AV	I	2015
Acreditación de huella de carbono en los aeropuertos	Transporte	Obtención y renovación de la acreditación de carbono en varios aeropuertos.	CO ₂	AV	I	2011
Suministro de electricidad a 400 Hz a las aeronaves en los aeropuertos	Transporte Energía	Impulso del uso de la electricidad para aeronaves estacionadas.	CO ₂	P	I	2016
Incorporación progresiva de energías renovables en aeropuertos	Transporte Energía	Utilizar fuentes de energía alternativa y diversificar la producción energética en los aeropuertos.	CO ₂	Otros	I	2000
Optimización de los movimientos de rodaje de las aeronaves	Transporte	Minimizar los tiempos y recorridos de las aeronaves en el aeropuerto.	CO ₂	AV	I	2014
Renovación de flotas de vehículos pesados para el transporte de mercancías y viajeros y de tractores agrícolas	Transporte	Financiar la sustitución de los vehículos pesados de Empresas (de menos de 3.000 empleados).	CO ₂	EC	I	2016
Licitación de concesiones de transporte regular de viajeros por carretera	Transporte	Establecer requisitos de eficiencia energética y contaminantes en los pliegos de concesiones.	CO ₂	N	I	2014
Incorporación de criterios que fomenten el uso de equipos de asistencia en tierra menos contaminantes	Transporte	Fomento del uso de equipos menos contaminantes.	CO ₂	Otros	I	2015
Ayudas para la implantación de sistemas de gestión de flotas de vehículos	Transporte	Implantación de sistemas eficientes de gestión de flotas de vehículos.	CO ₂	EC	I	2015
Ayudas para la financiación de planes de movilidad urbana y planes de movilidad empresarial	Transporte	Desarrollo de planes de movilidad urbana (cambio modal)	CO ₂	EC	I	2014
Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente PLANES PIVE (PIVE I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII)	Transporte	Renovación del parque de vehículos ligeros por otros más eficientes.	CO ₂	EC	E	2012
Cursos de conducción eficiente en el transporte por carretera	Transporte	Conducción eficiente en el transporte por carretera.	CO ₂	ED	I	2015
Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España y Planes MOVELE, y MOVEA (desde 2016)	Transporte	Favorecer la penetración del vehículo eléctrico, dirigido a promover tecnologías alternativas.	CO ₂	EC	I	2010
Plan de impulso al medio ambiente - PIMA Transporte	Transporte	Renovación de la flota de transporte por carretera.	CO ₂	EC	E	2014
Plan de Impulso al Medio Ambiente Planes PIMA - Aire (I, II, III y IV)	Transporte	Renovación de la flota de vehículos comerciales.	CO ₂	EC	E	2013
Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes	Transporte	Establecer la senda de introducción de biocombustibles en el transporte a 2020.	CO ₂	N	I	2017
Programa de gestión y prestación de servicios	Transporte	Eficiencia en la utilización de los recursos y su racionalización.	CO ₂	P	I	2012
Programa de actuación inversora	Transporte	Planificación de infraestructuras con enfoque intermodal, que potencien el modo más eficaz en cada corredor.	CO ₂	P	I	2012
Programa de regulación, control y supervisión	Transporte	Permitir el desarrollo y aplicación de las políticas establecidas en cada uno de los modos de transporte.	CO ₂	N	I	2012

PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA						
Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
Estrategia Logística de España	Transporte	Impulsar el sector logístico español, mejorar la eficiencia y sostenibilidad del sistema de transporte, y desarrollar una red intermodal.	CO ₂	N, P	I	2013
Fomento de los planes de movilidad urbana	Transporte	Que las entidades locales aprueben planes de movilidad.	CO ₂	EC	I	2014
Vale transporte	Transporte	Fomento transporte colectivo de los empleados.	CO ₂	F	I	2010
Impuesto de matriculación: Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos especiales	Transporte	Impuesto que grava en función del nivel de emisiones de CO ₂ .	CO ₂	F	I	2008
Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte	Transporte	Fomento de los combustibles alternativos en el transporte a 2020.	CO ₂	N	I	2017
Catalogación del parque de vehículos en función del nivel de emisiones	Transporte	Identificar la categoría de los vehículos para que los ayuntamientos puedan desarrollar políticas medioambientales.	CO ₂	N	I	2015
Conducción eficiente: Orden INT/2229/2013, Regula el acceso a los permisos de circulación	Transporte	Incluir la conducción eficiente en el programa para obtener el permiso de conducir.	CO ₂	ED	I	2014
Modificación del Reglamento General de Circulación (en tramitación)	Transporte	Modifica los límites generales de velocidad establecidos a los vehículos en los distintos tipos de carreteras.	CO ₂	N	P	2017
Autopistas del Mar	Transporte	Cambio modal en mercancías de carretera al barco.	CO ₂	P	I	2010
Medidas de eficiencia en gestión de los puertos	Transporte	Uso eficiente del servicio general de alumbrado público en puertos.	CO ₂	AV	I	2016
Plan de Inversiones de Accesibilidad Portuaria	Transporte	Favorecer la conectividad de los puertos y la intermodalidad marítimo-ferroviaria.	CO ₂	P	I	2017
Suministro de gas natural licuado (GNL) en puertos	Transporte	Impulso del uso del GNL en el transporte marítimo.	CO ₂	N, P I+I EC	I	2016
Suministro de electricidad a buques en atraque en puertos	Transporte Energía	Impulso del uso de la electricidad para su uso por los buques atracados en los puertos.	CO ₂	EC	I	2016
Plan de Sostenibilidad Energética 2011-2020 de RENFE	Transporte	Herramienta de gestión para mejorar la eficiencia energética y la productividad.	CO ₂	N, P, I	I	2011
Plan de Eficiencia Energética 2015-2025 RENFE Viajeros	Transporte	Reducir el consumo de energía y los costes.	CO ₂	N, P	I	2015
Sector Residencial, Comercial e institucional (RCI)						
Plan de Impulso al Medio Ambiente para el fomento de la rehabilitación energética de instalaciones hoteleras PIMA Sol	RCI	Estimular la rehabilitación energética de las instalaciones hoteleras.	CO ₂	EC	E	2013
Planes de Renovación de Instalaciones Turísticas	RCI	Renovación y mejora de los establecimientos turísticos bajo criterios de sostenibilidad y eficiencia energética.	CO ₂	EC	I	2009
Fondo Financiero del Estado para la Modernización de las Infraestructuras Turísticas	RCI	Apoyar financieramente los planes de renovación, modernización y reconversión integral de destinos turísticos maduros.	CO ₂	EC	I	2005
Rehabilitación de edificios de la Administración General del Estado	RCI	Rehabilitación energética del parque de edificios.	CO ₂	P	I	2015
Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)	RCI	Aumentar las exigencias mínimas en eficiencia energética de las instalaciones térmicas y de climatización en los edificios.	CO ₂	N	I	2013
Programa de ayudas para la rehabilitación energética de edificios existentes (Programa PAREER-CRECE)	RCI	Mejora de la envolvente térmica, instalaciones térmicas y de iluminación, utilización de energías renovables.	CO ₂	EC	I	2013
Código Técnico de la Edificación (CTE)	RCI	Mayores exigencias en eficiencia energética e incorporación de energías renovables.	CO ₂	N	I	2013
Ley 8/2013, de Rehabilitación, regeneración y renovación urbanas	RCI	Facilitar la aprobación de proyectos de rehabilitación energética de edificios y regeneración urbana.	CO ₂	N	I	2013
Plan Estatal de Vivienda y Rehabilitación y Plan estatal de fomento del alquiler, la rehabilitación edificatoria, la regeneración y renovación urbanas (2013-2016)	RCI Energía	Mejora de la envolvente térmica, los sistemas de climatización, instalación de energías renovables y de eficiencia energética.	CO ₂	P	I	2013
Certificación Energética de Edificios Nuevos y Existentes	RCI Energía	El Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios y viviendas, y su mejora.	CO ₂	N	I	2013

PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA						
Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
Sector Agrario						
Programa operativo marítimo y de la pesca	Agrícola	Varias medidas contribuyen al Objetivo temático 4 "Favorecer el paso a una economía baja en carbono en todos los sectores".	CO ₂	EC	I	2014
Plan de impulso al medio ambiente - PIMA Tierra (renovación flota tractores)	Agrícola	Renovación del parque de tractores por otros más eficientes y con menos emisiones.	CO ₂	EC	E	2014
Conducción eficiente de tractores	Agrícola	Reducción de emisiones por buenas prácticas en la conducción.	CO ₂	ED	I	2014
Programa Nacional para el Fomento de Rotaciones de Cultivo en Tierras de Secano	Agrícola	Reducir las emisiones por una mayor optimización en el uso de los recursos y las buenas prácticas.	N ₂ O CO ₂	EC	E	2010
Estrategia para el apoyo a la producción ecológica	Agrícola	Fomento de medidas de que puedan contribuir al desarrollo de la producción ecológica.	N ₂ O CO ₂	P	I	2014
Greening o Pago Verde	Agrícola	Pago para prácticas agrícolas beneficiosas para el clima y el medio ambiente (Gestión de cultivos, mejora de la biodiversidad, captura de carbono).	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	EC	I	2015
Plan de Reducción del Uso de Fertilizantes Nitrogenados	Agrícola	Reducción del uso de los fertilizantes nitrogenados y, por tanto, la reducción de las emisiones, ya sea durante su fabricación o su aplicación al campo.	N ₂ O	ED	I	2007
Programa Nacional de Desarrollo Rural (PNDR) 2014-2020	Agrícola Forestal	Prevención y restauración tras grandes incendios, conservación de recursos genéticos forestales, conservación del carbono de los bosques.	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	P	I	2015
Programas de Desarrollo Rural por Comunidades Autónomas 2014-2020	Agrícola Forestal	Reducción de emisiones por diferentes medidas: gestión de cultivos, pastos, suelos y ganadería, reducción de la fertilización, conservación del carbono de los bosques, gestión forestal y prevención de la deforestación.	CO ₂ N ₂ O CH ₄	P	I	2014
Sector Forestal						
Iniciativa 4 por mil para el aumento del carbono orgánico del suelo y la seguridad alimentaria	Forestal Agrícola	Aumentar el contenido de carbono orgánico de los suelos.	CO ₂	P	P	2017
Restauración de la cubierta forestal y ampliación de la superficie arbolada	Forestal	Forestación.	CO ₂	N, P	I	1990
Gestión forestal sostenible	Forestal	Gestión forestal sostenible.	CO ₂ CH ₄ N ₂ O	N, P	I	1990
Sector Residuos						
Plan de impulso al Medio Ambiente PIMA Residuos	Residuos	Fomentar la recogida y tratamiento de la materia orgánica, la captura de biogás y su uso.	CH ₄ N ₂ O	EC	E	2015
Estrategia "Más alimento, menos desperdicio"	Residuos	Reducción del desperdicio alimentario.	CH ₄ N ₂ O	I	I	2013
Plan Estatal de Prevención de Residuos 2014-2020	Residuos	Reducir la generación de residuos.	CH ₄ N ₂ O	P	I	2014
Plan estatal marco de residuos 2016-2022	Residuos	Implementar la Jerarquía de gestión de residuos.	CH ₄ N ₂ O	P	A	2016
I = AV, acuerdo voluntario; EC, económico; ED, educación; F, fiscal; I, sistema información; I+I, investigación, desarrollo e innovación; N, normativo; M, de mercado; P, Planes y programas S = A, adoptado; I, implementado; P, planificado; E, expirado (si sigue surtiendo efecto) S.D. indica sin datos, N.C. no cuantificable, y I.O. integrado en otro nivel						

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

ANEXO D. INFORMES RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA

D.1. ESTUDIOS DE LOS ESCENARIOS TENDENCIAL Y OBJETIVO, HORIZONTES 2025 Y 2030

El objeto del presente documento es mostrar los resultados del despacho de generación de los escenarios “Tendencial” y “Objetivo” actualizados por el MITECO dentro del PNIEC para los horizontes 2025 y 2030.

Asimismo, se incluye una breve descripción de la metodología y modelo utilizados, así como la adaptación de hipótesis de los escenarios nacionales definidos por el MITECO para su utilización en el modelo de estudios de ámbito europeo.

Metodología

El análisis de los escenarios definidos para el sistema eléctrico español consiste en la simulación, bajo las hipótesis que se describirán más adelante, del despacho de generación en el ámbito europeo de forma análoga a los estudios que se llevan a cabo en ENTSO-E para la elaboración de la planificación europea Ten Years Network Development Plan (TYNDP).

Los estudios utilizan un modelo simplificado del sistema europeo en el que cada sistema eléctrico modelado (zona de oferta) se representa como un único nudo interconectado con sus sistemas vecinos con el valor de capacidad comercial de intercambio que se considera disponible para el mercado (NTC – Net Transfer Capacity).

Dentro de cada zona de oferta el cálculo del despacho de generación considera un único nudo, es decir, no se tienen en cuenta pérdidas ni eventuales limitaciones a la generación debido a elementos de la red interna de cada sistema.

Es importante recalcar que con ello se asume en el modelo que la red de transporte del sistema peninsular español tendrá capacidad suficiente para evacuar toda la generación modelada y transportarla hasta los puntos de consumo y que las variables del sistema eléctrico se mantienen dentro de los rangos que establece la normativa para lograr el nivel de seguridad exigido por ésta. Para ello, será necesario el desarrollo y la adaptación de dicha red de modo que se minimicen los vertidos renovables o las posibles necesidades adicionales de generación térmica a causa de las posibles restricciones en la red interna, de tal manera, que solo se introduzcan un mínimo razonable de distorsiones posibles respecto de esta suposición de nudo único.

De manera general, el modelo utiliza un valor constante de capacidad comercial de intercambio entre los sistemas modelados en todas las horas del horizonte de simulación y, por tanto, no tiene en cuenta las variaciones de la capacidad de intercambio que corresponderían a distintas situaciones de operación ni reducciones de su valor por indisponibilidades de la red de transporte u otras circunstancias. No obstante, en el caso de las interconexiones del sistema eléctrico peninsular español, se tienen en cuenta las variaciones de capacidad de intercambio que corresponden con situaciones de indisponibilidad de interconexiones.

Las simulaciones utilizan como hipótesis base un mercado de competencia perfecta en la generación eléctrica y, por tanto, no incluyen las posibles estrategias de los generadores para

maximizar sus beneficios: la oferta de cada generador es igual a su coste variable estimado y el despacho de generación se obtiene minimizando el coste variable de generación en el sistema europeo en su conjunto bajo la condición de suministrar la demanda de electricidad en todos los sistemas en el horizonte temporal analizado.

Los valores de coste variable de generación se basan en la previsión de precios de combustibles, costes estimados de operación y mantenimiento de cada tecnología y costes de emisiones de CO₂. No se consideran costes fijos de generación, costes de desmantelamiento de grupos actualmente en servicio y no considerados en el escenario a evaluar, eventuales costes de alargamiento de vida útil de grupos generadores ni otros factores (peajes, impuestos) que pueden influir en la estrategia de oferta por parte de la generación.

La cogeneración, la generación renovable, y en general, toda la generación no gestionable se considera con coste variable cero lo que les confiere prioridad de despacho frente al resto de tecnologías de generación térmica convencional.

A efectos del cálculo del despacho de generación, cada unidad de generación térmica convencional es modelada con sus parámetros de funcionamiento, su disponibilidad y tasas de fallo fortuito. La generación hidráulica se modela de forma coherente con series históricas de producción y la generación eólica, fotovoltaica y termosolar utilizando series históricas climáticas de recurso primario. Igualmente, la cogeneración y otras generaciones están modeladas según datos históricos.

Para cada escenario, se lleva a cabo una simulación completa del despacho de generación del sistema europeo modelado durante cada hora del año respetando todas las restricciones de los grupos (arranques, parada, tiempos de subida y bajada de carga, etc.) al tiempo que se minimiza el coste variable total. En las simulaciones que se presentan se ha implementado una restricción a la generación térmica acoplada en la Península Ibérica de un valor mínimo suficiente para garantizar la estabilidad dinámica del sistema eléctrico. Esta generación mínima necesaria corresponde a la generación a mínimo técnico de 5 grupos nucleares y 5 grupos térmicos, carbón o ciclo combinado para los escenarios con horizonte 2025 y el escenario horizonte 2030 tendencial y 3 grupos nucleares y 7 grupos de ciclo combinado para el escenario con horizonte 2030 objetivo. En caso de indisponibilidades de grupos nucleares se aplican reglas de equivalencia para garantizar una aportación a la estabilidad dinámica similar con otras tecnologías térmicas.

Como resultado se obtienen, con detalle horario, los valores de energía generada por cada unidad térmica y tecnología de generación modelada, los valores de coste marginal y de saldo de intercambio que resultan del proceso de minimización de coste variable total en el conjunto modelado respetando los valores de capacidad de intercambio. Utilizando dichos resultados, se calculan el valor total de generación renovable y la fracción que representa de la generación eléctrica y de la demanda en el sistema español peninsular.

Es muy importante destacar que los resultados de costes no deben interpretarse como precios y que los resultados obtenidos de intercambio de energía entre sistemas interconectados únicamente son resultado de la diferencia de coste marginal entre dichos sistemas con la limitación del valor de capacidad comercial de intercambio considerado en el escenario.

Adaptación de los escenarios definidos por MITECO al modelo de ámbito europeo.

En primer lugar, en el escenario europeo utilizado como base del estudio se incluyen las hipótesis proporcionadas por el MITECO que constituyen la base de cálculo del coste variable unitario de generación eléctrica de cada tecnología de generación térmica. Estos nuevos costes variables son de aplicación a la totalidad del parque de generación considerado en el modelo de ámbito europeo.

Los escenarios de ámbito europeo utilizados como base para los estudios que se describen en el presente informe son el escenario *Best Estimate* 2025 de ENTSO-E (BE2025) para los escenarios en el horizonte 2025 y el escenario *Distributed Generation* (DG2030) para los escenarios en el horizonte 2030.

Para la inclusión en el modelo europeo de cada escenario propuesto por el MITECO para el sistema eléctrico español se requiere la adaptación de hipótesis relativas a capacidad de generación instalada de cada tecnología y sus características de despacho para determinar los valores correspondientes al ámbito del sistema eléctrico peninsular español, así como la conversión de los valores de potencia a valores netos. Las hipótesis obtenidas configuran el escenario que, en adelante, se denomina escenario adaptado peninsular.

Finalmente, en el escenario de ámbito europeo que se utiliza como base, se sustituye el parque de generación del área española por el del escenario adaptado peninsular obtenido en el proceso anterior. En este punto cabe destacar que la hipótesis de generación instalada en el resto de sistemas mantiene el parque de generación original del escenario europeo por lo que los resultados que se obtendrán únicamente recogen en el área española las hipótesis del PNIEC. El proceso de definición de propuesta de planes de energía y clima por parte de los Estados miembros de la Unión Europea, al igual que en España, se encuentra en curso de elaboración y por lo tanto, el resultado de las simulaciones de despacho de generación eléctrica con ámbito europeo del conjunto de escenarios recogidos en los planes de energía y cambio climático de los Estados miembros podría ofrecer resultados diferentes dependiendo del grado de coincidencia de éstos con los escenarios actualmente disponibles dentro del ámbito del TYNDP.

Se han definido dos sendas de posibles escenarios para llevar a cabo la simulación del despacho de generación por parte del MITECO:

- Escenario Tendencial
- Escenario Objetivo

Para cada una de dichas sendas, se simularán los escenarios correspondientes a los horizontes 2025 y 2030.

Hipótesis de los escenarios definidos por MITECO y valores del escenario adaptado correspondiente.

En este apartado se presentan las hipótesis de los escenarios definidos por el MITECO y, en su caso, los valores correspondientes del escenario adaptado peninsular. Las hipótesis de costes variables de generación son utilizadas para la totalidad de la generación instalada en el modelo europeo.

Costes de variables de generación

Para determinar los valores de coste variable de las tecnologías de generación térmica, se utilizan los siguientes valores de coste de combustible y coste de emisiones de CO₂ para los horizontes 2025 y 2030 fijados en los escenarios MITECO. Para el resto de combustibles se mantienen los valores del escenario utilizado como base procedente del TYNDP2018.

Tabla D.1. Precios de combustible y de emisiones CO₂ considerados para horizonte 2025 y 2030

		Escenarios MITECO		Escenarios ADAPTADOS	
		2025	2030	2025	2030
€/net GJ	Nuclear			0,47	0,47
	Lignite			1,1	1,1
	Hard Coal	3,2	3,8	3,2	3,8
	Gas	9,6	10,5	9,6	10,5
	Light oil			18,7	21,8
	Heavy oil			15,3	17,9
	Oil shale			2,3	2,3
€/ton	CO ₂ price	23,3	34,7	23,3	34,7

Fuente: Red Eléctrica de España

En la tabla D.2 se recogen los factores de emisiones de cada tecnología utilizada en el modelo de ámbito europeo según el criterio establecido en el TYNDP 2018.

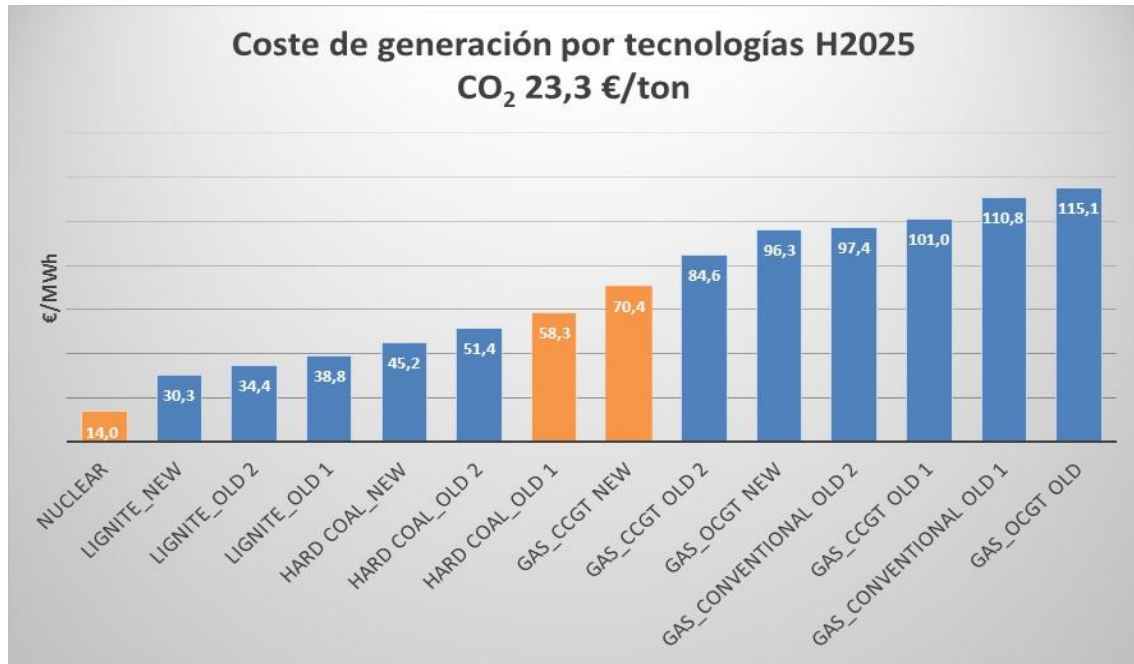
Para las simulaciones de despacho de generación llevadas a cabo en el presente estudio, el factor de emisiones considerado para la cogeneración, parte eléctrica, es de 0,268 t/MWh y 0,264 t/MWh en 2025 y 2030 respectivamente, valores calculados a partir de la información proporcionada por el MITECO.

Tabla D.2. Factores de emisiones por tecnologías. TYNDP 2018

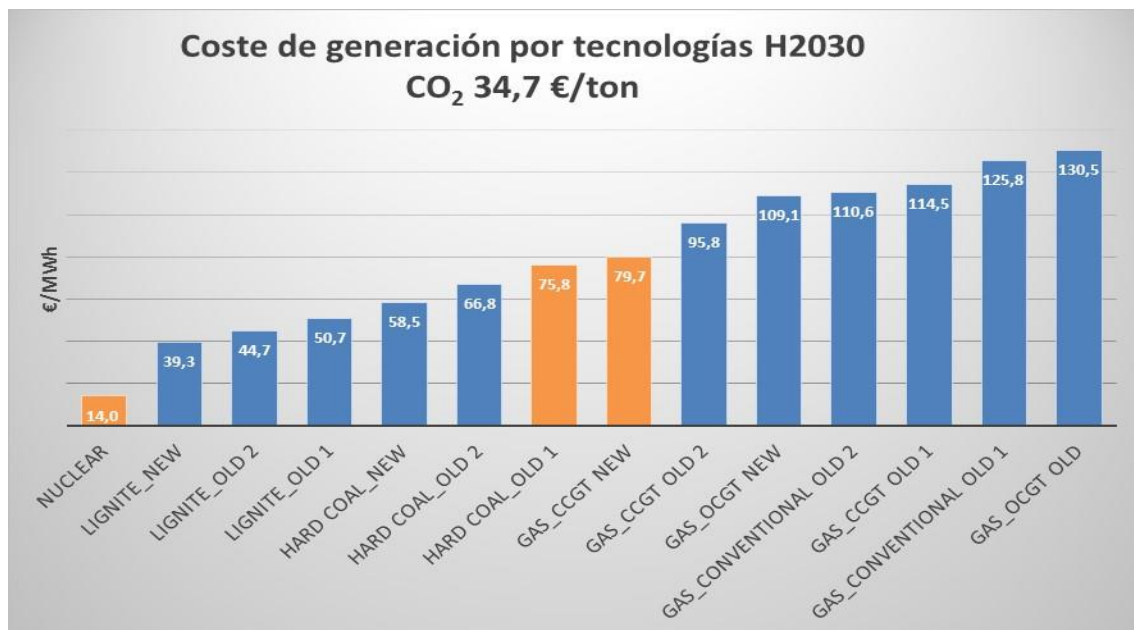
Combustible	Tipo	CO ₂ emission factor	CO ₂ emission factor
		kg/Net GJ	t/MWh
Nuclear	-	0	0,000
Hard Coal	Old 1	94	0,970
Hard Coal	Old 2	94	0,848
Hard Coal	New	94	0,738
Hard Coal	CCS	9,4	0,089
Lignite	Old 1	101	1,042
Lignite	Old 2	101	0,912
Lignite	New	101	0,793
Lignite	CCS	10,1	0,096
Gas	Conventional old 1	57	0,572
Gas	Conventional old 2	57	0,502
Gas	CCGT old 1	57	0,514
Gas	CCGT old 2	57	0,429
Gas	CCGT new	57	0,355
Gas	CCGT CCS	57	0,040
Gas	OCGT old	57	0,588
Gas	OCGT new	57	0,490
Light oil	-	78	0,805
Heavy oil	Old 1	78	0,805
Heavy oil	Old 2	78	0,704
Oil shale	Old	100	1,245
Oil shale	New	100	0,926

Fuente: Red Eléctrica de España

Como resultado de las anteriores hipótesis de precios de combustibles y de emisiones de CO₂ se obtienen los costes variables de generación de las tecnologías de generación consideradas en el escenario de ámbito europeo que se presentan en la figura D.1 y figura D.2. En dichas figuras, las tecnologías instaladas en el sistema peninsular español son las que se representan con color anaranjado.

Figura D.1. Coste de generación por tecnologías de escenarios H2025. Precio CO₂ 23,3 €/ t

Fuente: Red Eléctrica de España

Figura D.2. Coste de generación por tecnologías de escenarios H2030. Precio CO₂ de 34,7 €/ t

Fuente: Red Eléctrica de España

Horas de funcionamiento generación renovable

En la tabla D.3 se recogen las horas de funcionamiento obtenidas a partir de la información proporcionada por el MITECO para el sistema español. En el caso de que se produzcan vertidos, el número de horas de funcionamiento puede verse reducido.

Tabla D.3. Horas de funcionamiento anuales por tecnología

Tecnologías	Horas funcionamiento anuales MITECO			
	2025 Objetivo	2030 Objetivo	2025 Tendencial	2030 Tendencial
Eólica terrestre ⁽¹⁾	2.100./2.300./2.500	2.100./2.300./2.500	2.100./2.300./2.100	2.100./2.300./2.100
Eólica marina	3.100	3.100	-	-
Termosolar existente	2.558	2.558	2.558	2.558
Termosolar futura	3.594	3.594	-	-
Fotovoltaica	1.800	1.800	1.800	1.800
Cogeneración y otros ⁽²⁾	4.825	4.609	5.145	4.845
Resto RES ⁽²⁾	6.780	7.055	6.771	6.963

⁽¹⁾ Dependiendo del tipo de eólica (existente/repotenciada/nueva)

Fuente: Red Eléctrica de España

Demanda eléctrica

Para establecer los valores de demanda eléctrica prevista se han adaptado los valores a nivel nacional proporcionados por el MITECO a valores para el sistema peninsular español en los distintos escenarios y horizontes analizados. En el resto de sistemas eléctricos se utilizan los valores del escenario ENTSO-E del horizonte 2025 (*Best Estimate 2025*) y del escenario *Distributed Generation* (DG) para el horizonte 2030.

Los valores considerados en el modelo – escenario peninsular adaptado - para la senda de escenarios Tendencial se muestran en la tabla D.4. En la tabla D.5 se recogen los valores correspondientes a la senda de escenarios Objetivo.

Tabla D.4. Valores de demanda Escenario Tendencial MITECO H2025 y H2030

Demanda eléctrica	Escenario Tendencial MITECO (nacional)		Escenario Tendencial Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
Demanda b.c. Nacional (TWh)	279,1	286,3	279,1	286,3
Demanda b.c. Peninsular (TWh)	-	-	262	268
Punta de demanda Peninsular (MW)	-	-	46.885	49.624

Fuente: Red Eléctrica de España

Tabla D.5. Valores de demanda eléctrica Escenario Objetivo MITECO H2025 y H2030

Demanda eléctrica	Escenario Objetivo MITECO (nacional)		Escenario Objetivo Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
Demanda b.c. Nacional (TWh)	274,8	280,4	274,8	280,4
Demanda b.c. Peninsular (TWh)	-	-	258	263
Punta de demanda Peninsular (MW)	-	-	46.454	47.768

Fuente: Red Eléctrica de España

Parque de generación instalada

En los escenarios tendenciales, los aspectos más relevantes en cuanto al parque de generación considerado por el MITECO son el mantenimiento del parque nuclear actualmente en servicio y la reducción del parque de generación con carbón respecto al actual en 2025 manteniéndose sin variación en el periodo 2025-2030. Se considera un crecimiento moderado del parque de generación eólica (terrestre y marina) y solar fotovoltaica mientras que se mantiene el parque de generación termosolar actual en ambos horizontes. La cogeneración reduce su potencia de forma paulatina desde el valor actualmente en servicio hasta el horizonte 2030.

Tabla D.6. Potencia instalada Escenario Tendencial MITECO H2025 y H2030

Tecnología (datos en MW)	Escenario Tendencial MITECO (nacional)		Escenario Tendencial Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
Nuclear	7.400	7.400	7.117	7.117
Carbón de importación	2.115	2.115	2.085	2.085
Carbón nacional	50	50	0	0
Ciclo combinado	27.530	27.530	24.560	24.560
Hidráulica	15.750	15.750	15.750	15.750
Bombeo	4.390	4.390	4.390	4.390
Eólica (solo terrestre)	33.030	38.030	31.726	36.350
Solar fotovoltaica (*)	13.890	18.890	13.274	18.144
Solar fotovoltaica autoconsumo aislado	30	30		
Solar termoelectrica	2.300	2.300	2.300	2.300
Biogás	210	210		
Biomasa	610	610		
Energías del mar	0	0		
Geotermia	0	0		
Resto RES	820	820	820	820
Cogeneración carbón		0		
Cogeneración gas	3.750	2.020		
Cogeneración productos petrolíferos	360	200		
Cogeneración renovable	250	240		
Cogeneración residuos	20	10		
RSU	160	60		
Similar a cogeneración	280	250		
Cogeneración y otros	4.820	2.790	4.820	2.790
Fuel/Gas (TNP)	2.790	2.790		
Almacenamiento	0	0	0	0
Total	114.915	122.885	106.842	114.306

(*) Incluye la FV y la FV en régimen de autoconsumo

Fuente: Red Eléctrica de España

En relación al parque de generación considerado por el MITECO en el Escenario Objetivo cabe señalar la reducción paulatina del parque de generación nuclear hasta considerar en 2030 disponibles tres grupos nucleares de los siete disponibles en la actualidad, y el cierre paulatino del parque de generación con carbón hasta su desaparición en el horizonte 2030. Se considera un fuerte crecimiento del parque de generación con energías renovables, fundamentalmente en la generación eólica y solar fotovoltaica respecto al parque actualmente en servicio. Se considera nueva instalación de generación termosolar durante el periodo contemplado. La cogeneración se ve reducida paulatinamente respecto al valor actual.

Tabla D.7. Potencia instalada Escenario Objetivo MITECO H2025 y H2030

Tecnología (datos en MW)	Escenario Objetivo MITECO (nacional)		Escenario Objetivo Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
Nuclear	7.400	3.180	7.117	3.050
Carbón de importación	2.115	0	2.085	0
Carbón nacional	50	0	0	0
Ciclo combinado	27.300	27.070	24.560	24.560
Hidráulica	16.000	16.250	16.000	16.250
Bombeo	5.260	7.890	5.260	7.890
Eólica (terrestre y marina) (*)	40.630	50.330	39.226	48.550
Solar fotovoltaica (**)	21.680	39.150	21.064	38.404
Solar fotovoltaica autoconsumo aislado	30	30	30	0
Solar termoeléctrica	4.800	7.300	4.800	7.300
Biogás	240	240		
Biomasa	810	1.410		
Energías del mar	25	50		
Geotermia	15	30		
Resto RES	1.090	1.730	1.090	1.730
Cogeneración carbón		0		
Cogeneración gas	3.755	3.220		
Cogeneración productos petrolíferos	360	200		
Cogeneración renovable	250	240		
Cogeneración residuos	20	10		
RSU	160	60		
Similar a cogeneración	280	250		
Cogeneración y otros	4.825	3.980	4.825	3.980
Fuel/Gas (TNP)	2.090	1.400		
Almacenamiento	500	2.500	500	2.500
Total	133.770	160.810	126.557	154.214

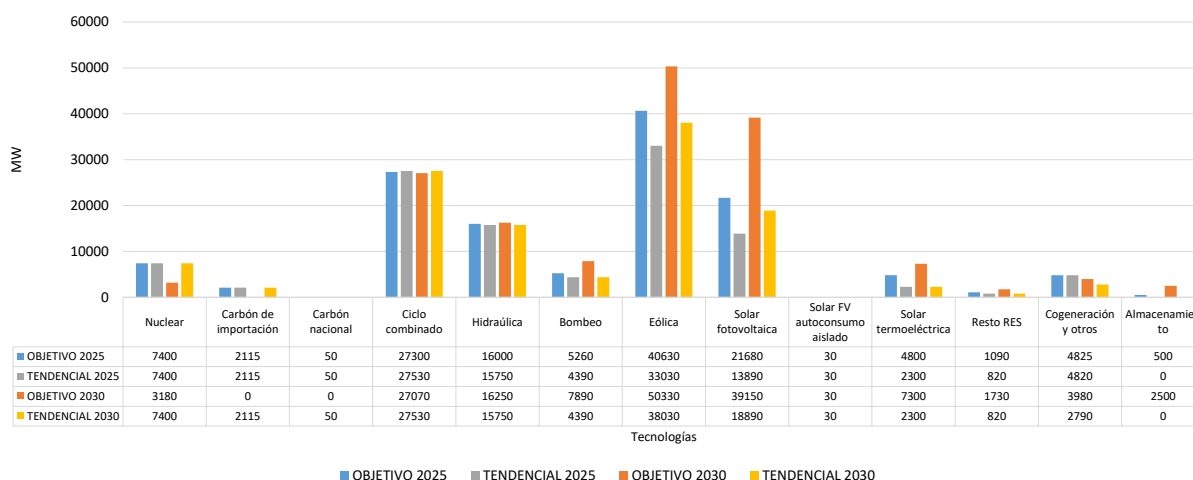
(*) Para el Escenario Adaptado solo se considera eólica marina en 2030

(**) Incluye la FV y la FV en régimen de autoconsumo

Fuente: Red Eléctrica de España

En la figura D.3 se recogen los valores de potencia neta correspondiente a cada tecnología de generación en el sistema eléctrico español peninsular en los escenarios analizados.

Figura D.3. Potencia instalada en el Sistema Español Peninsular escenarios MITECO
Tendencial y Objetivo H2025 y H2030



Fuente: Red Eléctrica de España

Capacidad comercial de intercambio con sistemas eléctricos vecinos

Los valores de capacidad de intercambio con Francia y Portugal son los recogidos en el TYNDP2018 en los horizontes 2025 y 2030.

Tabla D.8. Valores de interconexión España-Francia, España-Portugal y España-Marruecos

NTC (MW)	Escenarios Tendencial y Objetivo MITECO	
	2025	2030
ES-->FR	5.000	8.000
FR-->ES	5.000	8.000
ES-->PT	4.200	4.200
PT-->ES	3.500	3.500

Fuente: Red Eléctrica de España

El intercambio entre España y Marruecos se modela con un perfil de intercambio con un saldo anual 0 GWh.

Resultados de los escenarios analizados para el horizonte 2025

Los resultados completos de las simulaciones de los escenarios Tendencial y Objetivo 2025 se presentan en la figura D.4 y figura D.5, respectivamente. En la tabla D.9 se recoge la comparación de los resultados obtenidos para los escenarios Tendencial y Objetivo en el horizonte 2025.

Tabla D.9. Resultados comparados escenarios Tendencial y Objetivo H2025 del PNIEC

Escenarios	Objetivo H2025 (1)	Tendencial H2025.(2)	Diferencias (1)-(2)
DEMANDA [TWh] (*)	258	262	-4
GENERACIÓN [GWh]	273.384	256.386	16.997
Nuclear [GWh]	50.616	51.617	-1.001
% sobre la generación total	18,5%	20,1%	-1,6%
Pot. Instalada [MW]	7.117	7.117	0
Horas equiv.p.c.	7.112	7.253	-141
Carbón [GWh]	10.171	10.820	-650
% sobre la generación total	3,7%	4,2%	-0,5%
Pot. Instalada [MW]	2.085	2.085	0
Horas equiv.p.c.	4.878	5.190	-312
Ciclo combinado [GWh]	11.541	33.184	-21.643
% sobre la generación total	4,2%	12,9%	-8,7%
Pot. Instalada [MW]	24.560	24.560	0
Horas equiv.p.c.	470	1.351	-881
Hidráulica [GWh]	32.435	32.484	-49
% sobre la generación total	11,9%	12,7%	-0,8%
Pot. Instalada [MW]	21.260	20.140	1.120
Horas equiv.p.c.	1.526	1.613	-87
Eólica [GWh]	87.716	68.293	19.423
% sobre la generación total	32,1%	26,6%	5,4%
Pot. Instalada [MW]	39.226	31.726	7.500
Horas equiv.p.c.	2.236	2.153	84
Solar FV [GWh] (**)	36.618	23.851	12.767
% sobre la generación total	13,4%	9,3%	4,1%
Pot. Instalada [MW]	21.064	13.274	7.790
Horas equiv.p.c.	1.738	1.797	-58
Termosolar [GWh]	13.633	5.766	7.867
% sobre la generación total	5%	2,2%	2,7%
Pot. Instalada [MW]	4.800	2.300	2.500
Horas equiv.p.c.	2.840	2.507	333
Resto RES [GWh]	7.378	5.552	1.826
% sobre la generación total	2,7%	2,2%	0,5%
Pot. Instalada [MW]	1.090	820	270
Horas equiv.p.c.	6.769	6.771	-2
Cogen y otros [GWh]	23.276	24.818	-1.542
% sobre la generación total	8,5%	9,7%	-1,2%
Pot. Instalada [MW]	4.825	4.820	5
Horas equiv.p.c.	4.824	5.149	-325
BALANCE ALMACENAMIENTO [GWh]	-1.436	-646	-790
Consumo bombeo y baterías [GWh]	6.157	2.585	3.571
Producción baterías [GWh]	4.086	1.939	2.146
Producción bombeo [GWh]	635	0	635
GENERACIÓN RENOVABLE [GWh]	177.780	135.947	41.833
Vertidos renovable [GWh]	4.248	142	4.106
INTERCONEXIONES			
Saldo neto [GWh]			
(+ exportación desde ESPAÑA)	13.805	-6.357	20.162
FRANCIA [GWh]	5.011	-8.078	13.089
PORTUGAL [GWh]	8.793	1.721	7.073
Congestiones (% horas) ES-FR			
ES ->FR	39,14%	19,8%	19,3%
FR ->ES	23,12%	39,2%	-16%
Congestiones (% horas) ES-PT			
ES ->PT	8,46%	1,5%	7%
PT -> ES	1,78%	1,7%	0,1%
SPREAD MEDIO ES - FR [€/MWh]	15	7,8	7,2

Escenarios	Objetivo H2025 (1)	Tendencial H2025.(2)	Diferencias (1)-(2)
COSTES DEL SISTEMA			
Coste marginal [€/MWh]	55,9	68,8	-12,9
Coste variable de generación [€/MWh]	56,5	68,9	-12,5
Total anual coste variable gen [M€]	14.581	17.942	-3.490
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA [M€]	251	130	122
COSTE VARIABLE TOTAL [M€ anuales]	14.330	17.942	-3.612
Indicadores participación RES (%)			
Res/demanda	69%	52%	17%
Res/Gen total	65%	53%	12%

Notas: (*) Incluye demanda autoconsumida.

(**) Incluye generación de FV y FV en régimen de autoconsumo.

Coste medio marginal (€/MWh): Coste de adquisición de la energía ponderado por la demanda.

Coste variable generación (€/MWh): Coste de adquisición de la energía más el coste de la generación térmica adicional necesaria para alcanzar el umbral mínimo de generación síncrona despachable.

Total anual coste variable generación (M€): Coste total de adquisición de la energía más el coste total de la generación térmica adicional.

Fuente: Red Eléctrica de España

Desde el punto de vista del balance de producción, las principales diferencias se deben a que el Escenario Tendencial considera una mayor demanda en barras de central junto, con menores capacidades de renovables y de almacenamiento, lo que deriva en una mayor generación térmica, tanto de ciclos como de carbones y menor generación de renovables, en relación al Escenario Objetivo.

En relación a las interconexiones, el saldo de España con Francia se pasa de un saldo importado, recogido en el Escenario Tendencial, a un saldo exportador en el Escenario Objetivo, debido a que en este último la cantidad de energía más barata “exportable” es mayor que en el caso del Escenario Tendencial.

En términos de costes, por lo que se deriva de lo anterior, el Escenario Objetivo presenta una reducción de costes de unos 13€/MWh en términos tanto de coste marginal y como de coste variable.

Figura D.4. Resultados Escenario Tendencial H2025

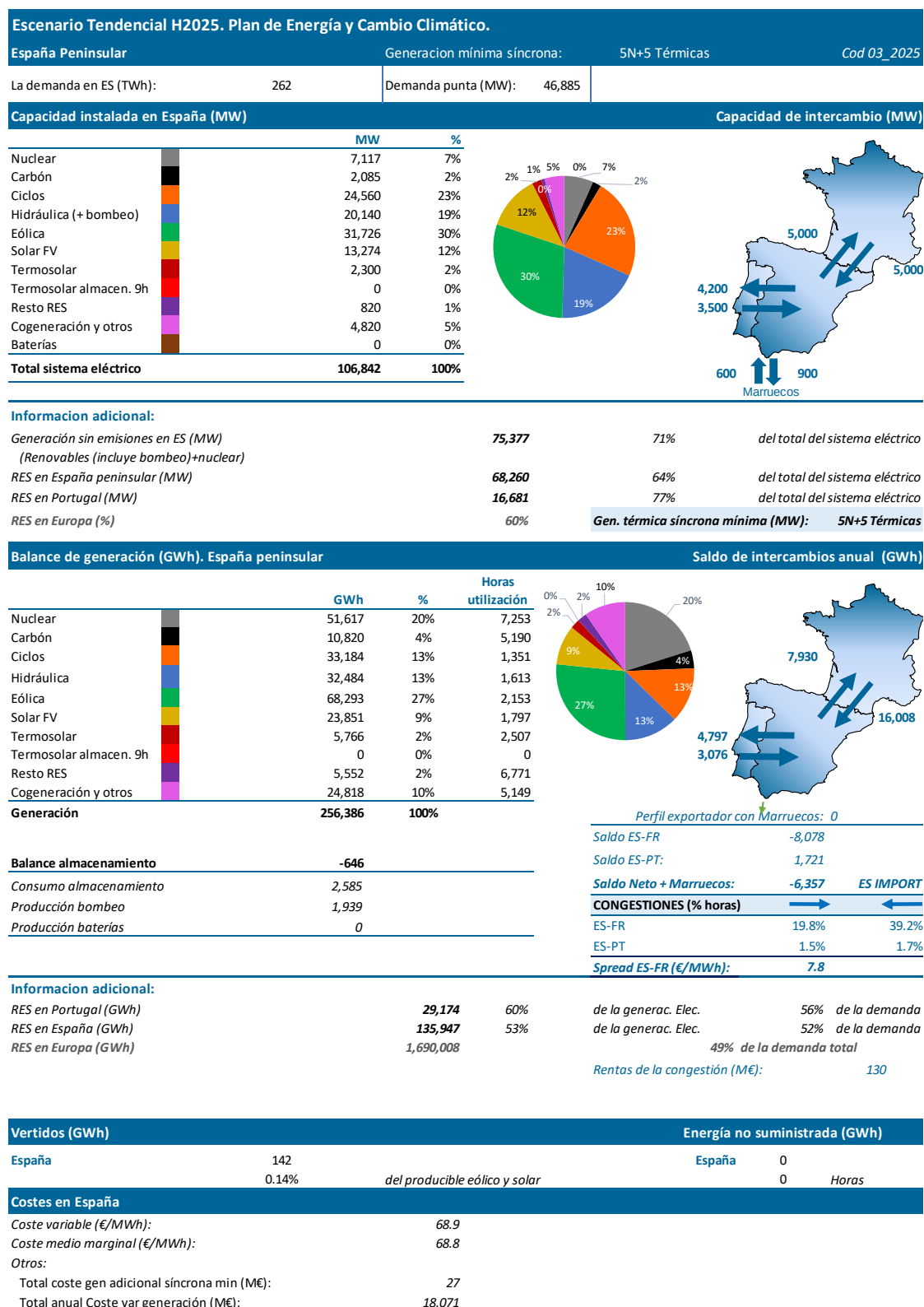
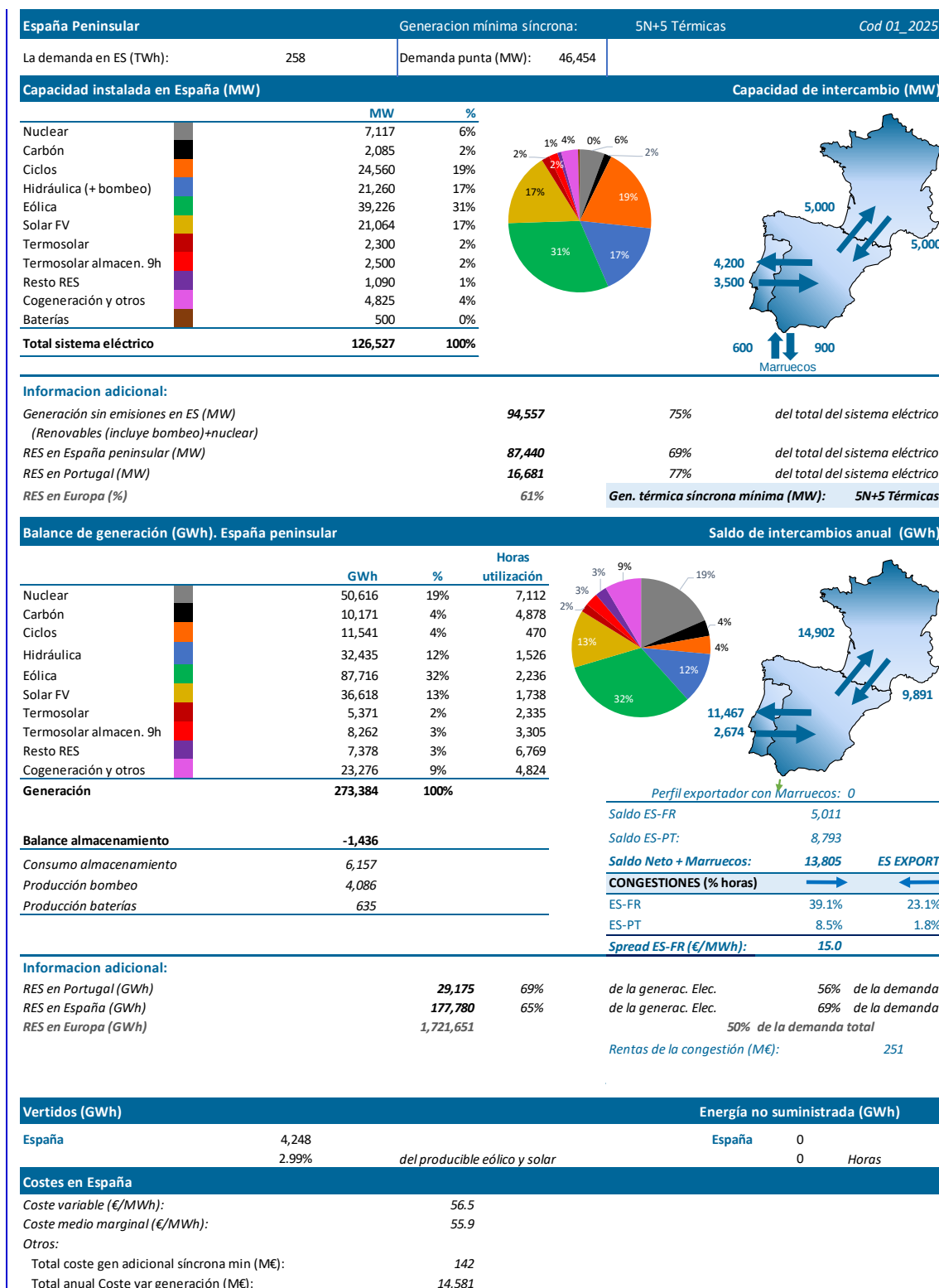


Figura D.5. Resultados Escenario Objetivo H2025



Fuente: Red Eléctrica de España

Resultados de los escenarios analizados para el horizonte 2030

Los resultados completos de las simulaciones de los escenarios Tendencial y Objetivo 2030 se presentan en la figura D.6 y figura D.7 respectivamente. En la tabla D.10 se recoge la comparación de los resultados obtenidos para los escenarios Tendencial y Objetivo en el horizonte 2030.

Tabla D.10. Resultados comparados escenarios Tendencial y Objetivo H2030 del PNIEC

Escenarios	Objetivo H2030 (1)	Tendencial H2030.(2)	Diferencias (1)-(2)
DEMANDA [TWh] (*)	262,7	268,2	-5,5
GENERACIÓN [GWh]	306.943	271.935	35.008
Nuclear [GWh]	22.034	51.630	-29.596
% sobre la generación total	7,2%	19,0%	-11,8%
Pot. Instalada [MW]	3.050	7.117	-4.067
Horas equiv.p.c.	7.224	7.255	-31
Carbón [GWh]	0	9.942	-9.942
% sobre la generación total	0,0%	3,7%	-3,7%
Pot. Instalada [MW]	0	2.085	-2.085
Horas equiv.p.c.	0	4.768	-4.768
Ciclo combinado [GWh]	27.617	40.676	-13.059
% sobre la generación total	9,0%	15,0%	-6,0%
Pot. Instalada [MW]	24.560	24.560	0
Horas equiv.p.c.	1.124	1.656	-532
Hidráulica [GWh]	32.376	32.484	-108
% sobre la generación total	10,5%	11,9%	-1,4%
Pot. Instalada [MW]	24.140	20.140	4.000
Horas equiv.p.c.	1.341	1.613	-272
Eólica [GWh] (**)	109.464	78.947	30.517
% sobre la generación total	35,7%	29,0%	6,6%
Pot. Instalada [MW]	48.550	36.350	12.200
Horas equiv.p.c.	2.255	2.172	83
Solar FV [GWh] (***)	65.180	32.564	32.616
% sobre la generación total	21,2%	12,0%	9,3%
Pot. Instalada [MW]	38.404	18.144	20.260
Horas equiv.p.c.	1.697	1.795	-98
Termosolar [GWh]	19.785	5.767	14.018
% sobre la generación total	6,4%	2,1%	4,3%
Pot. Instalada [MW]	7.300	2.300	5.000
Horas equiv.p.c.	2.710	2.508	203
Resto RES [GWh]	12.088	5.709	6.378
% sobre la generación total	3,9%	2,1%	0,8%
Pot. Instalada [MW]	1.730	820	1.190
Horas equiv.p.c.	6.987	6.963	-472
Cogen y otros [GWh]	18.399	14.215	-3.577
% sobre la generación total	6,0%	5,2%	16.494
Pot. Instalada [MW]	3.980	2.790	9.621
Horas equiv.p.c.	4.623	5.095	3.296
BALANCE ALMACENAMIENTO [GWh]	-4.964	-1.387	-3.577
Consumo bombeo y baterías [GWh]	22.042	5.549	16.494
Producción baterías [GWh]	13.782	4.161	9.621
Producción bombeo [GWh]	3.296	0	3.296
GENERACIÓN RENOVABLE [GWh]	238.892	155.472	83.421
Vertidos renovable [GWh]	13.776	176	13.600
INTERCONEXIONES			
Saldo neto [GWh] (+ exportación desde ESPAÑA)	39.317	2.342	36.975
FRANCIA [GWh]	27.125	-2.054	29.179
PORTUGAL [GWh]	12.192	4.396	7.796

Escenarios	Objetivo H2030 (1)	Tendencial H2030.(2)	Diferencias (1)-(2)
Congestiones (% horas) ES-FR			
ES ->FR	53,21%	17,74%	35,5%
FR ->ES	8,55%	15,09%	-6,5%
Congestiones (% horas) ES-PT			
ES ->PT	7,96%	2,03%	5,9%
PT -> ES	0,65%	2,68%	-2,0%
SPREAD MEDIO ES - FR [€/MWh]	23,4	4,9	18,4
COSTES DEL SISTEMA			
Coste marginal [€/MWh]	53,2	77,5	-24,3
Coste variable de generación [€/MWh]	56	77,8	-21,6
Total anual coste vble gen [M€]	14.759	20.868	-6.108,9
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA [M€]	579	166	412,4
COSTE VARIABLE TOTAL [M€ anuales]	14.180	20.701	-6.521
Indicadores participación RES (%)			
Res/demanda	91%	58%	33%
Res/Gen total	78%	57%	21%

Notas: (*) Incluye demanda autoconsumida.

(**) En el Escenario Objetivo, se incluye la generación de eólica terrestre y marina.

(***) Incluye generación de FV y FV en régimen de autoconsumo.

Coste medio marginal (€/MWh): Coste de adquisición de la energía ponderado por la demanda.

Coste variable generación (€/MWh): Coste de adquisición de la energía más el coste de la generación térmica adicional necesaria para alcanzar el umbral mínimo de generación síncrona despachable.

Total anual coste variable generación (M€): Coste total de adquisición de la energía más el coste total de la generación térmica adicional.

Fuente: Red Eléctrica de España

Desde el punto de vista del balance de producción, las principales diferencias se deben a que el Escenario Tendencial considera una mayor demanda en barras de central, junto con menores capacidades de renovables y de almacenamiento, lo que deriva en una mayor generación térmica, tanto de ciclos como de carbones (este último desaparece del mix en el Escenario Objetivo) y menor generación de renovables, en relación al Escenario Objetivo

En relación a las interconexiones, el saldo de España con Francia en el Escenario Objetivo es mayor al correspondiente al Escenario Tendencial debido a la mayor energía más barata que existe en España y que se exporta en gran medida a Francia.

En términos de costes, por lo que se deriva de lo anterior, el Escenario Objetivo presenta una reducción de costes tanto en términos de coste marginal como en términos de coste variable, de 24 y 22 €/MWh, respectivamente.

Figura D.6. Resultados Escenario Tendencial H2030

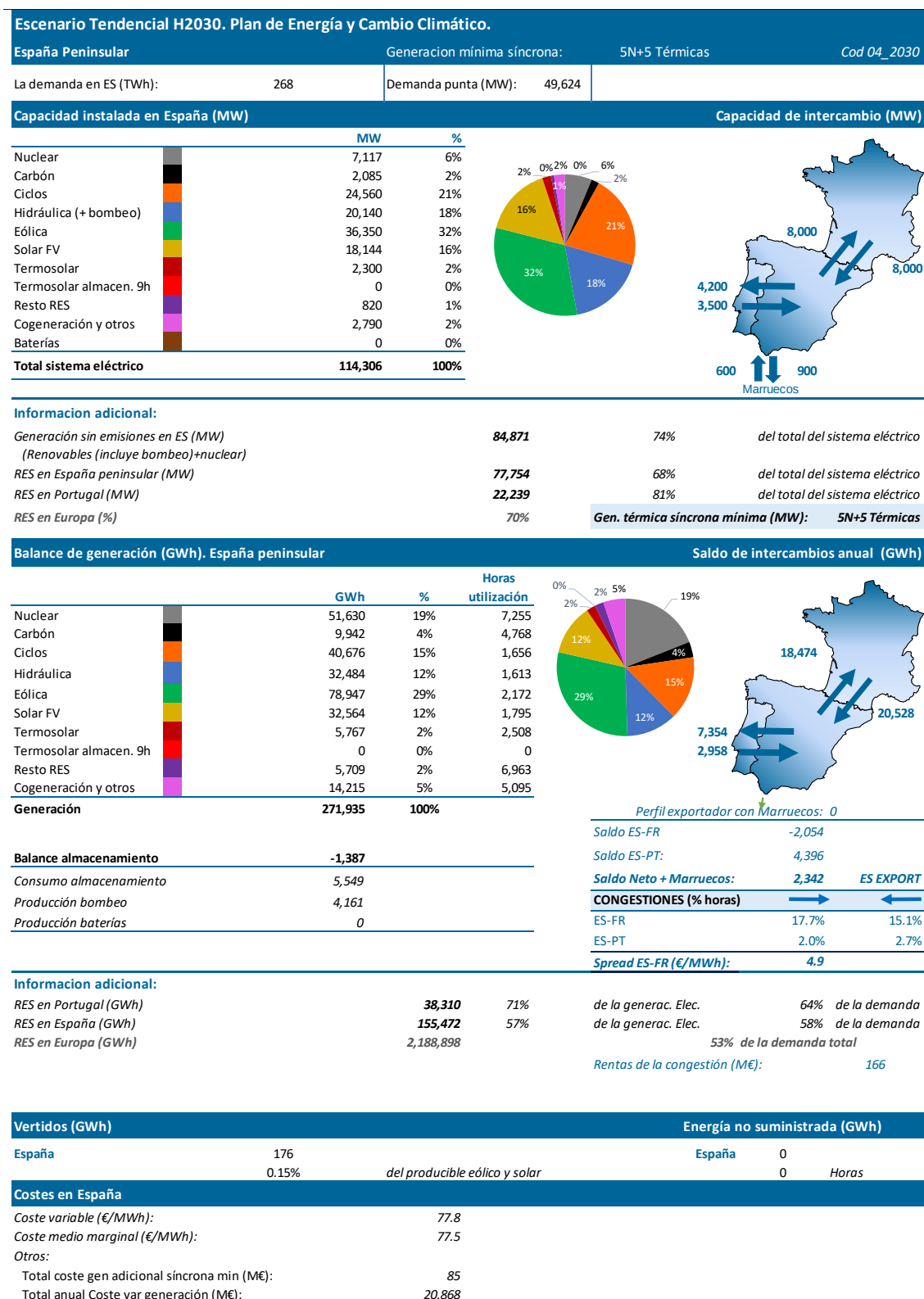
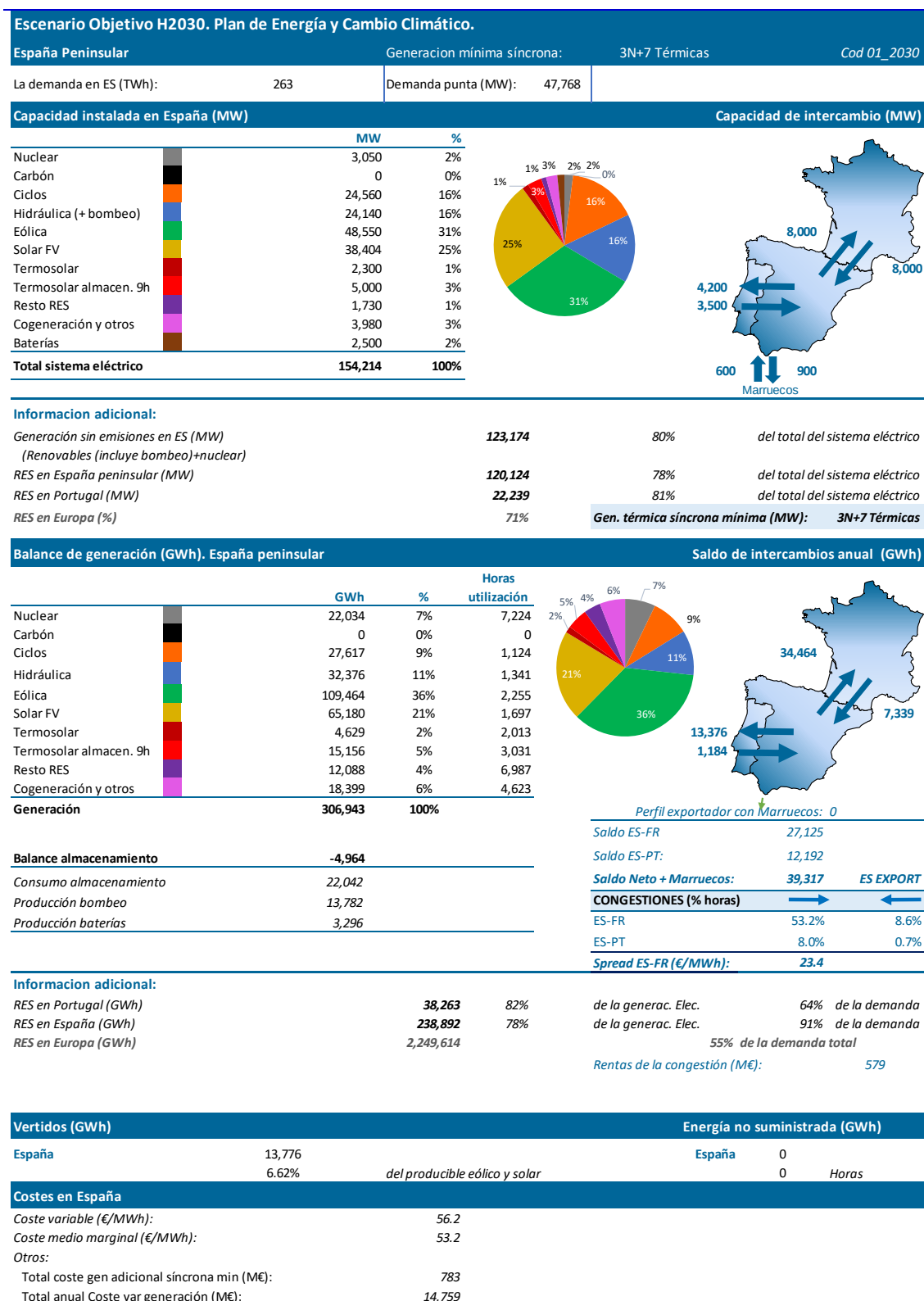


Figura D.7. Resultados Escenario Objetivo H2030



ANEXO D.2. GARANTÍA DE SUMINISTRO: ANÁLISIS PROBABILISTA DE LA COBERTURA ESCENARIO OBJETIVO 2030

A continuación, se expone la metodología utilizada y los resultados de los estudios de cobertura del sistema eléctrico peninsular español para el Escenario Objetivo 2030 definido por el MITECO dentro del PNIEC para verificar la garantía de suministro en el escenario en lo que respecta a la cobertura de la demanda.

Asimismo, se describe brevemente la metodología probabilista utilizada, coincidente con la desarrollada en el ámbito europeo en ENTSO-E⁸⁶ para los análisis MAF (*Medium-term Adequacy Forecasts*)⁸⁷ y una descripción del significado de los índices de cobertura de la demanda.

Metodología probabilista de análisis de cobertura

El análisis de la cobertura en el Escenario Objetivo 2030 consiste en la simulación de las necesidades de cobertura de la demanda del sistema utilizando para ella la metodología probabilista utilizada en los estudios de cobertura que realiza ENTSO-E en los estudios sobre análisis de cobertura a medio plazo (MAF).

La cobertura de la demanda se refiere a la capacidad de los recursos de generación disponibles para suministrar la demanda de electricidad en el sistema en todas las horas del año de estudio y consiste en la existencia de suficientes recursos para satisfacer tanto la demanda de los consumidores, como los requerimientos operacionales del sistema eléctrico. La cuantificación de dicha capacidad para suministrar la demanda se realiza mediante la determinación de los valores correspondientes al escenario de estudio de los diferentes indicadores de cobertura, que se detallarán más adelante.

Los estudios utilizan un modelo simplificado del sistema eléctrico europeo en el que cada sistema (zona de oferta) se representa como un nudo único interconectado con sus sistemas vecinos con el valor de capacidad comercial de intercambio que se considera disponible para el mercado. No se tienen en cuenta pérdidas ni eventuales limitaciones en la evacuación de la generación o pérdidas de suministro debido a congestiones o indisponibilidades de los elementos de la red interna de cada sistema.

El parque de generación y de almacenamiento se establece en este escenario mediante una estimación determinista de la potencia instalada en el sistema de cada una de las tecnologías de generación y almacenamiento junto con una serie de hipótesis de funcionamiento e indisponibilidad que determinan su disposición a generar o consumir electricidad en cada una de las horas del escenario de estudio.

Los estudios se realizan teniendo en cuenta los países pertenecientes a ENTSO-E. El modelo europeo analizado es el 2030DG, *Distributed Generation in 2030*, empleado en el ejercicio del *Ten Years Network Development Plan* correspondiente a 2018⁸⁸. Este escenario de generación distribuida corresponde con un escenario de prosumidores como figuras centrales en el Sistema, generación renovable a pequeña escala, gran implementación de baterías y una

⁸⁶ Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad, en sus siglas en inglés.

⁸⁷ https://docstore.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2018_Methodology_and_Detailed_Results.pdf

⁸⁸ <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/>

sociedad comprometida con la transición energética y empoderada, que cambia sus hábitos de consumo y su vector energético hacia la electricidad.

Sobre este modelo europeo, el modelo de España se actualiza con los nuevos datos del PNIEC y el resto de países se dejan con los mismos datos que los utilizados para el análisis de ENTSO-E. Para la inclusión en el modelo europeo del Escenario Objetivo 2030 para el sistema eléctrico español se requiere la adaptación de las hipótesis relativas a la capacidad de generación instalada de cada tecnología, así como la conversión de los valores de potencia a valores netos.

Los resultados de los estudios probabilistas dependen de una serie de variables que pueden considerarse independientes entre sí, principalmente las indisponibilidades fortuitas de las interconexiones entre sistemas vecinos y las indisponibilidades fortuitas de los grupos generadores, y de otras variables dependientes de la climatología, y que, por tanto, no pueden ni considerarse, ni modelarse como independientes entre sí, principalmente los valores de demanda y capacidades de producción hidráulica, fotovoltaica y eólica.

La incertidumbre estocástica dependiente de las variables climáticas se modela mediante una serie de 34 años climáticos utilizada en ENTSO-E (1982-2015).

Cada año climático seleccionado consiste en la combinación de las variables meteorológicas registradas en dicho año relativas a temperaturas, viento, irradiación solar y disponibilidad de recurso hidráulico extrapoladas a la estimación de demanda y generación renovable teniendo en cuenta la energía demandada en un año medio estimada para ese año y las capacidades de generación hidráulica, eólica y solar estimadas en el Escenario Objetivo para dicho año. Con estos datos se dispone de series horarias para un año completo de la demanda del sistema y de la generación renovable con un perfil correspondiente a dicho año climático. La demanda media considerada en el estudio es la demanda de electricidad peninsular estimada de manera determinista en el Escenario Objetivo 2030 del PNIEC.

La incertidumbre estocástica dependiente de las indisponibilidades fortuitas de los grupos de generación se modela mediante simulaciones de Monte Carlo, sorteos que asignan de manera aleatoria los patrones horarios de indisponibilidad fortuita de generadores y líneas de interconexión afectando a la disponibilidad de grupos generadores en cada hora. Para cada año climático de la serie se simulan 20 sorteos ($N=20$), lo que supone un total de 680 simulaciones distintas para cada hora del año, es decir, la simulación de 680 años posibles correspondientes al año 2030 con las hipótesis del Escenario Objetivo de dicho año.

Para este análisis probabilista, se han incluido reservas de control frecuencia-potencia mínimas en todos los países europeos. Según la metodología MAF de ENTSO-E, estas reservas se modelan para la mayoría de los países como una demanda adicional para no reducir la capacidad térmica. La reserva de control de frecuencia potencia de España utilizada es de 1280 MW, representando un 3% de la punta de demanda y ligeramente superior al mayor grupo térmico modelado.

La herramienta utilizada para la determinación de los indicadores de cobertura incluye un motor de simulación de modelos de mercado, que calcula los costes marginales de generación para los diferentes sistemas como parte de un problema de minimización del coste de generación. Este motor se utiliza en el análisis de la cobertura de la demanda para la determinación de los flujos a través de las interconexiones entre los diferentes sistemas mediante simulaciones que determinan el cálculo del despacho de generación. Estas

simulaciones utilizan como hipótesis base un mercado de competencia perfecta en la generación eléctrica. Los valores de coste variable de generación son los utilizados para los estudios de despacho de generación del Escenario Objetivo 2030.

En la parte final de este anexo se incluye la información detallada de las diferentes hipótesis utilizadas para el análisis de cobertura del Escenario Objetivo 2030.

Es conveniente indicar que las hipótesis de generación instalada en el resto de sistemas europeos son las correspondientes a los estudios de ENTSO-E de cobertura a medio plazo y solo han sido consideradas las hipótesis derivadas de los Planes Integrados de Energía y Clima en el sistema español. El resultado de los análisis de cobertura teniendo en cuenta el conjunto de planes integrados en desarrollo actualmente podría ofrecer resultados diferentes al estudio actual dependiendo de su grado de coincidencia con las hipótesis consideradas en los análisis de cobertura de ENTSO-E.

Se destaca que los resultados se basan en la metodología descrita anteriormente que recoge una gran parte de los aspectos recogidos en el apartado 5 del Art. 23 del Reglamento UE 2019/943, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad. Estos aspectos son las consideraciones de zonas de oferta y del escenario central de referencia, la contribución de todos los recursos modelados, el modelo de mercado utilizado, la aplicación de cálculos probabilísticos, la utilización de índices de cobertura, la disponibilidad de fuentes primarias y las capacidades de interconexión entre sistemas.

Indicadores de cobertura de la demanda

La cobertura de la demanda consiste en la existencia de suficientes recursos para satisfacer tanto la demanda de los consumidores, como los requerimientos operacionales del sistema eléctrico. Como medida se emplean los llamados índices o indicadores de cobertura:

Valor esperado de energía no suministrada **(EENS por sus siglas en inglés) [MWh/ año o GWh/año]**

EENS es el promedio anual de la energía no suministrada por el sistema de generación, debido a un valor de demanda superior al de la generación disponible y la capacidad de importación junto con la disponibilidad de generación en sistemas vecinos. Se trata de un indicador de previsión de energía no suministrada referido en el apartado 5 j) del Reglamento UE 2019/943, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

En los estudios de cobertura con la metodología descrita, el valor esperado de energía no suministrada (EENS) se evalúa como una estimación a partir de un número determinado de simulaciones de escenarios posibles. Con este fin, la EENS es una medida de la previsión de la seguridad de suministro, y matemáticamente se describe así:

$$EENS = \frac{1}{N} \sum_{j \in S} ENS_j$$

donde ENS_j es la energía no suministrada en el sistema j ($j \in S$), asociada con un evento de pérdida de carga de la simulación j_a de Monte Carlo, y donde N es el número de simulaciones de Monte Carlo consideradas.

Pérdida de carga esperada (LOLE por sus siglas en inglés) [h/año]

LOLE es un valor promedio esperado del número de horas al año en el que la generación disponible y las importaciones no pueden cubrir la demanda de un sistema. Se trata de un indicador de previsión de pérdida de carga referido en el apartado 5 j) del Reglamento UE 2019/943, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

$$LOLE = \frac{1}{N} \sum_{j \in S} LLD_j$$

donde LLD_j es la duración de la pérdida de carga del sistema j ($j \in S$), asociada con un evento de pérdida de carga de la simulación j_a de Monte Carlo, y donde N es el número de simulaciones de Monte Carlo consideradas.

Nótese que el LLD de la j_a simulación de Monte Carlo solo se puede reportar como un número entero de horas debido a la resolución horaria de la simulación. Por tanto, no refleja la severidad de la deficiencia o la duración de la pérdida de carga dentro de esa hora.

Probabilidad de pérdida de carga (LOLP por sus siglas en inglés) [%]

LOLP mide la probabilidad en una hora de no satisfacer toda la demanda con la generación e importaciones disponibles dentro de un periodo de tiempo definido. Se trata de un indicador de previsión de pérdida de carga referido en el apartado 5 j) del Reglamento UE 2019/943, de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad.

$$LOLP = \frac{LOLE}{h}$$

donde h corresponde con el número de horas del año en estudio.

Resultado del Escenario Horizonte 2030 Objetivo y conclusiones

Los resultados de los valores correspondientes a los indicadores de cobertura del análisis del Escenario Objetivo Horizonte 2030 se muestran en la tabla D.12. En esta tabla se indican las demandas totales en barras de central consideradas en cada año climático, el valor de punta de demanda, y los valores de los índices de cobertura EENS (Esperanza de Energía No Suministrada), LOLE (horas esperadas anuales con pérdida de carga) y LOLP (probabilidad anual de pérdida de carga).

Tabla D.11. Resultados del análisis probabilístico de la cobertura.
Escenario Objetivo 2030. Caso Base. España

	Demanda		Indicadores cobertura		
	Demanda total(TWh)	Punta(GW)	EENS (MWh/año)	LOLE (h/año)	LOLP (%)
1982	279	45	0	0	0%
1983	280	49	0	0	0%
1984	262	48	0	0	0%
1985	282	51	0	0	0%
1986	282	47	0	0	0%
1987	280	48	0	0	0%
1988	279	47	0	0	0%
1989	278	46	0	0	0%
1990	280	46	0	0	0%
1991	284	47	0	0	0%
1992	281	47	0	0	0%
1993	282	48	0	0	0%
1994	280	47	0	0	0%
1995	277	46	0	0	0%
1996	278	47	0	0	0%
1997	276	46	0	0	0%
1998	280	45	0	0	0%
1999	281	47	0	0	0%
2000	279	47	0	0	0%
2001	280	48	0	0	0%
2002	277	44	0	0	0%
2003	282	48	0	0	0%
2004	281	46	0	0	0%
2005	284	48	0	0	0%
2006	281	48	0	0	0%
2007	279	47	0	0	0%
2008	280	45	0	0	0%
2009	280	48	230,46	0,3	0%
2010	283	49	0	0	0%
2011	278	47	0	0	0%
2012	282	48	0	0	0%
2013	281	45	0	0	0%
2014	277	45	0	0	0%
2015	280	47	0	0	0%
Valor medio			6,8	0,007	0,00008%

Fuente: Red Eléctrica de España

Los resultados obtenidos del análisis de cobertura del sistema peninsular español para este Escenario 2030 Objetivo indican que la cobertura de la demanda se encuentra asegurada, aunque pueden darse situaciones de energía no suministrada en un promedio de 0,007 horas al año con una esperanza de energía no suministrada anual de 6,8 MWh/año. La probabilidad de pérdida de carga en cada hora obtenida es de 0,00008%.

Estos valores son muy inferiores a los valores de indicadores de cobertura utilizados en algunos países europeos para el diseño de las necesidades de generación para cobertura de la demanda situados en alrededor de 3 h/año con energía no suministrada. En España, en los sistemas insulares se utiliza un indicador de pérdida de carga con un valor máximo de 0,2 horas/mes, recogido en el Real Decreto 738/2015.

Se puede concluir, por tanto, que con las hipótesis de demanda y generación del Escenario Objetivo 2030, el sistema eléctrico español es muy fiable en términos de la cobertura de la demanda de nudo único.

Hipótesis detalladas del análisis de cobertura para el Escenario Objetivo 2030

Hipótesis de partida

El modelo del que parte este análisis MAF es el 2030 Objetivo de nudo único utilizado por ENTSO-E en los estudios sobre análisis de cobertura a medio plazo (MAF). Este modelo incluye los sistemas europeos representados en la siguiente figura:

Figura D.8. Esquema de los sistemas considerados para el análisis de cobertura. Fuente. ENTSO-E

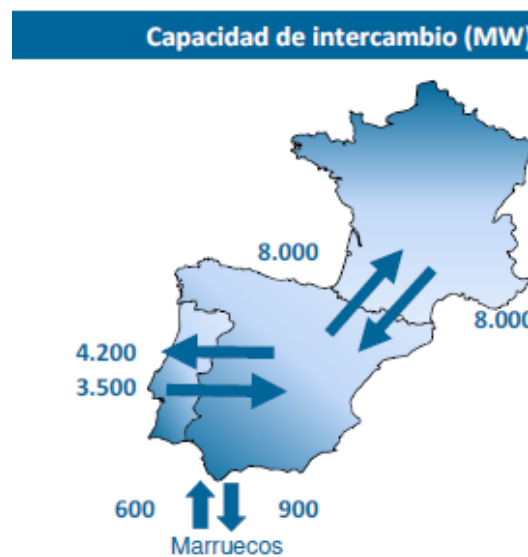


Fuente: Red Eléctrica de España

Capacidad de intercambio

Los valores de capacidad de interconexión utilizados en los análisis son las que se recogen en la siguiente figura.

Figura D.9. Capacidad de intercambio Escenario Objetivo 2030.



Fuente: Red Eléctrica de España

No se considera para este análisis de cobertura la aportación de la generación de Marruecos a la cobertura del sistema eléctrico peninsular español.

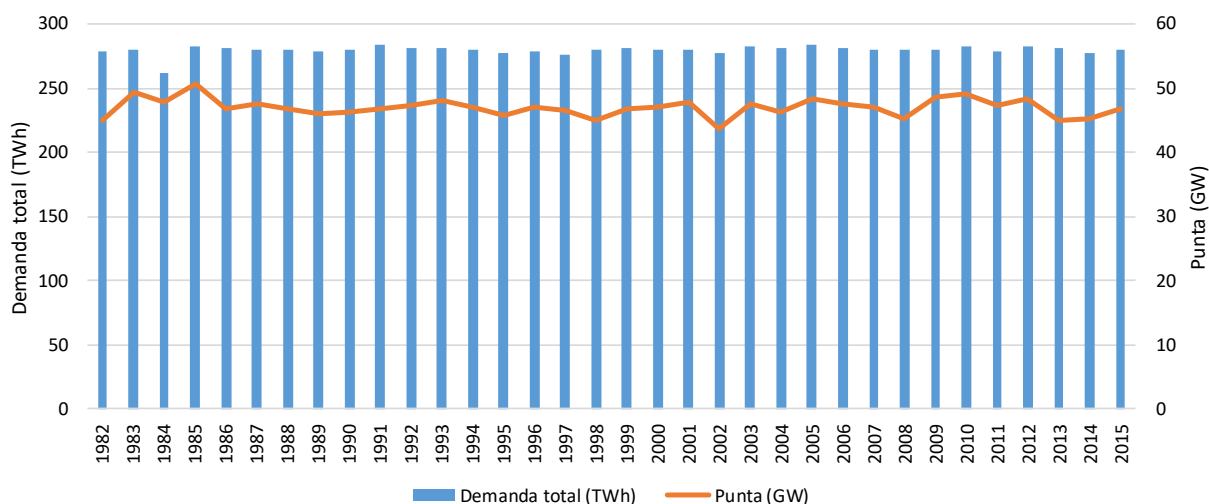
Reservas mínimas de regulación frecuencia-potencia

La reserva mínima de regulación frecuencia-potencia en el sistema eléctrico peninsular español considerada es de 1.280 MW. Esta reserva se modela como una carga fija en todas las horas del año, correspondiente a la misma metodología utilizada para modelarla en los análisis de MAF de ENTSO-E.

Años climáticos considerados

Se han considerado los siguientes 34 años climáticos comprendidos entre 1982 y 2015. Los perfiles de generación y punta de demanda utilizados se recogen en la siguiente figura.

Figura D.10. Perfiles y punta de demanda en cada uno de los años climáticos modelados



Fuente: Red Eléctrica de España

Indisponibilidades de generación consideradas

Se considera un valor de indisponibilidad fortuita en cada uno de los grupos térmicos modelados del 5% del tiempo. Adicionalmente a este valor, se consideran mantenimientos programados en las diferentes unidades térmicas nucleares y de ciclo combinado. La siguiente tabla muestra el número de horas en las cuales se ha modelado un determinado número de unidades nucleares o de ciclo combinado simultáneamente indisponibles debido a indisponibilidades programadas.

Tabla D.12. Indisponibilidades simultaneas programadas

	Nº unidades con indisponibilidad programada simultánea																
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Horas mantenimiento programado en CCGT	0	696	840	840	792	696	792	936	480	648	504	648	504	96	216	0	48
Horas mantenimiento programado en Nuclear	6.096	1.344	1.296	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Red Eléctrica de España

Se considera una indisponibilidad programada y fortuita de las interconexiones del 6%.

ANEXO E. CONTRIBUCIÓN DEL PLAN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030

El 29 de junio de 2018, a propuesta del Grupo de Alto Nivel para la Agenda 2030, el Consejo de Ministros aprobó el “Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030: Hacia una Estrategia Española de Desarrollo Sostenible”. En dicho plan se destaca el compromiso de España con la Agenda 2030 y la necesidad de que ésta sea una referencia para el conjunto de las políticas públicas.

El plan también resalta el cambio climático como reto adicional a la hora de cumplir con otros Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) como los relacionados con el agua, vida submarina o ecosistemas terrestres (6, 14, 15) así como el carácter transversal de las medidas para combatirlo, lo cual permite sinergias con todos los objetivos. En este sentido, se ha analizado en qué grado las distintas medidas contempladas en el PNIEC contribuyen a los distintos ODS.

Se configuran como objetivos centrales del PNIEC los ODS 7 y 13 (energía asequible y no contaminante y acción por el clima), y adicionalmente destacan las siguientes interacciones con otros ODS:



El carácter global y transversal de la lucha contra el cambio climático exige alianzas y coordinación en todos los sentidos, tanto entre los sectores público y privado como en los niveles local, autonómico, estatal e internacional.

La existencia de competencias concurrentes entre distintos niveles de administración, la importancia de la implicación activa del sector privado y el peso del contexto europeo e internacional en el ámbito de la energía y el clima, son factores que obligan a desarrollar mecanismos de cooperación que hagan posible el cumplimiento de los objetivos.



La innovación tanto en el desarrollo de nuevas tecnologías y soluciones como en la adecuada aplicación de las existentes tiene un especial peso en el PNIEC, más allá de la dimensión específica de Investigación, Innovación y competitividad.

Para cumplir los objetivos del PNIEC es también clave el sector industrial, por lo que se incluyen diversas medidas destinadas a mejorar la competitividad y reducir las emisiones de este sector.



Una parte importante de las medidas a desplegar se concentran en el ámbito urbano, desde la rehabilitación para mejorar la eficiencia energética de los sectores residencial o terciario, al fomento de modos o tecnologías de transporte más limpias y eficientes.

A su vez, la reducción de emisiones y la mejora de eficiencia requieren también de una mayor responsabilidad por parte de los consumidores, a quienes es preciso facilitar la elección de alternativas más sostenibles.

Por otra parte, el Plan Nacional fomenta el desarrollo del autoconsumo y las comunidades energéticas locales, y en definitiva una mayor participación de la ciudadanía en el sector energético.



Se prevé que el Plan genere un incremento del PIB de entre 16.500 y 25.700 millones de euros al año y un aumento en el empleo de entre 253.000 y 348.000 personas por año, ámbito en el que destacan los sectores de construcción, industrial y servicios, debido a la inversión en rehabilitación energética de edificios y las nuevas inversiones ligadas al cambio de modelo. Además, algunas de las medidas contienen criterios concretos para aprovechar su potencial de creación de empleo o su papel en la transición justa.

El análisis revela también que las medidas favorecen a los hogares de menor renta y especialmente a los colectivos vulnerables, si bien adicionalmente se han incluido medidas específicas en materia de protección de los consumidores y lucha contra la pobreza energética. Además, algunas medidas están destinadas a reducir las desigualdades entre territorios en cuanto al acceso a la energía.

En la tabla E.1 se resume la contribución específica de las distintas medidas previstas en el plan a los ODS.

Tabla E.1. Interacciones entre el PNIEC y los ODS

Medidas PNIEC 2021-2030		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Descarbonización	1.1 Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables																	
	1.2 Gestión de la demanda, almacenamiento y flexibilidad																	
	1.3 Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables																	
	1.4 Desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida																	
	1.5 Incorporación de renovables en el sector industrial																	
	1.6 Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas																	
	1.7 Biocombustibles avanzados en el transporte																	
	1.8 Promoción de gases renovables																	
	1.9 Plan de renovación tecnológica en proyectos ya existentes de generación eléctrica con energías renovables																	
	1.10 Promoción de la contratación bilateral de energía eléctrica renovable																	
	1.11 Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa																	
	1.12 Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas																	
	1.13 Comunidades energéticas locales																	
	1.14 Promoción del papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización																	
	1.15 Estrategia de Transición Justa																	
	1.16 Contratación pública de energía renovable																	
	1.17 Formación de profesionales en el sector de las energías renovables																	
	1.18 Revisión y simplificación de procedimientos administrativos																	
	1.19 Generación de conocimiento, divulgación y sensibilización																	
	1.20 Régimen europeo de comercio de derechos de emisión																	
	1.21 Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero																	
	1.22 Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos																	
	1.23 Reducción de emisiones de GEI relacionadas con gases fluorados																	
	1.24 Sumideros forestales																	
	1.25 Sumideros agrícolas																	
	1.26 Fiscalidad																	
Eficiencia energética	2.1 Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal																	
	2.2 Uso más eficiente de los medios de transporte																	
	2.3 Renovación del parque automovilístico																	
	2.4 Impulso del vehículo eléctrico																	
	2.5 Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales																	
	2.6 Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial																	
	2.7 Renovación del equipamiento residencial																	
	2.8 Eficiencia energética en la edificación del sector terciario																	
	Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas																	
	2.10 Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola																	
	2.11 Promoción de los servicios energéticos																	
	2.12 Sector público: responsabilidad proactiva y contratación pública eficiente energéticamente																	
	2.13 Auditorías energéticas y sistemas de gestión																	
	2.14 Formación de profesionales en el sector de la eficiencia energética																	
	2.15 Comunicación e información en materia de eficiencia energética																	
	2.16 Otras medidas para promover la eficiencia energética: la transición en la cogeneración de alta eficiencia																	
	2.17 Medidas Financieras: Fondo Nacional de Eficiencia Energética																	

Medidas PNIEC 2021-2030		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Seguridad	3.1 Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y gas																	
	3.2 Reducción de dependencia de petróleo en las islas																	
	3.3 Puntos de recarga de combustibles alternativos																	
	3.4 Impulso a la cooperación regional																	
	3.5 Profundización en los planes de contingencia																	
	3.6 Planificación para la operación en condiciones de seguridad de un sistema energético descarbonizado																	
Mercado interior	4.1 Aumento de la interconexión eléctrica con Francia																	
	4.2 Aumento de la interconexión eléctrica con Portugal																	
	4.3 Infraestructuras de transporte de electricidad distintas de los "Projects of Common Interest" (PCIs)																	
	4.4 Integración del mercado eléctrico																	
	4.5 Protección de los consumidores de electricidad e incremento de la competencia																	
	4.6 Acceso a datos																	
	4.7 Integración del mercado gasista																	
	4.8 Protección de los consumidores de gas																	
	4.9 Mejora de la competitividad del sector gasista minorista																	
	4.10 Plan de desarrollo de gestión de la demanda de gas																	
	4.11 Lucha contra la pobreza energética																	
Investigación, innovación y competitividad	5.1 Acción estratégica en energía y clima																	
	5.2 Implementación del SET-Plan																	
	5.3 Red de Excelencia en Energía y Clima																	
	Incremento, coordinación, mejora y uso eficiente de infraestructuras y equipamientos científicos y tecnológicos en energía y clima																	
	5.5 Compra pública de innovación verde																	
	5.6 Fortalecimiento del capital riesgo público para la transferencia de tecnología en energía y clima																	
	5.7 Nuevos instrumentos de apoyo a la investigación y la innovación en Energía y Clima																	
	5.8 Innovación Social por el Clima																	
	5.9 Reducción de trámites burocráticos y cargas administrativas																	
	5.10 Relanzar la Fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN																	
	5.11 Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación para el seguimiento de la financiación																	
	5.12 I+i+c para la adaptación del sistema energético español al cambio climático																	
	Programas singulares a largo plazo en temas científicos y tecnológicos que sean estratégicos en el área de energía y clima																	
	5.14 Aumentar la participación española en los programas de financiación de la investigación y la innovación europeos																	
	5.15 Apoyo a la participación de grupos de investigación españoles en foros internacionales de energía y clima																	
	5.16 Promocionar la iniciativa Misión Innovación																	
	5.17 Mecanismos de financiación de innovación europeos																	
	5.18 Cooperación internacional																	
Totales		7	0	11	12	7	5	59	28	50	26	31	37	57	1	8	14	55

ANEXO F. MEDIDAS Y METODOLOGÍA PARA APLICAR EL ARTÍCULO 7 DE LA DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

F.1. OBJETIVO

De acuerdo con la Directiva de Eficiencia Energética⁸⁹ (en adelante DEE), el plazo para adoptar las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas necesarias para dar cumplimiento a lo establecido en la propia DEE finaliza el **25 de junio de 2020**. Este Anexo tiene por objeto avanzar la información que solicita tanto el Anexo V de la DEE, como el Anexo III del Reglamento de Gobernanza, ofreciendo un mayor nivel de detalle de las políticas y medidas descritas en el PNIEC, así como la metodología adoptada, cuya puesta en marcha permitirá alcanzar la obligación de ahorro de energía para el período 2021-2030, en virtud de lo dispuesto en el artículo 7 de la DEE.

F.2. ANTECEDENTES

La **obligación de ahorro de energía**, recogida en el artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética, establece que los Estados miembros lograrán un **ahorro acumulado de uso final de la energía**, como mínimo equivalente a la consecución de un nuevo ahorro cada año, desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2030, del 0,8 % del consumo anual de energía final, como promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero de 2019.

Esta obligación es continuidad de la adoptada para el periodo 2014-2020, también en cumplimiento de dicho artículo 7 de la mencionada Directiva, con un objetivo acumulado de energía final de 15.979 ktep para todo el período, lo que equivale a 571 ktep/año de ahorros nuevos y adicionales de energía final, supuesta una distribución lineal del objetivo a lo largo del periodo. Para la consecución del objetivo de ahorro de energía final, del actual periodo 2014-2020, se ha optado por una combinación de los dos sistemas permitidos por la Directiva:

- Un sistema de obligaciones de eficiencia energética además del FNEE, conforme al artículo 7 bis de la DEE. La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, regula y crea el sistema de obligaciones y el FNEE, respectivamente.
- Adopción de medidas de actuación alternativas como por ejemplo fiscalidad, reglamentación o acuerdos voluntarios, entre otras; conforme al artículo 7 ter de la DEE.

La Ley 18/2014 finaliza el 31 de diciembre de 2020, por lo que es necesario extenderla para el periodo 2021-2030. Para ello será necesario ampliar por Ley el periodo de obligación hasta el 31 de diciembre de 2030.

⁸⁹Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética y Directiva (UE) 2018/2002, de 11 de diciembre de 2018, por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética.

F.3. CÁLCULO DEL NIVEL DE OBLIGACIÓN DE AHORRO DE ENERGÍA 2021-2030

En este apartado se aporta una descripción del cálculo de ahorro de energía que ha de alcanzarse durante todo el período comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030. El cálculo se ha realizado, de acuerdo con el apartado 1, párrafo primero, letra b) del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética, a partir del consumo anual de energía final (en ktep), como promedio de los últimos tres años previos al 1 de enero de 2019 y utilizando los datos estadísticos del MITECO. El detalle del consumo anual de energía final para los años 2016, 2017 y 2018 está recogido en la siguiente tabla:

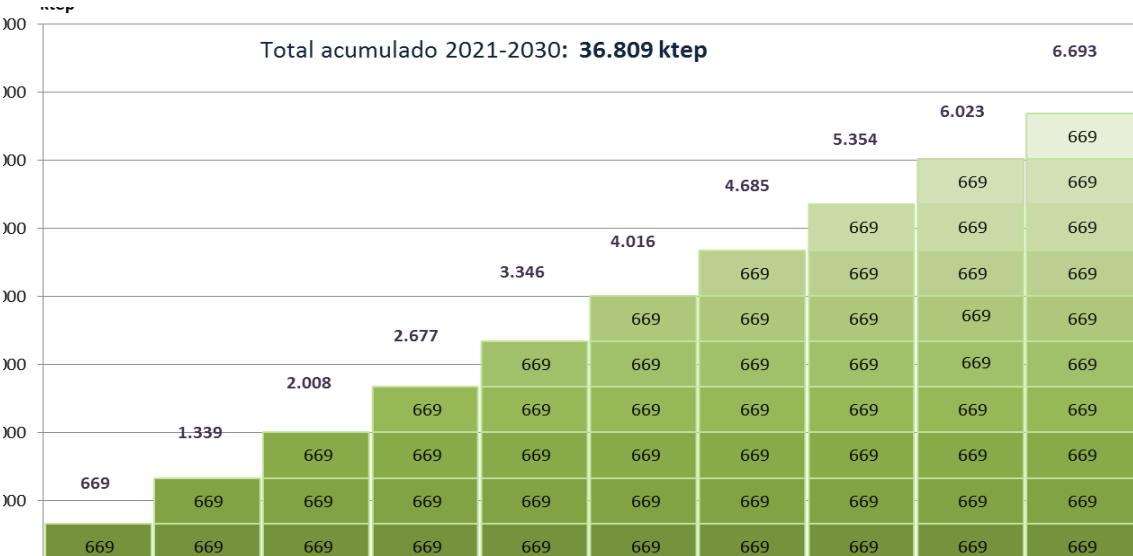
Tabla F.1. Consumo de energía final para los años 2016, 2017 y 2018 y promedio (ktep)

CONSUMO ANUAL DE ENERGÍA FINAL (ktep)		
2016	2017	2018
82.329	84.269	84.375
PROMEDIO	83.658	

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Partiendo de estos consumos anuales, el objetivo de ahorro nuevo para cada año es **669 ktep/año** (equivale a 83.658 ktep x 0,08%) ascendiendo, por tanto, el **volumen total acumulado de ahorro de energía final para el periodo 2021-2030 a 36.809 ktep**. En la figura siguiente se representa su posible distribución a lo largo del periodo 2021-2030. Esta distribución podría modificarse si se adoptasen medidas de mayor impacto (tanto legislativas como fiscales) al principio del período:

Figura F.1. Objetivo acumulado de ahorro de energía final: 2021-2030



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico 2019

F.4. REPARTO SECTORIAL DEL OBJETIVO DE AHORRO DE ENERGÍA

El capítulo 3.2.1 del Pniec relativo a “Medidas para el cumplimiento de la obligación de ahorro de energía. Enfoque sectorial” propone un reparto sectorial del objetivo acumulado de ahorro de energía final para todo el periodo, que asciende a 36.809 ktep, proporcional al consumo de los cinco sectores consumidores de energía: transporte, industria, residencial, terciario y agricultura y pesca.

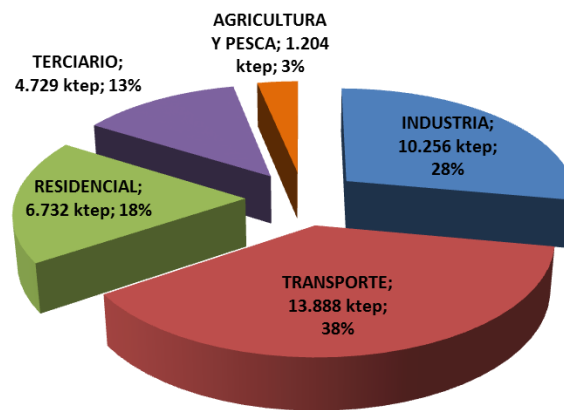
Se han diseñado **10 grandes grupos de medidas de eficiencia energética** que a su vez se dividen, dependiendo del instrumento utilizado, en submedidas, algunas basadas en las **existentes** en el periodo 2014-2020 y otras **nuevas**, de manera que permitan cumplir un objetivo de ahorro acumulado de energía final tan ambicioso (el nuevo objetivo acumulado de ahorro de energía para el periodo 2021-2030 es más del doble que el objetivo acumulado de ahorro del periodo 2014-2020).

Las medidas del sector transporte, con 4 grupos de medidas identificados, es el que contribuirá en mayor medida al objetivo de ahorro de energía final acumulado para el periodo 2021-2030, asignándole un objetivo de ahorro de casi 14 Mtep lo que representa el 38% del objetivo acumulado de ahorro de energía en el periodo. Le sigue el sector industrial, con una medida, y un objetivo de ahorro acumulado de 10,2 Mtep para el periodo, que representa el 28%. El sector residencial, con 2 medidas, tiene un objetivo de ahorro de 6,7 Mtep, representando el 18% del total. El sector terciario y el de agricultura y pesca son los que representan una menor contribución: con dos medidas el primero y un objetivo del 4,7 Mtep (13%) y una medida el segundo y 1 Mtep (3%) de ahorro acumulado. La representación gráfica de este reparto se recoge en la tabla y figuras siguientes.

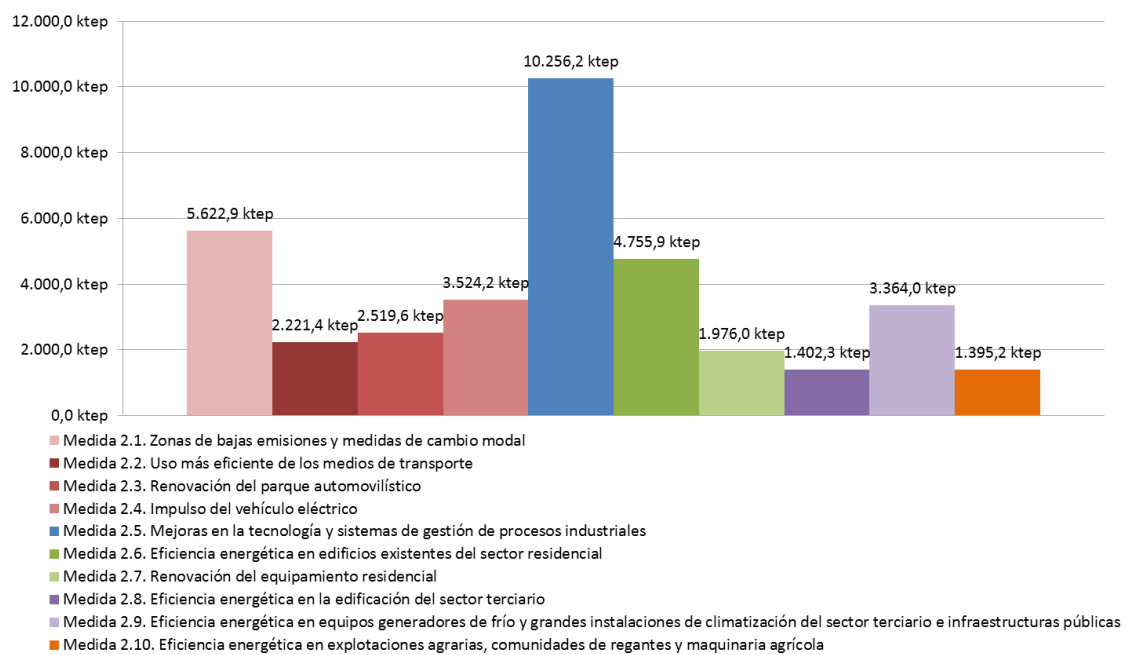
Tabla F.2. Medidas de eficiencia energética para el periodo 2021-2030 (ktep)

	Ahorro acumulado periodo 2021-2030 (ktep)
TRANSPORTE	13.888,1
2.1 Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal	5.622,9
2.2 Uso más eficiente de los medios de transporte	2.221,4
2.3 Renovación de parque automovilístico	2.519,6
2.4 Impulso del vehículo eléctrico	3.524,2
INDUSTRIA	10.256,2
2.5 Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales	10.256,2
RESIDENCIAL	6.731,9
2.6 Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial	4.755,9
2.7 Renovación del equipamiento residencial	1.976,0
SERVICIOS	4.729,2
2.8 Eficiencia energética en la edificación del sector terciario	1.378,8
2.9 Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas	3.350,04
AGRICULTURA	1.203,9
2.10 Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola	1.203,9
TOTAL	36.809,3

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura F.2. Ahorro de energía final acumulada por sectores en España 2021-2030 (ktep)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Figura F.3. Ahorro de energía final acumulada por medidas en España 2021-2030 (ktep)

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

F.5. MEDIDAS DE ACTUACIÓN PARA EL CUMPLIMIENTO DE LA OBLIGACIÓN DE AHORRO DE ENERGÍA

El apartado 10 del artículo 7 de la Directiva de Eficiencia Energética ofrece a los Estados miembros dos opciones para alcanzar la cantidad de ahorro de energía acumulada de uso final: bien a través de un sistema de obligaciones de eficiencia energética o bien adoptando medidas de actuación alternativas. Es además posible optar por una combinación de ambas.

Durante el periodo 2014-2020 se adoptó un sistema combinado que se mantendrá para el periodo 2021-2030, aunque con ajustes y medidas nuevas que permitan alcanzar el nuevo y ambicioso objetivo de ahorro de energía final. A continuación, se desarrolla la propuesta concreta de actuación para el nuevo período:

F.5.1. SISTEMA DE OBLIGACIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Durante el periodo 2021-2030 se mantendrá el **sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética** y el **Fondo Nacional de Eficiencia Energética** iniciados ambos mediante el Real Decreto Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, y convalidado posteriormente mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Por tanto, la mencionada Ley traspone al ordenamiento jurídico español el artículo 7 bis sobre “Sistemas de obligaciones de eficiencia energética” y artículo 20 relativo a “Fondo nacional de eficiencia energética, financiación y apoyo técnico” de la DEE. La continuidad de este sistema para el periodo 2021-2030 **deberá aprobarse por Ley**.

Además, y como novedad, se prevé la creación de un **sistema de certificados de ahorro de energía** dirigido a determinados sectores y medidas de aplicación. Se hace notar que en el periodo 2014-2020 no se llegaron a aplicar los sistemas de certificados de ahorros, si bien se dejó previsto en la Ley. El volumen de los ahorros para el nuevo periodo y la inversión hacen necesario un modelo de fomento de la eficiencia energética que suponga un salto cualitativo y cuantitativo respecto al modelo actual.

a) Descripción del sistema de obligaciones de eficiencia energética

Para el periodo 2021-2030 el objetivo de ahorro anual, los porcentajes de **reparto del objetivo de ahorro anual entre los sujetos obligados**, así como las cuotas u obligaciones de ahorro resultantes y su **equivalencia financiera**, serán fijados anualmente **mediante orden del MITECO previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos**.

El objetivo de ahorro energético anual que se determine se repartirá entre los sujetos obligados proporcionalmente, en el caso de las comercializadoras de gas y electricidad, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional a consumidores finales. En el caso de los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo, al volumen de sus ventas de energía final a nivel nacional para su posterior distribución al por menor y a consumidores finales, durante el segundo año anterior al periodo anual de la obligación.

Los sujetos obligados podrán justificar la cuota de ahorro energético que se les haya asignado anualmente realizando una aportación económica al **FNEE** por el importe obtenido de multiplicar su obligación de ahorro anual por una equivalencia financiera establecida.

Para este nuevo periodo, también se establecerá un mecanismo basado en la presentación de certificados de ahorro de energía (CAE), opción ésta que será necesario desarrollar reglamentariamente por el Gobierno, determinando para qué sectores y medidas será de aplicación.

A continuación, se ofrecen más detalles tanto del FNEE como de los certificados de ahorro de energía:

Fondo Nacional de Eficiencia Energética

El FNEE fue constituido por el artículo 72 de la Ley 18/2014 y es el sistema vigente durante el periodo 2014-2020 y que también se mantendrá entre 2021-2030.

El FNEE se dedica a la financiación de mecanismos de apoyo económico, financiero, asistencia técnica, formación, información, u otras medidas con el fin de aumentar la eficiencia energética, en los diferentes sectores consumidores de energía de forma que contribuyan a alcanzar el objetivo de ahorro energético nacional que establece el Sistema Nacional de Obligaciones de Eficiencia Energética.

Los sujetos obligados deben realizar una contribución económica anual al FNEE, por el importe resultante de multiplicar su obligación de ahorro anual por la equivalencia financiera que se establezca. **Dado el volumen de ahorro de energía y la inversión necesarias para cumplir con el objetivo del nuevo periodo, se redimensionará la aportación anual de los sujetos obligados.** Al igual que en el periodo actual, esta contribución se ingresará por trimestres completos en cuatro partes iguales, y ello no más tarde del 31 de marzo, 30 de junio, 30 de septiembre y 31 de diciembre de cada año.

La equivalencia financiera se determinará anualmente por orden del MITECO con base al coste medio estimado que permita movilizar las inversiones necesarias para llevar a cabo las actuaciones de ahorro y eficiencia energética diseñadas para alcanzar el objetivo anual de ahorro energético en todos los sectores (transporte, industria, etc.). Dada la dificultad de movilizar nuevas inversiones, es necesario revisar la equivalencia financiera de manera periódica. La supervisión y control del Fondo corresponderá a un Comité de Seguimiento y Control adscrito al MITECO, a través de la Secretaría de Estado de Energía. La gestión del Fondo se asignará al Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

El Fondo seguirá estando dotado con:

- Las aportaciones de los sujetos obligados por el sistema nacional de obligaciones de eficiencia energética en concepto de cumplimiento o liquidación de sus obligaciones de ahorro.
- Los recursos provenientes de fondos estructurales comunitarios FEDER.
- Otras aportaciones que se consignent en los Presupuestos Generales del Estado.
- Cualquier otro recurso destinado a financiar actuaciones que tengan como objetivo implementar medidas de ahorro de energía final.

Certificados de ahorro de energético (CAE)

Esta alternativa al Fondo no ha sido desarrollada reglamentariamente por el Gobierno en el periodo 2014-2020, aunque la Ley 18/2014 permite establecer un mecanismo de acreditación de la consecución de una cantidad de ahorro energético equivalente al cumplimiento de la obligación de ahorro del sistema de obligaciones, basándose en la presentación de Certificados de Ahorro energético (CAE), que resulten de la realización de las actuaciones de eficiencia energética que se definan en un catálogo y que cumplan con los requisitos y condiciones que se establezcan. Se exige que los certificados estén sometidos a un sistema de control que incluya la verificación material de una parte estadísticamente significativa de las medidas de mejora de la eficiencia energética certificadas.

El artículo 7 bis de la Directiva de Eficiencia Energética permite a las partes obligadas que contabilicen en su obligación el ahorro de energía certificado obtenido por **proveedores de servicios energéticos u otros terceros**, incluso cuando las partes obligadas promuevan medidas a través de otros organismos autorizados por el Estado o de autoridades públicas que puedan entrañar asociaciones formales y puedan combinarse con otras fuentes de financiación. Cuando los Estados miembros lo permitan, se asegurarán de que la certificación de los ahorros de energía sea el resultado de un proceso de autorización claro, transparente y abierto a todos los agentes del mercado, y que tienda a minimizar los costes de la certificación.

b) Cuantía acumulada y anual de ahorro prevista y duración del (de los) período(s) de obligación

La cuantía de ahorro prevista anualmente y de forma acumulada imputable al sistema de obligaciones y por lo tanto a los sujetos obligados será fijada anualmente **mediante orden del MITECO previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos**.

c) Partes obligadas y sus responsabilidades

En el nuevo periodo 2021-2030, los sujetos obligados a los que se les asignará una cuota anual de ahorro energético seguirán siendo:

- Empresas comercializadoras de gas y electricidad.
- Operadores de productos petrolíferos al por mayor.
- Operadores de gases licuados de petróleo al por mayor.

Si bien la Directiva plantea la posibilidad de que los sujetos obligados puedan ser comercializadores o distribuidores de energía, dado que, en España, los distribuidores de energía no realizan labores de comercialización (al contrario que en otros países de la UE) sino una actividad regulada de gestión de la red correspondiente, se ha determinado que sean los comercializadores de energía los sujetos obligados, en el caso del gas y la electricidad.

Para el caso de los productos petrolíferos y gases licuados del petróleo, tampoco se ha considerado apropiado imponer las obligaciones al gestor de la red, sino que son sujetos obligados las empresas que realizan la comercialización de los productos de cara a la venta a los consumidores finales. En concreto y teniendo en cuenta la atomización existente en la comercialización final de estos productos, a los operadores al por mayor de productos petrolíferos y gases licuados del petróleo.

En base a la experiencia obtenida por la gestión del sistema de obligaciones del periodo 2014-2020 se valora la conveniencia de excluir de esta obligación, tal como permite la Directiva, a las pequeñas empresas que cuentan con una reducida capacidad financiera. Por ejemplo, que no estén obligados a contribuir al FNEE aquellos sujetos obligados con un volumen de ventas finales igual o inferior a 60 GWh.

d) Sectores abordados

Los sectores abordados serán todos los sectores consumidores de energía, conforme al reparto sectorial que se indica en el apartado F.4.: transporte, industria, residencial, terciario y agricultura y pesca.

e) Acciones elegibles previstas en virtud de la medida

Los programas de actuación con cargo al FNEE que se desarrollarán son los recogidos en la tabla siguiente en donde se indica si la medida se ha ejecutado en el periodo 2014-2020 y es existente o en caso contrario, es nueva:

Tabla F.3. Programas de actuación con cargo al FNEE (2021-2030)

FONDO NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA		
Nº de medida	SECTOR	Medida existente periodo 2014-2020
TRANSPORTE		
2.1	Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal	
	Planes de transporte al centro de trabajo (PTT) (cogestión con CCAA)	EXISTENTE
	Campaña de comunicación transporte público	EXISTENTE
2.2	Uso más eficiente de los medios de transporte	
	Sistemas de gestión de flotas (cogestión con CCAA)	EXISTENTE
	Cursos de conducción eficiente para conductores profesionales (cogestión con CCAA)	EXISTENTE
INDUSTRIA		
2.5	Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales	
	En pyme (cogestión con CCAA)	EXISTENTE
	En Gran Empresa (cogestión con CCAA)	EXISTENTE
RESIDENCIAL		
2.6	Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial	
	Sector vivienda: Rehabilitación energética de viviendas (cogestión CCAA)	EXISTENTE
2.7	Renovación del equipamiento residencial	
	Campaña de comunicación equipamiento doméstico	EXISTENTE
SERVICIOS		
2.8	Eficiencia energética en la edificación del sector terciario	
	Edificación de uso terciario: Rehabilitación energética edificios terciario (cogestión CCAA)	EXISTENTE
2.9	Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas	
	Plan Renove de mobiliario de conservación y congelación (cogestión con CCAA)	NUEVA
	Renovación de generadores de frío industrial y terciario (cogestión con CCAA)	NUEVA
AGRICULTURA Y PESCA		
2.10	Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola	
	Mejora del ahorro y la eficiencia energética en explotaciones agrarias (cogestión CCAA)	NUEVA
	Mejora del ahorro y la eficiencia energética en Comunidades de Regantes (cogestión CCAA)	NUEVA

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Se trata de programas de ayuda a fondo perdido dirigidos a los usuarios finales de los sectores de industria, transporte, residencial, servicios y agricultura y pesca. Junto con campañas de comunicación para el sector transporte (medidas de cambio modal, con especial incidencia en el transporte público colectivo) y residencial (equipamiento doméstico).

F.5.2. MEDIDAS DE ACTUACIÓN ALTERNATIVAS

El artículo 7 ter de la Directiva de eficiencia energética permita alcanzar el objetivo de ahorro mediante medidas alternativas. Durante el periodo 2014-2020 se hizo uso de esta vía desarrollando medidas de fiscalidad, reglamentación y programas de ayudas, entre otras. En el nuevo periodo 2021-2030 se mantendrán aquellas medidas que han resultado más exitosas del anterior periodo que se complementarán con otras nuevas.

En la tabla F.4 se detallan las medidas previstas para el periodo 2021-2030 en el PNIEC, para los distintos sectores, avanzándose el detalle solicitado en el Anexo III del Reglamento de Gobernanza, como es el tipo de medida de actuación, breve descripción de la misma y sectores abordados.

Las medidas alternativas se pueden agrupar en función de la autoridad pública de ejecución en los siguientes tipos:

1. Acuerdos Voluntarios a realizar por el IDAE (industria, gestores de flotas, equipamiento residencial, empresas de servicios energéticos, etcétera.)
2. Programas de ayudas con Fondos FEDER y fondos de las Entidades locales: dirigidos a las actividades que son competencia de las entidades locales (Movilidad Urbana Sostenible, edificios e infraestructura local) y Administración General del Estado (AGE) (edificios e infraestructuras).
3. Programas de ayudas con Presupuestos Generales del Estado (PGE):
 - a. Programa de ayudas MOVES de MITECO y programa de movilidad de MINCOTUR.
 - b. Plan Estatal de Viviendas del MITMA.
 - c. Financiación del Transporte Público a través de futura ley.
4. Legislación:
 - a. Ley de Cambio Climático y Transición Energética que incluirá diversas modificaciones a la legislación existente para la eliminación de barreras (Ley de Propiedad Horizontal, Planes de Transporte al Trabajo, etc.).
 - b. Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Público, así como Leyes Autonómicas y Ordenanzas Municipales relacionadas con la movilidad.

En la siguiente tabla, se incluye una relación de medidas alternativas, indicando si han existido en el periodo 2014-2020 o si serán de nueva implantación en el periodo 2021-2030.

Tabla F.4. Programas de actuación alternativos (2021-2030)

MEDIDAS DE ACTUACION ALTERNATIVAS			
Nº de medida	SECTOR	Tipo de medida	Medida existente periodo 2014-2020
TRANSPORTE			
2.1 Zonas de bajas emisiones y medidas de cambio modal)			
	Programa de ayudas FEDER 2021-2030 (DUS- Ayuntamientos) para el Desarrollo de Planes de Movilidad Urbana Sostenible.	Ayuda pública (FEDER)	EXISTENTE
	Elaboración de la Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Público, así como Leyes Autonómicas y Ordenanzas Municipales en los 145 Ayuntamiento de más de 50.000 h (52% de la población del país). Incluirán en especial medidas clave como la delimitación de zonas urbanas centrales de acceso restringido a los vehículos más emisores y contaminantes. Impulsarán asimismo la peatonalizaciones, las restricciones de tráfico en momentos de mayor contaminación, el impulso del vehículo compartido, la promoción del uso de la bicicleta, la mejora y promoción del transporte público, etc.	Legislativa (Autonómica y Local)	NUEVA
	Desarrollo de Ley de Movilidad Sostenible y Financiación del Transporte Público, con dotación presupuestaria (>50 M€/año).	Legislativa (AGE) + PGE	NUEVA
	Proyecto de Ley de cambio climático y transición energética: modificación del artículo 103 de la Ley 2/2011 de Economía Sostenible («Elaboración de los planes de transporte en empresas»), exigiendo su implementación para las empresas con más de 250 trabajadores (grandes empresas) y creación para dichas empresas de la figura del coordinador de movilidad.	Legislativa (LCCyTE)	NUEVA
2.2 Uso más eficiente de los medios de transporte			
	Acuerdos Voluntarios para la Gestión de Flotas.	Acuerdo voluntario	EXISTENTE
	Modificación del Reglamento General de Vehículos (RD 2822/1998): adopción de la normativa para equiparar las masas y dimensiones de los camiones nacionales a la existente en los países de nuestro entorno. Un aumento de la masa máxima autorizada a 44 toneladas y de la altura a 4,5m posibilitará un aumento de la carga media de dichos vehículos de un 10% a partir de 2021, con la consiguiente reducción del número de vehículos por kilómetro y menor consumo para una misma masa transportada.	Legislativa	NUEVA
2.3 Renovación de parque automovilístico			
	Ordenanzas Municipales de Movilidad: aplicación de medidas de restricción del tráfico y gestión del aparcamiento en vía pública por parte de los Ayuntamientos con >50.000 habitantes, de manera que se penalice a los vehículos más antiguos y por tanto de mayor consumo y emisiones contaminantes.	Legislativa (Local)	NUEVA
	Programa de ayudas Movilidad MINCOTUR.	Ayuda pública (PGE)	EXISTENTE
2.4 Impulso del vehículo eléctrico			
	Programa de ayudas MOVES (Línea habilitada con carácter indefinido PGE).	Ayuda pública (PGE)	EXISTENTE
	Programa de ayudas Movilidad MINCOTUR.	Ayuda pública (PGE)	EXISTENTE
INDUSTRIA			
2.5 Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales			
	Acuerdos Voluntarios Industria.	Acuerdo voluntario	EXISTENTE
RESIDENCIAL			
2.6 Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial			
	Programa de ayudas Plan Vivienda - Ministerio de Fomento (actual MITMA).	Ayuda pública (PGE)	EXISTENTE
2.7 Renovación del equipamiento residencial			
	Acuerdo Voluntario Fabricantes y Comerciantes de Electrodomésticos (comunicación).	Acuerdo voluntario	NUEVA

MEDIDAS DE ACTUACION ALTERNATIVAS			
Nº de medida	SECTOR	Tipo de medida	Medida existente periodo 2014-2020
SERVICIOS			
2.8 Eficiencia energética en la edificación del sector terciario			
2.9 Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas			
Programa de ayudas para la reforma de edificios e infraestructuras. FEDER 2021-2030 – AGE		Ayuda pública (FEDER + PGE)	EXISTENTE
Proyecto de Ley de cambio climático y transición energética: Ampliación del artículo 5 de la Directiva 2012/27/UE a todas las Administraciones Públicas (renovación del 3% de la superficie edificios de las CCAA y Ayuntamientos).		Legislativa (LCCyTE)	NUEVA
Programa de ayudas para la reforma de edificios e infraestructuras FEDER – Ayuntamientos		Ayuda pública (FEDER)	EXISTENTE

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

F.5.3. MEDIDAS FISCALES

El artículo 7 ter de la Directiva de Eficiencia Energética permita alcanzar el objetivo de ahorro mediante medidas alternativas. Entre ellas se incluye la fiscalidad, que se desarrolla en un apartado aparte, tal como indica el Anexo III del Reglamento sobre la gobernanza. Se incluye breve descripción de la medida fiscal y los sectores abordados, así como indicación de si fue una medida ya existente en el periodo 2014-2020.

Tabla F.5. Medidas fiscales previstas en el PNIEC para el periodo 2021-2030

MEDIDAS ALTERNATIVAS (FISCALIDAD)		
Nº de medida	SECTOR	Medida existente periodo 2014-2020
TRANSPORTE		
2.3 Renovación de parque automovilístico		
Futura reforma fiscal verde liderada por el Ministerio de Hacienda: el Ministerio de Hacienda analizará las posibles reformas asociadas al sector del automóvil con el fin de, entre otros, cumplir el objetivo de ahorro y eficiencia energética, así como la descarbonización.		NUEVA
2.4 Impulso del vehículo eléctrico		
El Ministerio de Hacienda en el marco de la futura reforma fiscal verde para contribuir y a acelerar la penetración el VE en ES.		NUEVA
RESIDENCIAL		
2.6 Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial		
El Ministerio de Hacienda en el marco de la futura reforma fiscal verde analizará la fiscalidad en el sector residencial con el fin de internalizar las externalidades positivas que supone la mejora de la eficiencia energética en los edificios relativos a este sector.		NUEVA
SERVICIOS		
2.8 Eficiencia energética en la edificación del sector terciario		
El Ministerio de Hacienda en el marco de la futura reforma fiscal verde analizará la fiscalidad en el sector terciario con el fin de internalizar las externalidades positivas que supone la mejora de la eficiencia energética en los edificios relativos a este sector.		NUEVA

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

ANEXO G. PROCESO PARTICIPATIVO Y COMUNICATIVO

COMENTARIOS RECIBIDOS Y AGENTES PARTICIPANTES EN EL PROCESO DE EXPOSICIÓN PÚBLICA DEL BORRADOR DEL PLAN

De conformidad con el Reglamento (UE) 2018/1999⁹⁰, del 11 de diciembre de 2018 sobre la Gobernanza del proyecto de la Unión de la Energía, cada Estado miembro debe presentar a la Comisión Europea un proyecto de PNIEC para el periodo de 2021 a 2030 conforme al artículo 3, apartado 1, y al anexo I de dicho Reglamento. El plazo de presentación de los primeros borradores de planes nacionales integrados de energía y clima concluyó el 31 de diciembre de 2018.

Estos Planes, que abarcan las cinco dimensiones de la Unión de la Energía, son un instrumento esencial para que los distintos EE.MM. puedan alcanzar los objetivos y metas globales de la Unión de la Energía de manera conjunta. España presentó su borrador inicial del PNIEC el 22 de febrero de 2019. La presentación de estos borradores constituye la base y el primer paso del proceso iterativo entre la Comisión y los Estados miembros para la finalización y posterior ejecución de los planes nacionales integrados de energía y clima.

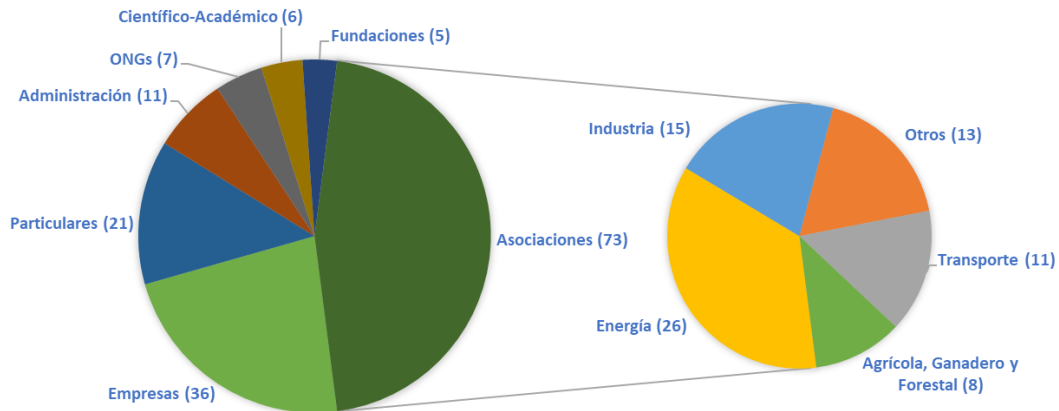
Junto con el borrador inicial del PNIEC, el MITECO presentó otros dos documentos en el marco estratégico de energía y clima: El primero, el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética⁹¹; y el segundo, el borrador de la Estrategia de Transición Justa⁹². Estos documentos, junto con el borrador inicial del PNIEC, fueron puestos a exposición pública desde el 22 de febrero hasta el 1 de abril de 2019. Este informe recoge un resumen de los principales comentarios realizados a ese borrador inicial.

El proceso de consulta pública tiene por objeto que el conjunto de la sociedad española sea informado, participe y manifieste sus opiniones sobre el mencionado borrador inicial, y sean tenidas en consideración de cara a la elaboración del Plan definitivo.

⁹⁰ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018R1999&from=ES>

⁹¹ https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/1anteproyectoleyccyte_tcm30-487336.pdf

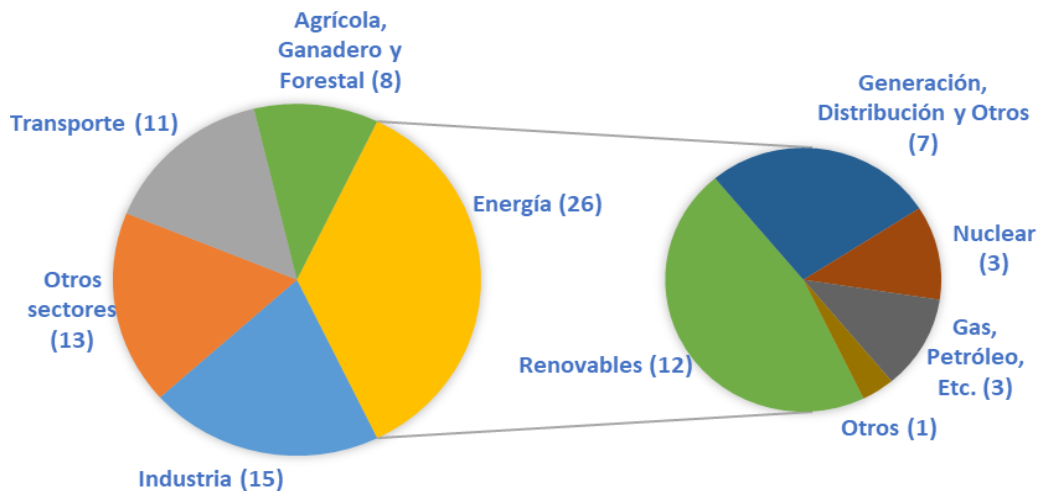
⁹² https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/5borradorestrategiatransicionjusta_tcm30-487304.pdf

Figura G.1. Clasificación de los agentes según tipología y Asociaciones según sector económico

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Se han recibido un total de 1.175 observaciones de 159 agentes distintos. La mayor parte de los agentes que han participado en la consulta pública pertenecen a: asociaciones (73), seguidos de empresas (36), particulares (21), Administraciones públicas (11), ONG (7), agentes del ámbito científico-académico (6) y fundaciones (5) (ver figura G.1).

Además, en el caso de las asociaciones, se han clasificado a los agentes en función del sector económico al que pertenecen: Energía (26), Industria (15), Otros⁹³ (13), Transporte (11) y Agrícola, Ganadero y Forestal (8). En el sector de la energía, la participación más numerosa corresponde al subsector de las energías renovables (12), seguido del subsector de la generación eléctrica, distribución y otros (7), la energía nuclear (3), gas y productos petrolíferos (3) y otros⁹⁴ (1) (ver figura G.2).

Figura G.2. Clasificación de las Asociaciones en función del sector Económico y Subsector

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Las observaciones se han agrupado en 6 clases, para las cinco dimensiones del PNIEC y una adicional para incluir temas transversales a todo el documento (ver tabla G.1).

⁹³ Colegios oficiales, plataformas sociales, foros de ciudadanos, etc.

⁹⁴ Otros relacionados con la generación mediante residuos.

Tabla G.1. Clasificación de los comentarios en las distintas dimensiones

DIMENSIÓN	nº Bloques temáticos
TEMAS TRANSVERSALES	15
DESCARBONIZACIÓN	19
EFICIENCIA ENERGÉTICA	5
SEGURIDAD DE SUMINISTRO	2
MERCADO INTERIOR	4
INNOVACIÓN, INVESTIGACIÓN Y COMPETITIVIDAD	1

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla G.2. Eventos de presentación y debate sobre el borrador inicial del PNIEC

Principales eventos de difusión del borrador inicial del PNIEC				
Fecha	Nombre del evento	Organizador	Lugar	link
18/12/2018	Jornada de debate: Renovables, clima y acción exterior de España	Casa América, Real Instituto Elcano	Madrid	web
21/02/2019	Jornadas de debate sobre el Plan Nacional de Energía y Clima	ECODES (Fundación Ecología y Desarrollo)	Madrid	news
21/02/2019	Jornada: Estrategias de Desarrollo Urbano Sostenible Integrado	Comisión Europea, Ministerio Hacienda	Madrid	info
26/02/2019	Jornada: Estrategias de Innovación frente al Cambio Climático (Feria ENOMAQ)	Federación Española del Vino (FEV) y Plataforma Tecnológica del Vino (PTV)	Zaragoza	news
26/02/2019	La seguridad de suministro y mercado interior en el PNIEC (Feria GENERA 2019)	Institución Ferial de Madrid (IFEMA)	Madrid	web
27/02/2019	Proyecto Islas: la insularidad como oportunidad para ser punta de lanza en la descarbonización (Feria GENERA 2019)	IFEMA IDAE	Madrid	info
28/02/2019	Impacto del PNIEC	IFEMA Basque Centre for Climate Change (BC3)	Bilbao	info
01/03/2019	Cambio climático y transición energética: El PNIEC (Feria GENERA 2019)	IFEMA Oficina Española del Cambio Climático (OECC)	Madrid	info
06/03/2019	Jornada: El sector agrario frente al reto medioambiental y climático	Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación	Madrid	news
06/03/2019	REvision 2019: Renewable Revolution	Renewable Energy Institute	Tokio (JPN)	web
06/03/2019	Change the Change (International conference on climate change)	Gobierno Vasco	Donostia	web
13/03/2019	Marco Estratégico Energía y Clima	Plataforma Tecnológica Española de Eficiencia Energética (PTE-ee)	Madrid	web
14/03/2019	Jornada Solar Market Parity Spain	Unión Española Fotovoltaica (UNEF)	Madrid	web
15/03/2019	Jornada: Sostenibilidad y Cambio Climático	Colegio Oficial de Arquitectos de las Islas Baleares (COAIB)	Mallorca	news
15/03/2019	Jornada: El papel de las energías renovables en la transición hacia un nuevo modelo energético en Canarias	Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER)	Santa Cruz de Tenerife	info
15/03/2019	Energía para la Transición Circular	Universidad Autónoma de Barcelona (UAB)	Barcelona	
19/03/2019	Jornada Autoconsumo	Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (AELEC)	Barcelona	news
19/03/2019	2ª Mesa redonda sobre la financiación de Eficiencia Energética en España	Green Building Council España (GBCe)	Madrid	web
19/03/2019	Una valoración económica del PNIEC	Asociación Española de Economía de la Energía (AEEE) y Club Español de la Energía	Madrid	info

Principales eventos de difusión del borrador inicial del PNIEC				
Fecha	Nombre del evento	Organizador	Lugar	link
20/03/2019	Proyecto: Pobreza Energética y Olas de Calor en Zonas Urbanas	Asociación de Ciencias ambientales Fundación Biodiversidad	Guadalajara Valencia Melilla Madrid	web
27/03/2019	Jornada EE.RR. Y Transición Energética	Centro público FP Catarroja	Catarroja	info
27/03/2019	CONFEBUS Summit	Confederación de Transporte en Autobús (CONFEBUS)	Madrid	info
28/03/2019	DIPAPEL Foro del papel 2019	Aspapel (Asociación Española de Fabricantes de Pasta, Papel y Cartón)	Madrid	info
03/04/2019	WindEurope Conference & Exhibition	WindEurope	Bilbao	web
03/04/2019	Asignatura: Retos y oportunidades asociadas al cambio climático	Máster Universitario en Gestión Internacional de la Empresa 18-19 ICEX /CECO	Madrid	web
03/04/2019	Encuentro de Pueblos y Ciudades por la Sostenibilidad	CONAMA	Toledo	news
04/04/2019	Jornada IIE: Energía, Agricultura y Medio Rural	Instituto de la Ingeniería de España (IIE)	Madrid	info
04/04/2019	Eficiencia energética en edificios públicos	Fundación Renovables Energy Cities	Madrid	web
08/04/2019	International workshop on geothermal energy	ITC (Instituto Tecnológico de Canarias)	Canarias	info
09/04/2019	Jornada Municipios Valencianos hacia la transición energética	UPV, Instituto ITACA, Diputación de Valencia y MITECO	Valencia	info
09/04/2019	Formación a técnicos municipales: Adaptación en el Ámbito Local	LIFE SHARA y CENEAM (Centro Nacional de Educación Ambiental)	Segovia	info
11/04/2019	Motor de nuevas oportunidades para empleo y desarrollo regional.	Dirección General de Innovación, Trabajo, Industria y Comercio de La Rioja	La Rioja	info
12/04/2019	2019 International Forum on Long-term Energy Scenarios for the Clean Energy Transition	IRENA (International Renewable Energy Agency)	Berlín (DEU)	web
17/04/2019	Ciclo Jornadas Comarcales Energía y Cambio Climático	ASELEC (Asociación de Empresarios Instaladores Eléctricos, Telecomunicaciones y Energías Renovables de Valencia)	Valencia	info
25/04/2019	Round Table: The Integrated Energy and Climate Plan	Master in Industrial Economics and Markets UC3M (Universidad Carlos III de Madrid)	Madrid	info
25/04/2019	Smart Meters- Mesa redonda contadores inteligentes al servicio consumidor	AELEC	Madrid	news
25/04/2019	Consulta Regional en Barcelona	Interreg Med Renewable Energy Community	Barcelona	news
07/05/2019	Jornada: El papel del sector forestal en la mitigación y adaptación al cambio climático	Centro Nacional de Formación en Nuevas Tecnologías de La Rioja	La Rioja	info
08/05/2019	Jornada sobre almacenamiento con energías renovables	CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)	Madrid	info
08/05/2019	Pathways to Carbon neutrality	EERA (European Energy Research Alliance)	Bruselas (BEL)	web
09/05/2019	II Congreso edificios de consumo de energía casi nulo	Fundación AEDIFICAT, COAAT Mallorca y Asociación ABTECIR	Mallorca	info
16/05/2019	Taller Científico-Técnico Adaptación al cambio climático a través de la certificación FSC	Fundación Biodiversidad MITECO	Madrid	web
17/05/2019	Energía distribuida, movilidad sostenible y autoconsumo	ENERCLUB (Club Español de la Energía)	Oviedo	info
20/05/2019	Webinar: El sector del biometano (case studies)	LIFE (ICAEN)	Online	info

Principales eventos de difusión del borrador inicial del PNIEC				
Fecha	Nombre del evento	Organizador	Lugar	link
27/05/2019	Salón del Vehículo de Ocasión	IFEMA	Madrid	web
27/05/2019	Impact assessment of the Spanish integrated National Energy and Climate Plan	University of Oldenburg	Oldenburg (DEU)	info
30/05/2019	Conferencia Ibero-Brasileira de Energía	P mais eventos	Lisboa	web
05/06/2019	Jornada técnica: Selvicultura del carbono y gestión forestal para la mitigación del cambio climático	Colegio Oficial de Ingenieros Técnicos Forestales (COITF), Proyecto LIFE Forest CO2 Junta distrito Retiro	Madrid	web
11/06/2019	I Congreso electrificación y redes: binomio para la transición	AELEC	Madrid	web
12/06/2019	Jornada Residuos & Retos - Recursos para el cambio	Generalitat Valenciana Instituto IMEDS	Valencia	web
13/06/2019	Solar+Wind Congress 2019	PVBOX	Madrid	info
13/06/2019	Sun to Liquid	IMDEA (Energía Comunidad de Madrid)	Madrid	info
18/06/2019	EU Sustainable energy week: Islands as lighthouses of Europe's decarbonisation	European Commission	Bruselas (BEL)	web
19/06/2019	4º Foro de Energía y Desarrollo Sostenible	Cámara de Comercio de Valencia	Valencia	news
20/06/2019	Mesa de Energía y debate Transición Energética: Autoconsumo	Madrid Foro Empresarial	Madrid	news
24/06/2019	Retos medioambientales en la Unión Europea	UNED Instituto Universitario General Gutiérrez Mellado	Madrid	web
24/06/2019	Impact assessment of the Spanish integrated National Energy and Climate Plan (Bonn Climate Change SB50)	UNFCCC secretariat (UN Climate Change)	Bonn (DEU)	info
25/06/2019	Introducción al mercado de la electricidad: la gestión de energía en el horizonte 2030	ENERCLUB	Madrid	web
25/06/2019	Multilateral Assessment - Spain	UNFCCC secretariat (UN Climate Change)	Bonn (DEU)	info
27/06/2019	ener'19 II Congreso de Ingeniería Energética	Asociation of Energy Engineers (aee)	Madrid	web
28/06/2019	Jornada actuaciones contra el cambio climático en la industria	UGT Castilla y León.	Valladolid	web
04/07/2019	Analysis of the distributional impacts of the Spanish climate and energy policy using a Dynamic-econometric IO model	27th International Input-Output Association Conference	Glasgow (GBR)	info
12/07/2019	Presentación PNIEC (sede del CIEMAT)	Observatorio Eficiencia Energética	Madrid	
17/07/2019	Curso de verano SU.5.1 El papel de las energías renovables en la descarbonización energética	Universidad de Cantabria	Suances	info
17/07/2019	Webinar presentation: Distributional Impact assessment of the Spanish integrated Energy and Climate Plan	International Network for Just Transition (RENEWIT)	Online	
05/09/2019	Spain's Energy Strategy for 2030	EDF	Madrid	
23/10/2019	PNIEC: cumplimiento objetivos en renovables eléctricas	UNEF- VI Foro Solar	Madrid	web

Principales eventos de difusión del borrador inicial del PNIEC				
Fecha	Nombre del evento	Organizador	Lugar	link
24/10/2019	Jornada perspectivas sector turístico Balear. Cambio climático	Asociación para el Progreso de la Dirección (APD)	Palma	web
04/11/2019	Proyecto COMPTM	ENERCOOP	Crevillent	info
14/11/2019	Energía ciudadana en el PNIEC	Confederación de Cooperativas de Viviendas de España (CONCOVI)	Madrid	info
14/11/2019	El papel de la eólica en la transición energética española	GE Renewable Energy	Madrid	
19/11/2019	CSP Conference 2019: CSP in Spain's Energy Strategy	New Energy Update (Reuters Events)	Madrid	web
19/11/2019	Curso de Introducción al mercado de la electricidad: Autoconsumo y agregación	ENERCLUB	Madrid	info

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA DEL PNIEC

El PNIEC 2021-2030 se encuentra sometido al procedimiento previsto en el Capítulo I de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental. Esta Ley establece la necesidad de llevar a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica, entendida como un instrumento de prevención que permita la integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones de los planes y programas públicos. Para ello se ha preparado un Estudio Ambiental Estratégico y atendiendo a uno de los objetivos principales de dicha Ley – la **participación pública** - se celebran consultas cuyos resultados serán tenidos en cuenta.

De acuerdo con la citada Ley, el órgano ambiental procedió a la tramitación del procedimiento y sometió a consultas de las Administraciones públicas afectadas y personas interesadas, el borrador inicial del PNIEC y el Documento Inicial Estratégico, habiendo estado la relación de entidades consultadas accesible al público en la página web del MITECO. Una vez recibidas las respuestas a las consultas, el órgano ambiental elaboró el Documento de Alcance del Estudio Ambiental Estratégico, documento que también se ha hecho público en la web del MITECO.

De este modo, una vez realizado el **Estudio Ambiental Estratégico** se somete ahora a consulta pública acompañado de la **versión actualizada** del PNIEC 2021-2030, así como de un resumen no técnico del mencionado Estudio, previo anuncio en el «Boletín Oficial del Estado».

La información pública será, como mínimo, de cuarenta y cinco días hábiles.

ANEXO H. INTERACCIONES CON OTROS PLANES Y PROGRAMAS

El PNIEC define los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, penetración de energías renovables y eficiencia energética. La relevancia del Plan Nacional y sus intensas implicaciones ambientales y sociales hacen que existan numerosos instrumentos de planificación con los que interactúa.

A continuación, se presenta el análisis de las interrelaciones del PNIEC con los principales instrumentos de planificación (estrategias, planes y programas) sectoriales y territoriales que se han tenido en consideración en el estudio ambiental estratégico y que está íntimamente ligado con los objetivos ambientales del Plan Nacional. Los instrumentos de planificación se han organizado por los distintos aspectos ambientales:

- Cambio climático y calidad del aire
- Geología y suelos
- Agua y sistemas acuáticos continentales
- Biodiversidad (flora, fauna, hábitats), espacios naturales protegidos y Natura 2000
- Medio marino
- Patrimonio cultural y paisaje
- Usos del suelo, desarrollo social y económico
- Energía e industria
- Transporte, movilidad y vivienda
- Residuos
- Población, salud pública y bienes materiales

Señalar que, aunque algunos de los instrumentos de planificación son algo antiguos o están próximos a acabar su periodo de vigencia, se han incluido en el análisis ya que constituyen los antecedentes fundamentales y han ido marcando los objetivos de protección ambiental en los diversos sectores.

1. Cambio climático y calidad del aire

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC) 2006-2020	El PNACC, aprobado en 2006, pretende lograr la integración de medidas de adaptación al cambio climático basadas en el mejor conocimiento disponible en todas las políticas sectoriales y de gestión de los recursos naturales que sean vulnerables al cambio climático, para contribuir al desarrollo sostenible a lo largo del siglo XXI. El Plan se concibe como un proceso continuo y acumulativo de generación de conocimientos y de creación y fortalecimiento de capacidades para aplicarlos. Establece el marco de referencia para la coordinación entre las Administraciones Públicas en las actividades de evaluación de impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en España.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes al PNACC. El PNIEC es sinérgico con el PNACC especialmente en su dimensión de investigación, innovación y competitividad, ya que va a impulsar una mejora del conocimiento en materia de energía y cambio climático. Contempla específicamente, (en el contexto de la futura Estrategia Española de Ciencia y Tecnología 2021-2027), la posibilidad de incorporar una Acción Estratégica de Energía y Cambio Climático (Medida 5.1) y asignar un volumen de financiación para la I+i+c en energía y clima.
Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCYEL) 2007-2012-2020	La Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCYEL) persigue el cumplimiento de los compromisos de España en materia de cambio climático y el impulso de las energías limpias, al mismo tiempo que se consigue la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes a la EECCYEL. El PNIEC viene a reforzar el impulso a las energías limpias, ya que las medidas contempladas permitirán alcanzar en el año 2030 un 42% de renovables sobre el uso final de la energía y un 71% de energía renovable en la generación eléctrica. Además, va a impulsar un aumento importante de la eficiencia energética reduciendo así la demanda total de energía. Por otro lado, el PNIEC va a contribuir al bienestar social, ya que presenta beneficios para la salud (reducción del número de muertes prematuras debidas a la contaminación atmosférica).
II Programa Nacional de Reducción de Emisiones (PNRE)	El PNRE tiene por objeto impulsar las medidas necesarias para aproximarse al cumplimiento de los Techos Nacionales de Emisión establecidos por la Directiva 2001/81/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre techos nacionales de emisión de determinados contaminantes atmosféricos: - Dióxido de azufre SO₂: 746 Kt - Óxidos de nitrógeno NO_x: 847 Kt - Compuestos orgánicos volátiles no metánicos COVNM: 662 Kt - Amoníaco NH₃: 353 Kt	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes al PNRE. Una de los resultados relevantes que presenta el PNIEC es la penetración de las energías renovables y la progresiva disminución de la producción eléctrica a partir de combustibles fósiles (dimensión de la descarbonización), lo que lleva consigo una reducción de emisiones contaminantes a la atmósfera. Además, el PNIEC (dimensión de la eficiencia energética) contribuye a la reducción de emisiones en los sectores difusos no energéticos (agricultura, ganadería, sumideros forestales, gestión de residuos, gases fluorados) y en difusos energéticos (residencial, comercial e institucional, transporte e industria no sujeta a derechos de emisión).

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interaccionar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Nacional de Calidad del AIRE 2017-2019 (Plan Aire II)	Este Plan se aprobó el 15 de diciembre de 2017. Tiene entre sus objetivos, poner en marcha medidas de carácter general que ayuden a reducir los niveles de emisión a la atmósfera de los contaminantes más relevantes y con mayor impacto sobre la salud y los ecosistemas, especialmente en las áreas más afectadas por la contaminación.	El PNIEC es acorde al Plan AIRE II. Algunas de las medidas del PNIEC contribuyen a una mejora de la calidad del aire. De manera general, la dimensión de la descarbonización prevé un gran desarrollo de las energías renovables, unido a una progresiva disminución de la producción eléctrica derivada de los combustibles fósiles, y la dimensión de la eficiencia energética, lleva consigo una reducción del consumo. Todo ello redunda en una disminución de las emisiones contaminantes a la atmósfera y una mejora de la calidad del aire. Algunas medidas particulares que destacan son: - Medida 1.22. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos - Medida 1.23. Reducción de emisiones de GEI relacionadas con gases fluorados - Medida 1.24. Sumideros forestales - Medida 1.25. Sumideros agrícolas Además, las medidas de eficiencia energética (especialmente en el transporte y la edificación) suponen una reducción de la contaminación y una mejora de la calidad del aire en las zonas urbanas y periurbanas, especialmente pobladas. Según el análisis de impacto sobre la salud realizado en el PNIEC, la aplicación de sus medidas va a suponer en el año 2030 una disminución de más de dos mil muertes prematuras, con los correspondientes importantes co-beneficios económicos en términos de salud pública.

2. Geología y suelos

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Nacional de actuaciones prioritarias en materia de restauración hidrológico-forestal, control de la erosión y defensa contra la desertificación (PNAP).	Es el marco general para el desarrollo de los trabajos de restauración, conservación y mejora de la cubierta vegetal protectora. Entre sus objetivos se encuentran el control de la erosión, la mejora del régimen hídrico y regulación de caudales y el mantenimiento y mejora de la función protectora de los bosques sobre los recursos suelo y agua, entre otros.	El PNIEC se encuentra en línea con el PNAP ya que contempla entre sus medidas la restauración hidrológico-forestal en zonas con alto riesgo de erosión. Así mismo, contribuye a la lucha contra el cambio climático (por aumento de los sumideros de carbono), evitando a largo plazo, el aumento de la desertificación. En este sentido destaca la Medida 1.24 sumideros forestales, que incluye acciones como la creación de superficies forestales arboladas, labores silvícolas y pastoreo controlado para la prevención de incendios forestales, así como la restauración hidrológica-forestal en zonas con alto riesgo de erosión, entre otras.
Programa de Acción Nacional Contra la Desertificación (PAND)	La elaboración y desarrollo del Programa de Acción Nacional contra la Desertificación (PAND) constituye la principal obligación contraída por nuestro país como firmante de la Convención de Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación (CLD). Contempla el desarrollo de acciones preventivas, de rehabilitación, investigación, educación y concienciación pública en la lucha contra la desertificación. Persigue el objetivo de contribuir al desarrollo sostenible de las zonas afectadas del territorio nacional y, en particular, la prevención de la degradación de las tierras y la recuperación de tierras desertificadas.	Las medidas previstas en el PNIEC están en línea con el PAND. De igual manera, las medidas del PAND contribuyen a aumentar los sumideros de CO₂ y beneficia la lucha contra el cambio climático. En este sentido destaca la Medida 1.24 sobre sumideros forestales, que incluye acciones como la creación de superficies forestales arboladas, las labores silvícolas y el pastoreo controlado para la prevención de los incendios forestales y la restauración hidrológica-forestal en zonas con alto riesgo de erosión, entre otras.

3. Agua y sistemas acuáticos continentales

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Hidrológico Nacional (PHN)	El Plan Hidrológico Nacional en vigor se aprobó mediante la Ley 10/2001, de 5 de julio, Plan Hidrológico Nacional, siendo modificado posteriormente por la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, la Ley 62/2003, de 30 de diciembre, el Real Decreto-Ley 2/2004, de 18 de junio, y la Ley 11/2005, de 22 de junio. Es el instrumento integrador de los distintos planes de demarcación correspondientes con el fin de obtener un uso armónico y coordinado de los recursos hídricos. El PHN contiene las medidas de coordinación y la solución a posibles discrepancias entre distintas demarcaciones, usos y aprovechamientos para abastecimiento de poblaciones o regadíos y previsión y condiciones de transferencias de recursos hídricos. Además, contiene la delimitación y caracterización de las masas de agua subterránea compartidas entre dos o más demarcaciones, incluyendo la asignación de recursos a cada una de ellas.	En el desarrollo de las medidas del PNIEC no se prevén interacciones relevantes con el PHN. En todo caso, el emplazamiento de los futuros aprovechamientos hidroeléctricos deberá cumplir con los objetivos del PHN.
Planes hidrológicos de cuenca. Segundo ciclo de la DMA (2015-2021)	Los objetivos generales de los planes hidrológicos de cuenca son conseguir el buen estado y la adecuada protección del dominio público hidráulico (DPH) y de las aguas, la satisfacción de las demandas de agua, el equilibrio y armonización del desarrollo regional y sectorial, incrementando las disponibilidades del recurso, protegiendo su calidad, economizando su empleo y racionalizando sus usos en armonía con el medio ambiente y los demás recursos naturales. La incorporación al ordenamiento jurídico español de la Directiva 2000/60/CE, de 23 de octubre, por la que se establece un marco comunitario de actuación en el ámbito de la política de aguas (DMA), ha supuesto que, además de los objetivos mencionados, sean objetivo de la planificación el buen estado en las masas de agua de la demarcación (entendido como la consecución de objetivos medioambientales en las mismas) e introducir el principio de recuperación.	Los planes hidrológicos de cuenca pueden suponer limitaciones a los aprovechamientos hidráulicos (aunque el PNIEC prevé un aumento de los mismos muy limitado). En cualquier caso, se debe tener en consideración la protección del DPH y el estado de las masas de agua. Las instalaciones hidroeléctricas y de bombeo hidráulico, pueden suponer alteraciones de las masas de agua (hidromorfología y calidad), afectando a la consecución de los objetivos de la DMA y los planes hidrológicos. Las medidas del PNIEC deberán estar alineadas con los objetivos de estos planes. Entre las medidas del PNIEC que en su desarrollo deberán tener en consideración los planes hidrológicos de cuenca destacan: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables - Medida 1.9. Plan de renovación tecnológica en proyectos existentes de generación eléctrica con energías renovables Por otro lado, el cambio climático tiene efectos directos sobre los recursos hídricos, por lo que las medidas que se desarrollen al amparo del PNIEC para mitigar las repercusiones del cambio climático estarán en línea con los objetivos de los planes hidrológicos.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Planes de gestión del riesgo de inundación	El objetivo general de los planes de gestión es conseguir que no se incremente el riesgo de inundación actualmente existente y que, en lo posible, se reduzca, mediante una actuación coordinada de las administraciones públicas y la sociedad. Para ello, se realizan distintos programas de medidas, que deberán tener en cuenta todos los aspectos de la gestión del riesgo, centrándose en la prevención, la protección y la preparación, incluidos la previsión de inundaciones y los sistemas de alerta temprana, y teniendo en cuenta las características de la cuenca o subcuenca hidrográfica considerada, y los posibles efectos del cambio climático.	En los planes de gestión del riesgo de inundación se deberán contemplar medidas de restauración fluvial y medidas para la restauración hidrológico-agroforestal de las cuencas. El PNIEC supone una oportunidad para el desarrollo de estas medidas ya que en la Medida 1.24 sumideros forestales se incluyen acciones de restauración hidrológico-forestal y plantaciones en zonas inundables. Por otro lado, las medidas propuestas en el PNIEC ayudarán a mitigar los efectos del cambio climático a largo plazo, por lo que son medidas de apoyo a los planes de gestión del riesgo de inundación.
Plan de Impulso al Medio Ambiente para la adaptación al cambio climático en España (PIMA-Adapta-AGUA) (2015-2020)	Este plan tiene como objetivo mejorar el conocimiento y el seguimiento de los impactos del cambio global y el cambio climático en el ámbito de los recursos hídricos, minimizando sus riesgos y aumentando la resiliencia del sistema frente al cambio climático. Los proyectos y actuaciones de PIMA Adapta-AGUA se desarrollan en cuatro líneas estratégicas: - Medidas de gestión y adaptación de las reservas naturales fluviales (RNF). - Adaptación a los fenómenos extremos. - Evaluación del impacto del cambio climático en los recursos hídricos y desarrollo de estrategias de adaptación. - Desarrollo de proyectos de adaptación al cambio climático en el dominio público hidráulico.	En el desarrollo territorial del PNIEC, no se prevén interferencias con las Reservas Naturales Fluviales, en las cuales el Plan PIMA-Adapta-AGUA contempla actuaciones de gestión y adaptación. Por otro lado, las medidas propuestas en el PNIEC ayudarán a mitigar los efectos del cambio climático a largo plazo, por lo que son medidas de apoyo a los planes de gestión del riesgo de inundación.
Estrategia Nacional de Restauración de Ríos 2006	El objetivo general de la Estrategia es impulsar la gestión actual de los ríos para alcanzar el buen estado ecológico de acuerdo con lo establecido en la Directiva Marco del Agua, integrando la gestión de los ecosistemas fluviales en las políticas de uso y gestión del territorio, entre otros.	El desarrollo de las medidas del PNIEC podría afectar a los sistemas fluviales, por lo que se debe tener en consideración el enfoque de la Estrategia Nacional de Conservación de Ríos. Las instalaciones hidroeléctricas y de bombeo hidráulico pueden suponer alteraciones sobre los ríos, afectando a la consecución de los objetivos de la DMA. Entre las medidas del PNIEC que en su desarrollo deberán tener en consideración la mencionada Estrategia destacan: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables. - Medida 1.9. Plan de renovación tecnológica en proyectos existentes de generación eléctrica con renovables

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interaccionar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Estratégico Español para la conservación y uso racional de los humedales	Elaborado en cumplimiento del "Plan Estratégico Ramsar 1997-2002" el Plan es el instrumento marco que integra todas las políticas sectoriales, así como que busca coordinar y controlar actuaciones de forma compatible con la conservación de estos ecosistemas. Tiene como objetivos la conservación y el uso racional, la restauración y la necesaria integración de la conservación de estos ecosistemas en las políticas sectoriales que les afectan.	Los humedales son ecosistemas relevantes para la mitigación del cambio climático como fuente de absorción de CO₂. El PNIEC no prevé el desarrollo de actuaciones en humedales o que puedan afectar a los mismos. En cualquier caso, se deberá tener en cuenta la conservación de dichos hábitats, así como de la avifauna acuática asociada a ellos. El PNIEC promoverá medidas adicionales para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona y de los ecosistemas acuáticos, ligado al Plan Estratégico Español para la conservación y uso racional de los humedales.

4. Biodiversidad (flora, fauna y hábitats), espacios naturales protegidos y Red Natura 2000

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Estratégico del Patrimonio Natural y la Biodiversidad 2011-2017 (Prorrogada su aplicación en tanto no sea aprobado otro plan estratégico que lo sustituya)	El Plan Estratégico del Patrimonio Natural y la Biodiversidad 2011-2017 constituye el elemento fundamental de desarrollo de la Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad. Su objetivo general es detener la pérdida de biodiversidad y la degradación de los servicios de los ecosistemas y afrontar su restauración. El Plan formula una visión concreta para el presente y futuro de la conservación del patrimonio natural y la biodiversidad en España, mediante la definición de metas, objetivos y acciones que promuevan su conservación, uso sostenible y restauración y establece un modelo de planificación coherente. La conservación de la diversidad biológica, la utilización sostenible de los componentes de la diversidad biológica; la distribución justa y equitativa de los beneficios derivados de la utilización de los recursos genéticos.	El desarrollo de energías renovables previstas en este PNIEC debe ser compatible con los criterios y objetivos fijados en relación al patrimonio natural y la biodiversidad. Algunas de las medidas previstas en el PNIEC pueden tener efectos sobre la biodiversidad y el patrimonio natural. Se deberán minimizar los efectos no deseados derivados fundamentalmente del desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, infraestructuras eléctricas de distribución y sistemas de almacenamiento. El PNIEC promoverá medidas adicionales para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona y de los ecosistemas, ligado al Plan Estratégico de Patrimonio Natural y la Biodiversidad. Por otro lado, en el PNIEC se incluyen medidas que previsiblemente tengan un efecto muy positivo sobre la biodiversidad, suelo y protección del ciclo hidrológico. Destacan: - Medida 1.24. Sumideros forestales - Medida 1.25. Sumideros agrícolas
Estrategias de conservación y gestión de especies amenazadas	Actualmente existen estrategias para 14 especies: Águila imperial, Cerceta pardilla, Desmán ibérico, Lapa ferrugínea, Lince ibérico, Lobo, Návade auriculada, Oso pardo cantábrico, Oso pardo de los Pirineos, Pardela balear, Quebrantahuesos, Urogallo cantábrico, Urogallo pirenaico y Visón europeo. El contenido incluye: la identificación de la especie o amenaza tratada; el ámbito geográfico de aplicación; la descripción de los factores limitantes o de amenaza existentes; la evaluación de las actuaciones realizadas; un diagnóstico del estado de conservación (en el caso de especies); los fines a alcanzar, con objetivos cuantificables; los criterios para delimitar áreas críticas; los criterios para compatibilizar requerimientos de especies con usos y aprovechamientos del suelo; las acciones recomendadas para eliminar o mitigar las amenazas; y la periodicidad de actualización.	El desarrollo de las medidas del PNIEC no debe interferir con los territorios de especies sometidas a una estrategia de conservación. En todo caso, se deberán contemplar las medidas establecidas en las estrategias, atendiendo a la conservación tanto de la especie como de su hábitat. El PNIEC promoverá medidas adicionales para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona y de los ecosistemas, ligado a las especies amenazadas, especialmente aquellas que cuentan con estrategias específicas de conservación.
Estrategia Española de Conservación Vegetal 2014-2020	La estrategia da respuesta al compromiso de España con la Estrategia Global de Conservación de Plantas del Convenio de Naciones Unidas sobre Diversidad Biológica. Es la estrategia marco para la coordinación de políticas y actuaciones en materia de conservación vegetal. Busca impulsar a través de metas, objetivos y principios de actuación, la coordinación de políticas y actuaciones en materia de conservación vegetal, así como canalizar la participación de los actores interesados.	En el desarrollo de las medidas previstas en el PNIEC se deben evitar las presiones y alteraciones sobre las comunidades vegetales y especies de interés, acorde a la Estrategia Española de Conservación Vegetal. Algunas de las medidas previstas en el PNIEC pueden tener efectos sobre la biodiversidad y el patrimonio natural. Se deberán minimizar los efectos no deseados derivados fundamentalmente del desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, que requieren una considerable ocupación del suelo. El PNIEC promoverá medidas adicionales para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona y los ecosistemas, especialmente vinculadas a la vegetación.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia Estatal de Infraestructura Verde y de la Conectividad y Restauración Ecológicas (EEIVCRE) (En elaboración)	La Infraestructura Verde es una “red estratégicamente planificada de espacios naturales y seminaturales y otros elementos ambientales, diseñada y gestionada para ofrecer una amplia gama de servicios ecosistémicos. Incluye espacios verdes (o azules si se trata de ecosistemas acuáticos) y otros elementos físicos en áreas terrestres (naturales, rurales y urbanas) y marinas”. La Ley 42/2007 establece que el MITECO, con la colaboración de las Comunidades Autónomas y de otros ministerios implicados, elabore, en un plazo máximo de tres años, la EEIVCRE que “tendrá por objetivo marcar las directrices para la identificación y conservación de los elementos del territorio que componen la infraestructura verde, y para que la planificación territorial y sectorial que realicen las Administraciones públicas permita y asegure la conectividad ecológica y la funcionalidad de los ecosistemas, la mitigación y adaptación a los efectos del cambio climático, la desfragmentación de áreas estratégicas para la conectividad y la restauración de ecosistemas degradados”. El MITECO encargó al Consejo Superior de Investigaciones Científicas la elaboración de unas bases científico-técnicas para la futura Estrategia estatal de infraestructura verde. En este momento se encuentra en elaboración.	El documento de “Bases científico-técnicas para la Estrategia estatal de infraestructura verde y de la conectividad y restauración ecológicas” (que es un documento de carácter científico-técnico) incluye un marco conceptual, un marco legislativo y un diagnóstico, relativo a la conectividad, que puede ser de interés a la hora de planificar la ubicación de actuaciones (fundamentalmente las derivadas de las nuevas instalaciones de generación eléctrica).
Plan Forestal Español 2002-2032	En desarrollo de la Ley 42/2007, del Patrimonio Natural y la Biodiversidad. Es el marco global de la política forestal, compatible con las condiciones socioeconómicas, culturales, políticas y ambientales. Contiene varios objetivos, entre los que destaca: promover la protección del territorio en general, y de los montes en particular, de la acción de los procesos erosivos y de degradación del suelo mediante la restauración de la cubierta vegetal protectora y sus acciones complementarias, ampliando la superficie arbolada con fines de protección. Al mismo tiempo, incrementar la fijación de carbono en la biomasa forestal para contribuir a paliar el cambio climático.	Diversas medidas del PNIEC están en consonancia y refuerzan el Plan Forestal Español, en cuanto a la creación de superficies forestadas arboladas, prevención de incendios forestales, gestión de coníferas o restauración hidrológico-forestal en zonas con alto riesgo de erosión, medidas que, a su vez, contribuyen a la mitigación del cambio climático. Además, permiten la dinamización del entorno rural y mitigan el riesgo de despoblación, contribuyendo también a una transición justa. Algunas medidas en este sentido son: - Medida 1.5. Incorporación de renovables en el sector industrial - Medida 1.11. Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa - Medida 1.22. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos - Medida 1.24 Sumideros forestales
Estrategia Forestal Española 2015	Es el marco para la ordenación de los montes y su aprovechamiento forestal. Entre sus objetivos se encuentran integrar el territorio y la economía forestal en el medio y la economía rural; equilibrar la gestión de los usos del monte, garantizando su sostenibilidad e intensificar la protección y defensa de los montes frente a los diversos agentes susceptibles de causar daños en los mismos.	Las medidas del PNIEC de restauración de masas forestales están en consonancia con la Estrategia Forestal Española. No obstante, las medidas del PNIEC que puedan afectar a masas forestales se realizarán de acorde a los planes de ordenación de los recursos forestales pertinentes, y bajo las premisas de conservación y protección de los montes.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan de contabilidad forestal nacional para España, incluyendo el nivel forestal de referencia 2021-2025	Este Plan contabiliza las absorciones de la masa forestal nacional y propone un nivel de referencia forestal (FRL) para los períodos de 2021 a 2025 y de 2026 a 2030.	El PNIEC contribuye a la adaptación y construcción de resiliencia forestal frente al cambio climático de los sumideros forestales, lo que contribuye a la consecución de los objetivos del Plan de contabilidad forestal para España, por lo que viene a reforzar sus objetivos.
Estrategia Española para la Conservación y el Uso Sostenible de los Recursos Genéticos Forestales 2006	Es el marco de trabajo para el apoyo, desarrollo y coordinación de actividades y programas de conservación y mejora genética forestal, facilitador de la cooperación e integración de las iniciativas llevadas a cabo desde distintas administraciones y organismos. El objetivo final de la Estrategia es la conservación y el uso sostenible de los recursos genéticos forestales en España, preservando su capacidad de evolución y garantizando su uso a las generaciones futuras.	Las medidas de reducción de emisión de gases contempladas en el PNIEC contribuyen favorablemente al buen estado ambiental de las masas forestales, por lo que viene a reforzar sus objetivos. Además, el PNIEC contribuye a frenar el cambio climático y sus efectos (inundaciones, desertificación, deforestación...).
Programa de Seguimiento Fenológico de la Red Española de Reservas de la Biosfera	El Programa de Seguimiento Fenológico de la Red Española de Reservas de la Biosfera es un proyecto educativo de ciencia ciudadana dirigido a estudiantes, educadores, naturalistas, científicos y personas interesadas. Pretende transmitir los valores de las Reservas de la Biosfera y motivar el estudio y la observación de la naturaleza como base del conocimiento y del método científico. El mecanismo de participación consiste en realizar un seguimiento continuado de especies comunes de fauna y flora en las reservas de la biosfera, con el fin de analizar cambios a largo plazo (adelantos o retrasos) en las fechas en las que tienen lugar los hechos biológicos que caracterizan a las especies estudiadas: migraciones, floraciones, reproducción, etc.	El Programa de Seguimiento Fenológico (promovido por la Red Española de Reservas de la Biosfera y Organismo Autónomo de Parques Nacionales) es un proyecto de ciencia ciudadana que contribuye a la concienciación y sensibilización respecto al cambio climático, a través de la observación de los cambios fenológicos en las reservas de la biosfera. El PNIEC, especialmente en su Medida 1.19 Generación de conocimiento, divulgación y sensibilización, presenta sinergias con el Programa de Seguimiento Fenológico, en cuanto a su vertiente de divulgación y participación ciudadana.
Plan Director de Parques Nacionales	El Plan establece las directrices básicas para la planificación, conservación y coordinación de los parques nacionales. Incluye los objetivos estratégicos de los mismos en materia de conservación, uso público, investigación, seguimiento, formación y sensibilización, así como los objetivos en materia de cooperación y colaboración tanto en el ámbito nacional como internacional.	El PNIEC no presenta medidas ni actuaciones en los Parques Nacionales, por lo tanto no se prevé ninguna interacción con su Plan Director.

5. Medio marino

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia marina para la demarcación noratlántica	Es el principal instrumento de planificación, creado al amparo de la Directiva 2008/56/CE, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina) y transpuesta al sistema normativo español por Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de Protección del Medio Marino, orientado a la consecución del buen estado ambiental del medio marino en la demarcación marina noratlántica. La estrategia constituye el marco general al que deberán ajustarse las diferentes políticas sectoriales y actuaciones administrativas con incidencia en el medio marino de acuerdo con lo establecido en la legislación sectorial correspondiente. Incluye la evaluación del estado ambiental de las aguas, la determinación del buen estado ambiental, la fijación de los objetivos medioambientales, un programa de seguimiento y otro de medidas para alcanzar dichos objetivos. Comprende el medio marino entre España y Francia en el golfo de Vizcaya y el límite septentrional de las aguas jurisdiccionales entre España y Portugal.	Las medidas previstas en el PNIEC que se desarrollen en el medio marino de la demarcación noratlántica estarán sujetas al informe de compatibilidad con las estrategias marinas para evitar posibles impactos ambientales negativos. Especial atención requieren el desarrollo de las siguientes medidas: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, en lo referido a los proyectos de demostración para tecnologías en desarrollo (eólica marina y energías del mar) y futuros parques eólicos marinos - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables - Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas - Medida 4.1. Aumento de la interconexión con Francia
Estrategia marina para la demarcación sudatlántica	Es el principal instrumento de planificación (creado al amparo de la Directiva 2008/56/CE, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina) y transpuesta al sistema normativo español por Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de Protección del Medio Marino), orientado a la consecución del buen estado ambiental del medio marino en la demarcación marina sudatlántica. La estrategia constituye el marco general al que deberán ajustarse las diferentes políticas sectoriales y actuaciones administrativas con incidencia en el medio marino de acuerdo con lo establecido en la legislación sectorial correspondiente. Incluye la evaluación del estado ambiental de las aguas, la determinación del buen estado ambiental, la fijación de los objetivos medioambientales, un programa de seguimiento y otro de medidas para alcanzar dichos objetivos. Comprende el medio marino entre el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Portugal en el golfo de Cádiz y el meridiano que pasa por el cabo de Esparte.	Las medidas previstas en el PNIEC que se desarrollen en el medio marino de la demarcación sudatlántica estarán sujetas al informe de compatibilidad con las estrategias marinas para evitar posibles impactos ambientales negativos. Especial atención requieren el desarrollo de las siguientes medidas: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, en lo referido a los proyectos de demostración para tecnologías en desarrollo (eólica marina y energías del mar) y futuros parques eólicos marinos - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables - Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia marina para la demarcación del Estrecho y Alborán	Es el principal instrumento de planificación (creado al amparo de la Directiva 2008/56/CE, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina) y transpuesta al sistema normativo español por Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de Protección del Medio Marino), orientado a la consecución del buen estado ambiental del medio marino en la demarcación marina del Estrecho y Alborán La estrategia constituye el marco general al que deberán ajustarse las diferentes políticas sectoriales y actuaciones administrativas con incidencia en el medio marino de acuerdo con lo establecido en la legislación sectorial correspondiente. Incluye la evaluación del estado ambiental de las aguas, la determinación del buen estado ambiental, la fijación de los objetivos medioambientales a conseguir, un programa de seguimiento y un programa de medidas para alcanzar dichos objetivos. Comprende el medio marino entre el meridiano que pasa por el cabo de Espartel y una línea imaginaria con orientación 128° respecto al meridiano que pasa por el cabo de Gata, así como el medio marino en el que España ejerce soberanía o jurisdicción en el ámbito de Ceuta, Melilla, las islas Chafarinas, el islote Perejil, Peñones de Vélez de la Gomera y Alhucemas y la isla de Alborán.	Las medidas previstas en el PNIEC que se desarrollen en el medio marino de la demarcación del Estrecho y Alborán estarán sujetas al informe de compatibilidad con las estrategias marinas para evitar posibles impactos ambientales negativos. Especial atención requieren el desarrollo de las siguientes medidas: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, en lo referido a los proyectos de demostración para tecnologías en desarrollo (eólica marina y energías del mar) y futuros parques eólicos marinos - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables - Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas
Estrategia marina para la demarcación levantino-balear	Es el principal instrumento de planificación (creado al amparo de la Directiva 2008/56/CE, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina) y transpuesta al sistema normativo español por Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de Protección del Medio Marino), orientado a la consecución del buen estado ambiental del medio marino en la demarcación marina levantino-balear La estrategia constituye el marco general al que deberán ajustarse las diferentes políticas sectoriales y actuaciones administrativas con incidencia en el medio marino de acuerdo con lo establecido en la legislación sectorial correspondiente. Incluye la evaluación del estado ambiental de las aguas, la determinación del buen estado ambiental, la fijación de los objetivos medioambientales a conseguir, un programa de seguimiento y un programa de medidas para alcanzar dichos objetivos. Comprende el medio marino entre una línea imaginaria con orientación 128° respecto al meridiano que pasa por el cabo de Gata, y el límite de las aguas jurisdiccionales entre España y Francia en el Golfo de León.	Las medidas previstas en el PNIEC que se desarrollen en el medio marino de la demarcación levantino-balear estarán sujetas al informe de compatibilidad con las estrategias marinas para evitar posibles impactos ambientales negativos. Especial atención requieren el desarrollo de las siguientes medidas: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, en lo referido a los proyectos de demostración para tecnologías en desarrollo (eólica marina y energías del mar) y futuros parques eólicos marinos - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables - Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia marina para la demarcación canaria	Es el principal instrumento de planificación (creado al amparo de la Directiva 2008/56/CE, de 17 de junio de 2008, por la que se establece un marco de acción comunitaria para la política del medio marino (Directiva marco sobre la estrategia marina) y transpuesta al sistema normativo español por Ley 41/2010, de 29 de diciembre, de Protección del Medio Marino), orientado a la consecución del buen estado ambiental del medio marino en la demarcación marina canaria. La estrategia constituye el marco general al que deberán ajustarse las diferentes políticas sectoriales y actuaciones administrativas con incidencia en el medio marino de acuerdo con lo establecido en la legislación sectorial correspondiente. Incluye la evaluación del estado ambiental de las aguas, la determinación del buen estado ambiental, la fijación de los objetivos medioambientales a conseguir, un programa de seguimiento y un programa de medidas para alcanzar dichos objetivos. Comprende el medio marino en torno a las islas Canarias en el que España ejerce soberanía o jurisdicción.	Las medidas previstas en el PNIEC que se desarrollen en el medio marino de la demarcación canaria estarán sujetas al informe de compatibilidad con las estrategias marinas para evitar posibles impactos ambientales negativos. Especial atención requieren el desarrollo de las siguientes medidas: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, en lo referido a los proyectos de demostración para tecnologías en desarrollo (eólica marina y energías del mar) y futuros parques eólicos marinos - Medida 1.3. Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables - Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas
Plan Estratégico de la Acuicultura Española 2014-2020	En desarrollo a la Estrategia de Desarrollo Sostenible de la Acuicultura Española. Es el marco de acción de la acuicultura española, y tiene como objetivo proponer líneas de actuación que permitan el crecimiento y desarrollo sostenible de la acuicultura española, desde su perspectiva social, ambiental y económica.	El Plan Estratégico de la Acuicultura española determina la aptitud de las diferentes zonas del ámbito marino costero para el desarrollo de la actividad acuícola y restringe las actividades que puedan interferir en la cría piscícola, por lo que el desarrollo de las medidas del PNIEC deberá estar en consonancia con la zonificación prevista en dicho plan.
Plan Estatal de Protección de la Ribera del Mar contra la Contaminación (Plan Ribera)	El Plan será de aplicación a aquellos casos de contaminación marina accidental o deliberada, cualquiera que sea su origen o naturaleza, que afecte o pueda afectar a la costa. Incluye atlas de sensibilidad de la costa española y un análisis de vulnerabilidad y riesgo de la misma, así como las capacidades logísticas y de gestión necesarias para hacer frente a un episodio de contaminación de dimensión e intensidad significativas. La lucha contra la contaminación marina en la costa se centra en tres aspectos: la prevención, la organización de la respuesta, y la coordinación de medios y personal entre Administraciones.	No se prevé la introducción de contaminantes marinos en el desarrollo del PNIEC. La gran mayoría de los eventos de contaminación marina que afectan a la costa tienen su origen en el mar (buques o plataformas petrolíferas) que no están previstas en el PNIEC.
Estrategia de Adaptación al Cambio Climático en la Costa Española 2016	Cuenta con dos objetivos generales: Incrementar la resiliencia de la costa española al cambio climático y a la variabilidad climática e integrar la adaptación al cambio climático en la planificación y gestión de la costa española. De manera general, la Estrategia persigue la mejora medioambiental de la costa y el litoral frente a los efectos del cambio climático, y establece una serie de principios de sostenibilidad. La estrategia propone un sistema de indicadores e índices que aporten información objetiva para el establecimiento de políticas y estrategias de actuación para corregir y prevenir los efectos del cambio climático en el litoral español.	Las medidas de reducción de emisión de gases contempladas en el PNIEC contribuyen a frenar los efectos del cambio climático (subida del nivel del mar, acidificación, fenómenos meteorológicos extremos, etc.). Por otro lado, el PNIEC es perfectamente compatible con los principios de sostenibilidad establecidos en la Estrategia, especialmente en lo que se refiere a la reducción de la contaminación atmosférica y las emisiones de gases de efecto invernadero. Las medidas contempladas en el PNIEC permitirán alcanzar en el año 2030 un 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la instalación de Parques Eólicos Marinos 2009	El objetivo del Estudio Estratégico Ambiental es la determinación de las zonas del dominio público marítimo terrestre que, a efectos ambientales, reúnen condiciones favorables para la instalación de parques eólicos marinos (de potencia superior a los 50 MW, sometidos al procedimiento de reserva de zona del Real Decreto 1028/2007 de necesaria actualización). Para ello, establece, a través de una representación geográfica, la siguiente zonificación: a) Zonas aptas: las áreas más adecuadas para el establecimiento de parques eólicos marinos por ser reducidos, en principio, sus efectos ambientales frente a las ventajas que presentan. b) Zonas de exclusión: las áreas que se deben excluir del proceso por haber sido identificados sus potenciales efectos ambientales significativos, o conflictividad con otros usos del medio marino. c) Zonas aptas con condicionantes medioambientales: las áreas en las que los efectos o conflictos detectados deberán ser analizados en detalle durante el procedimiento de evaluación ambiental de cada proyecto concreto. Por otra parte, el Estudio aporta criterios ambientales para el diseño de los proyectos de los parques eólicos marinos a desarrollar en el futuro.	EL PNIEC prevé en la Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, proyectos de demostración para tecnologías en desarrollo (específicamente eólica marina y energías del mar) y el despliegue de parques eólicos marinos. En la Medida 1.3, de Adaptación de redes eléctricas para la integración de renovables, el PNIEC también contempla la necesaria planificación de infraestructuras eléctricas en el medio marino asociadas al despliegue de la eólica marina y, en menor medida, de las energías oceánicas. El Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español para la instalación de Parques Eólicos Marinos es un referente a considerar para la ubicación de los parques eólicos marinos. En cualquier caso, se trata de un estudio y zonificación desactualizado basado en aspectos ambientales y de viabilidad técnica, y en el año 2009 no se contemplaba la energía eólica marina en plataformas flotantes.

6. Paisaje y patrimonio cultural

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Convenio Europeo del Paisaje	Este Convenio persigue proteger, gestionar y ordenar los paisajes europeos, reconociéndolos como un recurso común. Entre sus objetivos está promover la protección, gestión y ordenación de los mismos, así como organizar la cooperación europea en ese campo.	El PNIEC presenta medidas que pueden ir acorde con los objetivos del Convenio Europeo del Paisaje. Entre ellas destaca la Medida 1.24. Sumideros forestales, que incluye mejoras en los sistemas forestales, dehesas y riberas. No obstante, existen otras medidas que pueden suponer una modificación del paisaje importante del paisaje, fundamentalmente: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables - Medida 1.6. Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas - Medida 1.11. Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa - Medida 1.12. Proyectos singulares y estrategia para la energía sostenible en las islas Las acciones y medidas previstas en el PNIEC deberán prestar atención a lo que establece el Convenio en materia de protección, gestión y ordenación de paisajes. Se deberán minimizar los impactos sobre el paisaje y desarrollar medidas de integración ambiental.

7. Usos del suelo, desarrollo social y económico

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Política Agrícola Común (PAC) 2015-2020	La Política Agrícola de Europa tiene como fin apoyar la renta de los agricultores, a la vez que busca obtener los productos agrícolas de alta calidad que exige el mercado. Por otra parte, desarrollar esta actividad respetando el medio ambiente, como la introducción de energías renovables, prácticas más eficientes o mejoras en la gestión del uso del suelo. A partir de la reforma de la PAC, se acordó una nueva dirección con el objetivo de adaptarla a los nuevos retos en términos de: - Competitividad de la agricultura europea - Equidad y diversidad de los sistemas de cultivo - Cambio climático y protección de los recursos naturales - Relaciones entre los agentes a lo largo de la cadena alimentaria En relación con el cambio climático, se trata de fomentar un mejor aprovechamiento de los recursos naturales para combatir el cambio climático y preservar la biodiversidad.	El sector de la agricultura es un sector intensivo en consumo eléctrico y los costes de la energía es un elemento fundamental en la fijación de los precios de los productos agrícolas cultivados en regadío. El PNIEC promueve el autoconsumo de energía como medida de competitividad, pues permite reducir y estabilizar los costes energéticos a largo plazo. También pretende reducir el consumo de energía en las explotaciones agrarias y comunidades de regantes a través de la modernización de las instalaciones existentes, así como aumentar el efecto sumidero de los sistemas agrícolas. Algunas medidas en este sentido: - Medida 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida - Medida 1.21. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero - Medida 1.25 Sumideros agrícolas - Medida 2.10. Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola.
Plan Estratégico de España para la PAC post 2020	Los compromisos adquiridos en el plano internacional a través del Acuerdo de París y la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible tienen su reflejo en la PAC. La agricultura europea se suma a la agenda de soluciones de los desafíos globales, particularmente los ligados al clima y al medioambiente, pero también los relacionados con la salud, la nutrición, el bienestar animal, la calidad y la sostenibilidad de nuestro sistema alimentario. Entre sus objetivos el fomento de un sector agrícola inteligente, resistente y diversificado que garantice la seguridad alimentaria; la intensificación del cuidado del medio ambiente y la acción por el clima, contribuyendo a alcanzar los objetivos climáticos y medioambientales de la UE; y el fortalecimiento del tejido socio – económico de las zonas rurales.	La Agricultura, a través de la PAC, puede desempeñar un papel muy positivo para afrontar el reto del clima y el medioambiente, garantizando al mismo tiempo la seguridad alimentaria. A través de la Condicionalidad (conjunto de normas legales y de prácticas agrícolas que deben cumplir los agricultores como requisito para poder recibir los pagos directos) se fomentan prácticas como la fertilización eficiente de los suelos, aspecto incluido específicamente en el PNIEC. Algunas medidas, que contribuyen a la disminución de la emisión de GEI y a la integración ambiental de la agricultura son: - Medida 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida - Medida 1.21. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero - Medida 1.25. Sumideros agrícolas - Medida 2.10. Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola.
Programa Nacional de Desarrollo Rural 2014- 2020	Sus objetivos esenciales son: fomentar la integración asociativa agroalimentaria, fomentar la creación de agrupaciones y organizaciones de productores y favorecer la dinamización industrial del sector agroalimentario a través de la cooperación. El impulso y el fomento de la integración de entidades asociativas agroalimentarias, constituyen herramientas de gran importancia para favorecer su competitividad, redimensionamiento, modernización e internacionalización.	Diversas medidas del PNIEC están en consonancia y refuerzan el Plan Nacional de Desarrollo Rural. En este sentido, adquieren especial relevancia las medidas relacionadas con el autoconsumo (1.4) y el desarrollo de comunidades energéticas locales en el medio rural (1.13) que favorecen el acceso a la energía y la seguridad en el suministro.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Programa Operativo Plurirregional de España 2014-2020	Es un instrumento que concreta las estrategias y los objetivos globales de intervención de la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas cofinanciadas con el fondo FEDER en los ámbitos del crecimiento inteligente y sostenible, en el ámbito urbano. El programa contribuye a la mejora y recuperación de la competitividad de la economía española, a través del impulso de un modelo de crecimiento más inteligente, apoyado en la investigación, la innovación y las TIC, con especial atención a las necesidades y el potencial de las pymes. Asimismo, promueve una economía que utilice más eficazmente los recursos, que sea más verde y competitiva (reducción emisiones GEI; mejora de la eficiencia energética, e incremento del porcentaje de las fuentes de energías renovables).	El PNIEC obedece a los objetivos del Programa Operativo Plurirregional hacia la economía sostenible que utilice más eficazmente los recursos, que sea más verde y competitiva (reducción emisiones GEI, mejora de la eficiencia energética, incremento en el porcentaje de las fuentes de energías renovables), especialmente las medidas relacionadas con las dimensiones de descarbonización de la energía y las de eficiencia energética.
Estrategia Española de Desarrollo Sostenible (EEDS) 2007	La Estrategia Española de Desarrollo Sostenible aspira a una sociedad más coherente en el uso racional de sus recursos, socialmente más equitativa y cohesionada y territorialmente más equilibrada. Se concreta en siete áreas prioritarias: cambio climático y energías limpias; transporte sostenible; producción y consumo sostenibles; retos de la salud pública; gestión de recursos naturales; inclusión social, demografía y migración; y lucha contra la pobreza mundial.	El PNIEC identifica los retos y oportunidades a lo largo de sus cinco dimensiones: la descarbonización de la economía, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. Viene a reforzar en gran medida las áreas prioritarias de la EEDS como son el cambio climático, las energías limpias, el transporte y la salud pública, fundamentalmente. Además, otorga especial importancia a la equidad y a la lucha contra la pobreza energética. Las medidas contempladas en el Plan permitirán alcanzar en el año 2030 un 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990. El PNIEC impulsa la eficiencia energética reduciendo así la demanda total de energía y la sustitución de combustibles fósiles por otros autóctonos (energías renovables, fundamentalmente). Por último, las medidas del PNIEC contribuyen positivamente a una mejora de la calidad del aire, por la disminución de contaminantes atmosféricos, con claros beneficios sobre la salud humana.
Programa de Desarrollo Rural Sostenible (PDRS) 2010-2014	Este Programa realiza un análisis y un diagnóstico sobre la situación del medio rural en España, define una estrategia de desarrollo rural, concreta las zonas rurales que han delimitado y propuesto para su aplicación las Comunidades Autónomas, especifica los tipos de actuaciones multisectoriales que se podrán poner en marcha, define el contenido que deben tener los Planes de Zona, determina el marco de cooperación entre las Administraciones Públicas que confluyen sobre el medio rural, define el presupuesto y sistema de financiación, y establece un sistema de evaluación y seguimiento.	En el desarrollo de las medidas que se realicen al amparo del PNIEC se tendrán en cuenta las determinaciones y recomendaciones contenidas en la Memoria Ambiental conjunta del PDSR. Algunas de las medidas del PNIEC suponen una contribución positiva al desarrollo rural: - Medida 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida - Medida 1.21. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero - Medida 1.25. Sumideros agrícolas - Medida 2.10. Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interaccionar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Sectorial de Turismo de Naturaleza y Biodiversidad 2014-2020	El Plan profundiza y consolida el concepto de la integración sectorial como vía para avanzar en su conservación y uso sostenible. Busca, a través de una de sus metas, integrar la biodiversidad en las políticas sectoriales. Sus objetivos son: - Desarrollar productos de turismo de naturaleza sostenible - Promocionar productos sostenibles que incorporen a la Red Natura 2000 - Mejorar la consideración de la biodiversidad en las actividades de turismo de naturaleza - Mejorar los conocimientos y la información sobre el turismo de naturaleza	España se compromete a velar de manera responsable por el patrimonio natural, singularmente por la protección de su diversidad biológica, una de las más altas y valiosas de la Europa comunitaria. Los resultados del PNIEC en términos de emisiones de GEI tienen un efecto positivo sobre la naturaleza y la biodiversidad, especialmente sobre los ecosistemas más vulnerables al cambio climático, como son las zonas de montaña, el litoral o los sistemas acuáticos. En relación con el turismo, las medidas de fomento del autoconsumo y de impulso de las renovables (uso eléctrico y térmico) en los alojamientos e instalaciones, así como las medidas de eficiencia (en la edificación y en el transporte) refuerzan un modelo de turismo de naturaleza más sostenible. Por otro lado, el desarrollo de la medida de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables, que supone una importante ocupación de territorio en el ámbito rural, deberá minimizar su impacto en el paisaje, la biodiversidad y los valores naturales del medio rural. El PNIEC promoverá medidas adicionales para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona y de los ecosistemas acuáticos, ligado al Plan Estratégico Español para la Conservación y Uso Racional de los Humedales. El PNIEC promoverá medidas adicionales para la conservación y fomento de la biodiversidad autóctona y de los ecosistemas, ligado al Plan Estratégico de Patrimonio Natural y la Biodiversidad.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan de acción para la implementación de la Agenda 2030. Hacia una Estrategia Española de Desarrollo Sostenible	La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible fue adoptada por unanimidad por los 193 Estados miembros de Naciones Unidas en 2015. La Agenda recoge 17 objetivos de desarrollo sostenible (ODS), 169 metas, 232 indicadores, centrados en la persona, el planeta, la prosperidad, la paz y las alianzas, los medios para su implementación y el mecanismo de seguimiento y revisión a escala nacional, regional y global. Cada Estado miembro ha de impulsar la implementación de la Agenda a través de los instrumentos específicos que considere: estrategias, planes o políticas nacionales. En línea con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030 de la ONU, el plan de acción es un documento programático orientado a la acción, previo a la formulación de una estrategia de desarrollo sostenible a largo plazo. Comparte los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible enunciados por la ONU, objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos.	El Plan resalta el cambio climático como reto adicional a la hora de cumplir con otros Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) como los relacionados con el agua, la vida submarina o los ecosistemas terrestres (6, 14, 15), así como el carácter transversal de las medidas para combatirlo, lo cual permite sinergias con todos los objetivos. En este sentido, el PNIEC ha analizado en qué grado las distintas medidas contempladas en él, contribuyen a los distintos ODS (ver ANEXO E). Las medidas de las cinco dimensiones del PNIEC son acordes y comparten algunos de los objetivos del Plan de Acción para la implementación de la Agenda 2030, en su recorrido por los ODS (Objetivos de Desarrollo Sostenible). El PNIEC presenta sinergias muy positivas con los objetivos del plan. Configura como objetivos centrales del Plan: - ODS 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos - ODS 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos Adicionalmente destacan las siguientes interacciones con otros objetivos: - ODS 17. Fortalecer los medios de implementación y revitalizar la Alianza Mundial para el Desarrollo Sostenible - ODS 9. Construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible y fomentar la innovación - ODS 11. Lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles - ODS 12. Garantizar modalidades de consumo y producción sostenibles - ODS 8. Promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible, el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todos - ODS 10. Reducir la desigualdad en los países y entre ellos
Estrategia Española de Economía Circular (En elaboración)	Con el fin de impulsar la transición hacia un modelo de economía circular en nuestro país, el Gobierno de España está elaborando la Estrategia Española de Economía Circular, en colaboración con las comunidades autónomas y la Federación Española de Municipios y Provincias.	Los firmantes del Pacto por una Economía Circular, firmado con objeto de implicar a los principales agentes económicos y sociales de España en la transición hacia este modelo económico, se comprometen a una serie de acciones, que están alineadas con el PNIEC. Entre ellas destacan: - Avanzar en la reducción del uso de recursos naturales no renovables - Promover pautas que incrementen la innovación y la eficiencia global de los procesos productivos Estas dos acciones se alinean perfectamente con las dimensiones de la descarbonización de la economía y eficiencia energética abordados en el PNIEC.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia para la Producción Ecológica 2018-2020	Instrumento para fomentar la producción agroalimentaria de productos de calidad respetuosos con el medio ambiente. Cuenta con los siguientes objetivos: - Fomentar el consumo interno y mejorar la comercialización de productos ecológicos. - Contribuir a una mejor vertebración sectorial de la producción ecológica. - Apoyar el crecimiento y consolidación de la producción ecológica, con especial atención a la ganadería ecológica y al sector industrial - Estudiar el papel de la producción ecológica en la política de medio ambiente y adaptación al cambio climático.	Esta estrategia tiene sinergias positivas con el PNIEC en el sentido de que trata la producción ecológica con el objetivo de la mejora ambiental y su adaptación al cambio climático.
Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020	Es el instrumento marco en el que quedan establecidos los objetivos generales a alcanzar durante el período 2013-2020 ligados al fomento y desarrollo de las actividades de I+D+i en España. Los objetivos generales son: el reconocimiento y promoción del talento y su empleabilidad; el fomento de la investigación científica y técnica de excelencia; potenciar el liderazgo empresarial en I+D+i; y la investigación orientada a los retos de la sociedad.	Los aspectos del PNIEC relacionados con la generación de conocimiento, divulgación, sensibilización y formación y el Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación para el seguimiento de la financiación pueden contribuir al cumplimiento de los objetivos de la Estrategia. EL PNIEC, en la dimensión de investigación, innovación y competitividad, en el marco de la futura Estrategia Española de Ciencia y Tecnología para el periodo 2021-2027 incorpora una Acción Estratégica en Energía y Cambio Climático, y se propone asignar un volumen de financiación para la I+D+i en energía y clima.
Programa de Caminos Naturales (Desde 1993)	El Programa de Caminos Naturales persigue la promoción, valorización y conocimiento de los caminos naturales y vías verdes (aquellos ejecutados sobre antiguas plataformas de ferrocarril) entre la población. Busca contribuir al desarrollo socio económico del medio rural, reutilizando caminos tradicionales en desuso o abriendo nuevas sendas. Asimismo, favorecer que la población se acerque a la naturaleza y al medio rural, dando también respuesta a la demanda social de servicios turísticos alternativos.	No se prevé interacciones con el programa de caminos naturales en el desarrollo del PNIEC.
Plan Nacional de Regadíos	Persigue el desarrollo de las zonas rurales, integrando la actividad productiva con la conservación de los recursos naturales y el respeto al medio ambiente, de acuerdo con las directrices para vertebrar el territorio evitando pérdida de población rural. Entre ellas, mejorar el nivel de vida de los agricultores, ordenar las producciones y los mercados agrarios, mejorar las infraestructuras de distribución y aplicación del agua de riego e incorporar criterios ambientales en la gestión de tierras y aguas para evitar su degradación.	El sector de la agricultura es un sector intensivo en consumo eléctrico y los costes de la energía es un elemento fundamental en la fijación de los precios de los productos agrícolas cultivados en regadío. El PNIEC promueve el autoconsumo de energía como medida de competitividad, pues permite reducir y estabilizar los costes energéticos a largo plazo. También pretende reducir el consumo de energía en las explotaciones agrarias y comunidades de regantes a través de la modernización de las instalaciones existentes. Algunas medidas en este sentido: - Medida 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida - Medida 2.10. Eficiencia energética en explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola.

8. Energía e industria

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan de Acción Nacional de Energías Renovables en España (PANER) 2011-2020.	El Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) responde a los requerimientos y metodología de la Directiva de energías renovables y se ajusta al modelo de planes de acción nacionales de energías renovables adoptado por la Comisión Europea. Asimismo, se ajusta al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva: conseguir que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte para ese año.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes al PANER. Una de los principales resultados del PNIEC es la presencia de las energías renovables sobre el uso final de la energía en el conjunto de la economía de un 42% en 2030. Una de las grandes metas que presenta el PNIEC es el aumento de la eficiencia energética, reduciendo la demanda total de energía y favoreciendo la sustitución de combustibles fósiles por otros autóctonos (energías renovables, fundamentalmente).
Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética (PNAEE) 2017-2020	El objeto del PNAEE 2017-2020 es responder a la exigencia del artículo 24.2 de la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética. El PNAEE establece el consumo de energía estimado, las medidas de eficiencia energética previstas y las mejoras que el país espera conseguir. El PNAEE presenta medidas de eficiencia energéticas en edificios, en la industria, en transporte, en agricultura y pesca. Promociona también la cogeneración de alta eficiencia y de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración en la transformación.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes a la PNAEE. Las medidas contempladas en el PNIEC en la dimensión de eficiencia energética, permitirán alcanzar un 39,6% de mejora de la eficiencia energética en 2030.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.	El PER incluye el diseño de nuevos escenarios energéticos y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes. El objetivo último del PER es conseguir que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte para ese año.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son coherentes con el PER, incluso son más exigentes. Como resultado del PNIEC, la presencia de las energías renovables sobre el uso final de la energía en el conjunto de la economía es un 42% en 2030 (desde el 17% actual). El PNIEC presenta, en la dimensión de la descarbonización, medidas específicas para la promoción de las energías renovables. Cabe destacar: - Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables - Medida 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida - Medida 1.5. Incorporación de renovables en el sector industrial. - Medida 1.6. Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas - Medida 1.9. Plan de renovación tecnológica en proyectos existentes de generación eléctrica con energías renovables - Medida 1.10. Promoción de la contratación bilateral de energía eléctrica renovable El PNIEC presenta medidas de eficiencia energética en el sector transporte (medidas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4) que contribuirá al objetivo de ahorro de energía final acumulado para el periodo 2021-2030. Como resultado de las medidas adoptadas en el PNIEC se alcanza el 22% de renovables en el transporte vía electrificación y biocarburantes, por encima del 14% exigido por la Unión Europea para el año 2030.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020	La planificación tiene por objeto primordial garantizar la seguridad del suministro eléctrico, introduciendo a su vez criterios medioambientales y de eficiencia económica. El documento recoge aquellas infraestructuras necesarias para garantizar la seguridad de suministro en el horizonte de planificación 2015-2020. Los factores tenidos en cuenta han sido: - El cumplimiento de los requisitos de seguridad y fiabilidad de la red eléctrica y consecuentemente, la garantía de suministro. - La minimización del impacto medioambiental global. La planificación de la red de transporte de electricidad ha sido sometida a un proceso de evaluación ambiental estratégica. - El aumento de la capacidad de conexión internacional, como manera de aumentar la integración de España en el mercado único de la energía, favoreciendo menores precios de la electricidad. - La integración de las energías renovables en la red, con el fin de favorecer el cumplimiento de los objetivos en esta materia para 2020. - La atención a las necesidades de demanda derivadas de nueva actividad industrial. - La planificación de redes atendiendo a un análisis de alternativas posibles y costes, que ha permitido jerarquizar la urgencia de las inversiones, añadiendo el criterio económico a los anteriores.	El PNIEC se alinea perfectamente con los factores del Plan, ya que contribuye a mejorar el suministro, aumentar la capacidad de conexión internacional, e impulsar el desarrollo de las energías renovables.
Propuestas de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica con Horizonte 2026	Las propuestas tienen como finalidad avanzar en la transición del sistema energético español de cara a cumplir los objetivos en materia de eficiencia energética, energías renovables y cambio climático, así como poner al sistema español en la senda definida por la Comisión Europea para 2050 y cuyo paso intermedio es el cumplimiento del marco fijado en la Unión Europea para 2030 en materia de energía y cambio climático.	La planificación de la red de transporte de electricidad para el periodo 2021-2026 se guiará, entre otros principios rectores, por el cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima a concretar a nivel nacional en el PNIEC 2021-2030. La integración de la generación renovable en el sector eléctrico, tanto en la península como en los territorios no peninsulares, hace necesario el refuerzo y crecimiento de las líneas de transporte y distribución en territorio español, incluyendo las conexiones peninsulares, los sistemas no peninsulares e interconexiones entre sistemas insulares. El PNIEC se ocupa de todos estos aspectos, así como del desarrollo de mecanismos de gestión y almacenamiento de renovables eléctricas no gestionables que permitan evitar vertidos.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Directrices Generales de la Nueva Política Industrial Española 2030	Las Directrices Generales de la Nueva Política Industrial Española 2030 están enmarcadas en la Agenda del Cambio del Gobierno y alineada con los Objetivos de Desarrollo Sostenible. El objetivo último es lograr un modelo de crecimiento sostenible e integrador que promueva el empleo estable y de calidad; una política industrial activa dirigida a transformar nuestro modelo productivo con tres objetivos: - La reindustrialización de la economía, es decir, el desarrollo y potenciación de los distintos sectores industriales a fin de aumentar su participación en el PIB y el empleo. - La necesaria transformación del tejido industrial, en especial la pequeña y mediana empresa, para adaptarlo a un nuevo contexto, marcado por la rápida evolución de las tecnologías digitales y por la creciente competencia internacional. - La adaptación a la transición ecológica en una doble vertiente: por un lado, el aprovechamiento de las oportunidades que se derivan de ella, incidiendo, en particular, en el avance hacia un modelo económico más circular y descarbonizado; y, por otro, la anticipación y mitigación de impactos que pueda ocasionar, asegurando así una transición ordenada y justa.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a la demanda de la UE frente al reto del cambio climático. Identifica los retos y oportunidades a lo largo de sus cinco dimensiones. Una de las grandes metas que presenta el PNIEC es la reducción de las emisiones totales brutas de GEI en el sector de la industria (combustión), que alcanza los 7 MtCO₂eq. El impulso al despliegue de las energías renovables, la generación distribuida y la eficiencia energética que promueve este PNIEC se caracteriza por estar anclado al territorio, por lo que su ejecución generará importantes oportunidades de inversión y empleo para las regiones y comarcas de nuestro país. Son especialmente relevantes las oportunidades industriales, económicas y de empleo que se identifiquen y promuevan en aquellas comarcas y regiones más afectadas por la transición energética y la descarbonización de la economía.
Marco estratégico en política de PYME 2030	El Marco Estratégico tiene por objetivo mejorar la capacidad competitiva de las pequeñas y medianas empresas de cara a los retos de una economía global y digitalizada, y contribuir a crear un clima adecuado para favorecer su crecimiento. Las propuestas se organizan a través de siete palancas: Emprendimiento, Gestión empresarial y Talento, Marco regulatorio, Financiación, Innovación y Digitalización, Sostenibilidad, e Internacionalización. Estas áreas vienen acompañadas de cincuenta líneas de actuación caracterizadas por su horizontalidad, de forma que inciden sobre el desarrollo de todas las pymes en su conjunto. Las acciones que serán financiables deben ir destinadas a la mejora de la tecnología en equipos y procesos industriales, o la implantación de sistemas de gestión energética. La finalidad del programa de ayudas es incentivar y promover la realización de actuaciones en el sector industrial que reduzcan las emisiones de dióxido de carbono y el consumo de energía final, mediante la mejora de la eficiencia energética, contribuyendo con ello a alcanzar los objetivos de reducción del consumo de energía.	La consecución de los objetivos del PNIEC, en materia de eficiencia energética y generación de energía a partir de fuentes renovables tienen un impacto positivo en la competitividad de la economía española debido a: - mejora de la competitividad en la industria en particular, y en el tejido empresarial en general, gracias a una reducción de la factura energética; - garantiza en el largo plazo unos costes de la energía competitivos y menos expuestos a los riesgos de la variabilidad de los precios; - el Plan presenta una oportunidad para el desarrollo de una industria de bienes de equipo y servicios de alto valor añadido. La Medida 2.5. Mejoras en la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales pretende facilitar la penetración de tecnologías de ahorro de energía final, principalmente, en las pequeñas y medianas empresas (PYME). Las Medidas 5. 1. Acción Estratégica en Energía y Clima y 5.3. Compra pública de Innovación verde para fomentar la innovación desde la demanda pública, se alinean con las estrategias de especialización inteligente para mejorar el intercambio de conocimiento entre agentes políticos y partes interesadas, favoreciendo, sobre todo, la participación de las pymes.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia Española para el Desarrollo del Uso energético de la Biomasa Forestal	La Estrategia está dirigida al fomento, con fines energéticos de la biomasa forestal residual, pues considera que la implantación de un modelo energético sostenible, basado en el ahorro, la eficiencia y la diversificación de fuentes, requiere un impulso decidido al desarrollo de la biomasa forestal residual como energía renovable.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes la Estrategia Española para el Desarrollo del Uso Energético de la Biomasa Forestal. El PNIEC presenta algunas medidas para fomentar el uso de la biomasa como fuente energética, lo que contribuye al desarrollo de sus objetivos. Destacan las siguientes medidas: - Medida 1.5. Incorporación de renovables en el sector industrial - Medida 1.6. Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas - Medida 1.11. Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa - Medida 1.22. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos
Estrategia de Seguridad Energética Nacional 2015	España tiene un perfil energético característico: dependiente de los recursos exteriores y con un limitado nivel de interconexión energética, pero a la vez, cuenta con un mix energético completo y diversificado. La Estrategia de Seguridad Energética adopta una perspectiva de futuro del sector, valorando factores como los avances tecnológicos para generar y distribuir la energía, la interdependencia energética y la influencia de los cambios de poder en la disponibilidad de recursos. Asimismo, la influencia del marco regulatorio del mercado energético para la competencia, competitividad e innovación de las empresas. Está orientada por el objetivo final de la seguridad energética, la diversificación de las fuentes de energía, la garantía de la seguridad del transporte y abastecimiento y el impulso de la sostenibilidad energética. Como pieza fundamental del Sistema de Seguridad Nacional, el Objetivo 2 de la Estrategia Nacional de Seguridad Energética establece la necesidad de «contemplar todas las fuentes de energía para poder mantener un mix equilibrado, que refleje correctamente todas las particularidades de España y que permita alcanzar una cierta garantía de suministro, a precios competitivos, y dentro de un modelo sostenible en el que las energías limpias adquieren de forma paulatina mayor importancia»	EL PNIEC promueve una intensa reducción de la dependencia energética, especialmente en lo referido a la importación de combustibles fósiles, mediante la implementación de medidas de eficiencia en el uso de energía y el desarrollo de fuentes de energía renovable autóctona. Además, el PNIEC ha desarrollado una dimensión, con un paquete de medidas, específicamente dirigidas a la seguridad energética. - Medid 3.1. Mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos y de gas. - Medida 3.2. Reducción de la dependencia del petróleo y del carbón en las islas. - Medida 3.3. Puntos de recarga de combustibles alternativos. - Medida 3.4. Impulso a la cooperación regional. - Medida 3.5. Profundización en los planes de contingencia. - Medida 3.6. Planificación para la operación en condiciones de seguridad de un sistema energético descarbonizado

9. Transporte, movilidad y vivienda

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España (ERESEE 2014, actualizado 2017)	La estrategia ERESEE 2014 supuso el punto de partida para el impulso de la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España, así como una hoja de ruta que sigue vigente y que supone una guía para los distintos agentes que intervienen en los procesos de rehabilitación. La actualización realizada en 2017, que responde a los requerimientos del artículo 4 de la Directiva 2012/27/UE, sobre Eficiencia Energética, incluye: un análisis de la evolución del consumo de energía en el sector de la edificación y evolución de la rehabilitación en España; el seguimiento de las medidas de impulso de la rehabilitación energética puestas en marcha; un análisis de los principales retos estructurales; y una propuesta de nuevas medidas a corto, medio y largo plazo, para impulsar la rehabilitación y la eficiencia energética en el sector de la edificación.	El PNIEC incluye una serie de medidas específicas para mejorar la eficiencia energética en la edificación. Estas medidas son coherentes con la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España, así como con el Plan de vivienda, que es la herramienta básica para el fomento de la regeneración y renovación urbana y rural. Las medidas del PNIEC relacionadas con la rehabilitación energética de la edificación son: - Medida 2.6. Eficiencia energética en edificios existentes del sector residencial - Medida 2.9. Eficiencia energética en equipos generadores de frío y grandes instalaciones de climatización del sector terciario e infraestructuras públicas
Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda (PITVI) 2012-2024	El PITVI plantea un nuevo marco de planificación estratégica de las infraestructuras de transporte y vivienda en España, que marca "la hoja de ruta" de la nueva política en estos sectores. El Plan potencia el mantenimiento de las infraestructuras existentes y garantiza la movilidad mediante la prestación de las obligaciones de servicio público (que el Estado fijará en materia de transportes), y además busca la participación del sector privado en las inversiones. El PITVI tiene, entre sus objetivos, el de mejorar y ampliar, en relación con el transporte de viajeros, la contribución de las redes de cercanías en los grandes núcleos urbanos del país. En cuanto al transporte de mercancías, potencia el transporte ferroviario con el fin de mejorar la eficiencia y competitividad del mismo. El PITVI promueve, asimismo, nuevos desarrollos tecnológicos en el ámbito de la innovación de la gestión de los sistemas de transporte. Esto es compatible con el desarrollo de combustibles alternativos a la tracción diésel que sean más eficientes desde el punto de vista medioambiental y contribuyan a la disminución de los gases de efecto invernadero (GEI). En materia de vivienda, el PITVI potencia el alquiler y la rehabilitación.	Las actuaciones para la mejora de la eficiencia energética en el transporte y la movilidad sostenible en las ciudades del PNIEC se han dirigido a favorecer el cambio modal en la movilidad de personas hacia aquellos modos menos consumidores de energía, lo que contribuye a mejorar la eficiencia y competitividad del sector. El PNIEC promoverá, asimismo, la mejora de la eficiencia energética del sistema ferroviario convencional, haciéndolo más eficiente y competitivo y permitiéndole orientarse a cubrir, en mayor medida, las necesidades de movilidad metropolitana cotidiana y de mercancías. De manera paralela, promoverá medidas de eficiencia energética en el transporte aéreo y marítimo. En cuanto a la vivienda, el PNIEC prevé medidas de eficiencia energética en el sector residencial, de fomento de energías alternativas y del autoconsumo, que presentan sinergias con el PITVI, especialmente en relación a la calidad y sostenibilidad de la edificación y del urbanismo. El PITVI y PNIEC están alineados.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia Española de Movilidad Sostenible (EEMS)	Marco de referencia nacional que integra los principios y herramientas de coordinación para orientar y dar coherencia a las políticas sectoriales que facilitan una movilidad sostenible y baja en carbono. La movilidad sostenible implica garantizar que los sistemas de transporte respondan a las necesidades económicas, sociales y ambientales, reduciendo al mínimo sus repercusiones negativas. Los objetivos y directrices de la EEMS se concretan en 48 medidas estructuradas en cinco áreas: territorio, planificación del transporte y sus infraestructuras; cambio climático y reducción de la dependencia energética; calidad del aire y ruido; seguridad y salud; y gestión de la demanda. Entre las medidas contempladas, se presta especial atención al fomento de una movilidad alternativa al vehículo privado y el uso de los modos más sostenibles, señalando la necesidad de cuidar las implicaciones de la planificación urbanística en la generación de la movilidad.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes a la EEMS. La dimensión de la descarbonización del sistema energético incluye medidas encaminadas a lograr una disminución de emisiones. El sector de la movilidad y transportes es el segundo sector que más reduce sus emisiones en el periodo 2021-2030. Las actuaciones para la mejora de la eficiencia energética en el transporte y la movilidad sostenible en las ciudades se han dirigido a favorecer el cambio modal en la movilidad de personas hacia aquellos modos menos consumidores de energía. Complementariamente, el PNIEC ha incluido acciones dirigidas a mejorar la eficiencia del parque de vehículos mediante la renovación de las flotas y la incorporación de avances tecnológicos, así como actuaciones encaminadas al uso eficiente de los medios de transporte
Plan Estatal de Vivienda 2018-2021	El Plan Estatal de Vivienda tiene entre sus objetivos: - Persistir en la adaptación del sistema de ayudas a las necesidades sociales actuales y a la limitación de recursos disponibles. - Contribuir a que los deudores hipotecarios puedan hacer frente a las obligaciones de sus préstamos hipotecarios. - Reforzar la cooperación y coordinación interadministrativa, - Mejorar la calidad de la edificación (de su conservación, eficiencia energética, accesibilidad universal y sostenibilidad ambiental) - Contribuir al incremento del parque de vivienda en alquiler o en régimen de cesión en uso. - Facilitar a los jóvenes el acceso al disfrute de una vivienda digna y adecuada en régimen de alquiler. - Contribuir a evitar la despoblación de municipios de pequeño tamaño. - Facilitar el disfrute de una vivienda digna y adecuada a las personas mayores y a las personas con discapacidad.	El PNIEC plantea acciones en materia de rehabilitación energética de edificios: la mejora de la eficiencia energética (envolvente térmica) y la mejora de la eficiencia energética (renovación de instalaciones térmicas de calefacción y ACS). Asimismo, existen medidas con acciones de lucha contra la pobreza energética. - Medida 1.4. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida - Medida 2.7. Renovación del equipamiento residencial - Medida 4.11. Lucha contra la pobreza energética

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia de Impulso del Vehículo con Energías Alternativas	Analiza las particularidades de cada una de las tecnologías alternativas a los combustibles convencionales (gasolina y gasóleo) y propone actuaciones concretas estructuradas en 30 medidas que cubren tres ejes de actuación: - Industrialización: Se impulsa la industrialización de vehículos con energías alternativas y de los puntos de suministros asociados - Mercado: Se definen acciones de impulso de la demanda para conseguir un mercado suficiente. - Infraestructura: Favorecer una red de Infraestructura que permita cubrir las necesidades de movilidad de los usuarios y así permitir el desarrollo de un mercado de combustibles alternativo	El PNIEC contiene medidas específicas relacionadas con el sector del transporte en las que se plantean el cambio modal hacia modos de movilidad de bajas emisiones o no emisores, un uso eficiente de los medios de transporte, la renovación del parque automovilístico y el impulso del vehículo eléctrico, posibilitando una mayor penetración de energías renovables en el sector. Estas medidas aparecen detalladas en la dimensión de eficiencia energética y hay una medida específica en relación a la estrategia: - Medida 2.4. Impulso del vehículo eléctrico Por otro lado, la dimensión de la descarbonización incorpora una medida de apoyo a los biocombustibles avanzados: - Medida 1.7. Biocombustibles avanzados en el transporte
Marco de Acción Nacional de Energías Alternativas en el Transporte	Aprobado por el Consejo de Ministros en 2016, este Marco de Acción tiene por objeto fomentar la utilización de las energías alternativas en el transporte bajo una perspectiva de neutralidad tecnológica.	El PNIEC contiene medidas específicas relacionadas con el sector del transporte en las que se plantean el cambio modal hacia modos de movilidad de bajas emisiones o no emisores, un uso eficiente de los medios de transporte, la renovación del parque automovilístico y el impulso del vehículo eléctrico, posibilitando una mayor penetración de energías renovables en el sector. Estas medidas aparecen detalladas en la dimensión de eficiencia energética y hay una medida específica en relación a la estrategia: - Medida 2.4. Impulso del vehículo eléctrico Por otro lado, la dimensión de la descarbonización incorpora una medida de apoyo a los biocombustibles avanzados: - Medida 1.7. Biocombustibles avanzados en el transporte
Plan Director de Lucha contra el cambio climático (2018-2030) ADIF	El Plan, desarrollado por RENFE y ADIF, está enfocado a la reducción de emisiones y al ahorro energético mediante el fomento de la transferencia modal al ferrocarril, el impulso de la descarbonización y la eficiencia energética del sistema ferroviario, y el incremento en el uso de las energías renovables, con medidas como la compra de energía verde. Con el Plan se busca potenciar y aprovechar las ventajas medioambientales que tiene el ferrocarril frente al resto de modos de transporte en lo referente a emisiones a la atmósfera.	El Plan se ciñe a la Red Ferroviaria de Interés General (RFIG), en la que se consume el 98 % de la energía del sector ferroviario en España. En el Plan se pone de manifiesto, en coherencia con el PNIEC, que el modo de transporte que menos energía consume es el ferrocarril. Los costes externos del ferrocarril son muy inferiores a los de otros modos, como la carretera y el transporte aéreo (cuyas externalidades son entre 3 y 5 veces las del primero). En cuanto a las emisiones de CO₂, las emisiones de la carretera son de 5 a 7 veces las del ferrocarril y las del transporte aéreo de 7 a 10 veces. Los objetivos del Plan Director de Lucha contra el Cambio Climático de ADIF son el cambio modal, la eficiencia energética y la descarbonización, todos ellos incluidos en el PNIEC, motivo por el cual se puede afirmar que están alineados.

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan de Navegación Aérea 2017-2020	El proyecto Cielo Único Europeo (<i>Single European Sky</i>) de la Comisión Europea, hace del espacio aéreo un entorno cada vez más global y competitivo. Tiene como objetivo fundamental eliminar la fragmentación actual de espacios aéreos y sistemas nacionales para conseguir un espacio europeo homogéneo, con sistemas tecnológicos interoperables. En ese sentido, ENAIRE (entidad pública nacional que presta los servicios de tránsito aéreo) y su plan estratégico denominado “Plan de Vuelo 2020”, está destinado a modernizar y evolucionar el sistema de navegación aérea español. La mejora de la capacidad y la eficiencia del espacio aéreo es una de las prioridades de este plan.	EL PNIEC interacciona positivamente con los compromisos ambientales del Plan de Navegación en el sentido de reforzar la reducción de emisiones en relación con la eficiencia en el transporte. El Plan de Navegación incorpora como beneficios ambientales la mejora de la eficiencia de las rutas (diseño de rutas más directas) y la implantación de aproximaciones verdes a los aeropuertos, con objeto de reducir las emisiones de GEI, reducir las distancias de vuelo (mejora de rutas) y ahorrar combustible. Aspectos que están alineados con el PNIEC, en la dimensión de la eficiencia energética en el transporte.
Estrategia Nacional de Ciberseguridad	Esta estrategia ha potenciado y reforzado la colaboración público-privada con los distintos operadores energéticos, labor que ha sido coordinada desde la Oficina de Coordinación Cibernética (OCC) del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas y Ciberseguridad (CNPIC). Asimismo, se han aprobado las revisiones de 13 Planes de Seguridad del Operador (PSO), comprobando su ajuste a la situación actual de las amenazas y desafíos a los que se encuentran sometidas las Infraestructuras Críticas del sector de la energía y de la industria nuclear, actualizando la información contenida en dichos planes.	La consecución de los objetivos del Plan está supeditada al correcto funcionamiento de los mecanismos de ciberseguridad. En particular las dimensiones del Plan de seguridad energética y de descarbonización. El PNIEC interacciona positivamente con los compromisos de ciberseguridad promoviendo medidas de ciberseguridad tanto para las redes de energía (en particular las redes eléctricas), como de transferencia de datos, en particular de los consumidores.

10. Residuos

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Programa Estatal de Prevención de Residuos 2014-2020	El Programa Estatal de Prevención de Residuos 2014-2020, desarrolla la política de prevención de residuos, mediante la reducción en la generación, la reutilización y alargamiento de la vida útil de los productos, la reducción del contenido de sustancias nocivas en materiales y productos, y la reducción de los impactos adversos sobre la salud humana y el medio ambiente de los residuos generados. Para cada tipo de residuos, el Plan fija una serie de objetivos cualitativos y cuantitativos enfocados en la recuperación, reutilización, reciclado, valoración energética y, en última instancia, el vertido, así como las medidas pertinentes para alcanzarlos y los indicadores de seguimiento. También contempla la reducción de los vertidos de residuos biodegradables, mediante la valorización, el reciclaje, el compostaje y la biometanización.	El PNIEC prevé para 2030 una reducción de las emisiones GEI en el sector residuos a niveles de 1990. Las siguientes medidas previstas en el PNIEC incorporan en mayor o menor grado, la gestión de los residuos: - Medida 1.8. Promoción de gases renovables - Medida 1.11. Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa - Medida 1.21. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero - Medida 1.22. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos - Medida 1.24. Sumideros forestales
Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos (PEMAR) 2016-2022	El objetivo final del Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos, al igual que la política comunitaria de residuos, es convertir a España en una sociedad eficiente en el uso de los recursos, que avance hacia una economía circular. En otras palabras, sustituir una economía lineal basada en producir, consumir y tirar, por una economía circular en la que se reincorporen al proceso productivo una y otra vez los materiales que contienen los residuos para la producción de nuevos productos o materias primas	El PNIEC prevé para 2030 una reducción de las emisiones GEI en el sector residuos a niveles de 1990. Las siguientes medidas previstas en el PNIEC incorporan en mayor o menor grado, la gestión de los residuos: - Medida 1.8. Promoción de gases renovables - Medida 1.11. Programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa - Medida 1.21. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero - Medida 1.22. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos - Medida 1.24. Sumideros forestales
6º Plan general de residuos radiactivos (PGRR)	El Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR) es el documento que recoge las estrategias y actividades a realizar en España en relación con los residuos radiactivos, el desmantelamiento de instalaciones nucleares y su estudio económico-financiero. Es aprobado por el Consejo de Ministros y se revisa y actualiza periódicamente.	El PNIEC, en el desarrollo de las medidas que puedan suponer el cierre y desmantelamiento de centrales nucleares, deberá atenderse a lo establecido en el Plan.

11. Población, salud humana y bienes materiales

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interactuar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Estrategia Nacional de Protección Civil	Desarrolla un análisis de las principales amenazas y riesgos de origen natural, humano y tecnológico que pueden dar lugar a emergencias y/o catástrofes en España, así como las líneas de acción estratégicas para integrar, priorizar y coordinar los esfuerzos que permitan optimizar los recursos disponibles para su gestión.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes a la Estrategia Nacional de Protección Civil.
Plan Estatal de Protección Civil para Emergencias por Incendios Forestales	El Plan Estatal tiene por objetivo establecer la organización y los procedimientos de actuación que permitan asegurar una respuesta eficaz del conjunto de las Administraciones Públicas en los casos de emergencia por incendios forestales en que esté presente el interés nacional, así como, en otros supuestos, prestar el apoyo necesario a los Planes de las comunidades autónomas cuando éstas lo requieran. Por otra parte, el Plan Estatal facilita la colaboración de los Planes de las Comunidades Autónomas entre sí, estableciendo los mecanismos que hagan posible la aportación de medios y recursos de una a otra de forma coordinada.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes al Plan Estatal de Protección Civil para Emergencias por Incendios Forestales. En este sentido, la Medida 1.24. Sumideros forestales, incluye acciones concretas como la a4. Ejecución de labores silvícolas para prevención de incendios forestales y la a5. Pastoreo controlado en áreas estratégicas para la prevención de incendios forestales
Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Sísmico	El objetivo del Plan Estatal es establecer la organización y los procedimientos de actuación de aquellos servicios del Estado y, en su caso, de otras entidades públicas y privadas, que sean necesarios para asegurar una respuesta eficaz ante las diferentes situaciones sísmicas que puedan afectar al país.	El PNIEC no presenta medidas ni actuaciones que afecten directamente a los objetivos que persigue el Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Sísmico.
Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Volcánico	El objetivo del Plan Estatal es establecer la organización y los procedimientos de actuación que permitan asegurar una respuesta eficaz del conjunto de las Administraciones Públicas en el caso de emergencia por riesgo volcánico en que esté presente el interés nacional, así como, en otros casos, prestar el apoyo necesario al Plan de Protección Civil de la Comunidad Autónoma de Canarias o de cualquier otra que se viera afectada.	El PNIEC no presenta medidas ni actuaciones que afecten directamente a los objetivos que persigue el Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Volcánico.
Plan Estatal de Protección Civil ante el riesgo de inundaciones	El objetivo del Plan Estatal es establecer la organización y los procedimientos de actuación de aquellos servicios del Estado y, en su caso, de otras entidades públicas y privadas, que sean necesarios para asegurar una respuesta eficaz ante los diferentes tipos de inundaciones que puedan afectar a España. El Plan Estatal de Protección Civil frente a Inundaciones se fundamenta operativamente en los Planes de Protección Civil Especiales frente a este riesgo o, en su defecto, en los Territoriales de las Comunidades Autónomas afectadas.	El PNIEC es un instrumento de planificación que responde a los compromisos adquiridos por España frente al reto del cambio climático. Sus objetivos y medidas son acordes al Plan Estatal de Protección Civil ante el riesgo de inundaciones. En este sentido, la Medida 1.24. Sumideros forestales incluye acciones concretas como la a.2. Fomento de choperas en sustitución de cultivos agrícolas en zonas inundables y la a.7. Restauración hidrológico-forestal en zonas con alto riesgo de erosión

Instrumento de planificación	Objetivos o prescripciones del instrumento de planificación con los que puede interaccionar el PNIEC	Interacciones significativas del PNIEC con los objetivos del instrumento de planificación
Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Radiológico	El Plan Estatal tiene como finalidad establecer la organización y los procedimientos de actuación de aquellos recursos y servicios del Estado y, en su caso, de otras entidades públicas y privadas, que sean necesarios para asegurar una respuesta eficaz del conjunto de las Administraciones Públicas, ante las diferentes situaciones de emergencia radiológica, con repercusiones sobre la población, en las que esté presente el interés nacional, así como los mecanismos de apoyo a los planes de Comunidades Autónomas en los supuestos que lo requieran.	El PNIEC no presenta medidas ni actuaciones que afecten directamente a los objetivos que persigue el Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Radiológico.
Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo Químico	El Plan Estatal tiene como finalidad establecer la organización y los procedimientos de actuación de aquellos recursos y servicios del Estado y, en su caso, de otras entidades públicas y privadas, que sean necesarios para asegurar una respuesta eficaz del conjunto de las Administraciones Públicas, ante las diferentes situaciones de emergencia por accidente con sustancias peligrosas, en las que esté presente el interés nacional, así como los mecanismos de apoyo a los planes de Comunidades Autónomas en los supuestos que lo requieran.	El PNIEC no presenta medidas ni actuaciones que afecten directamente a los objetivos que persigue el Plan Estatal de Protección Civil ante el Riesgo químico.

ANEXO I. GLOSARIO DE TÉRMINOS

- AAPP.-** Administraciones Públicas.
- ACA.-** Asociación de Ciencias Ambientales.
- ACER.-** *Agency for the Cooperation of Energy Regulators*
(Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía).
- ACS.-** Agua Caliente Sanitaria.
- ADIF.-** Administrador de Infraestructuras Ferroviarias.
- AEA.-** Asignación Anual de Emisión.
- AEI.-** Agencia Estatal de Investigación.
- AFA.-** *Access For All*.
- AGE.-** Administración General del Estado.
- AIDS.-** *Almost Ideal Demand System* (Sistema de Demanda Casi Ideal).
- AIE.-** Agencia Internacional de la Energía.
- ALINNE.-** Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas.
- AQ-SRM.-** *Air Quality -Source Receptor Model*.
- AV.-** Acuerdo Voluntario.
- BC3.-** *Basque Centre for Climate Change*.
- BNAE.-** Balances Nacionales del Uso del Nitrógeno en la Agricultura Española.
- CASE.-** *Centre for Analysis of Social Exclusion*.
- CCAA.-** Comunidad Autónoma.
- CCGT.-** *Combined Cycle Gas Turbine* (Ciclo combinado de gas).
- CCS.-** Captura y Secuestro de Carbono.
- CDTI.-** Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial.
- CE.-** Comisión Europea.
- CECRE.-** Centro de Control de Energías Renovables.
- CEE.-** Comunidad Económica Europea.
- CEF.-** *Connecting Europe Facilities*.
- CESAR.-** *Centre of Economic Scenario Analysis and Research*.
- CGE.-** *Computable General Equilibrium* (Modelo de Equilibrio General Computable).
- CH₄.-** Metano.
- CIEMAT.-** Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
- CIUDEN.-** Fundación Ciudad de la Energía.

- CMA.-** Coste Marginal de Abatimiento.
- CMNUCC.-** Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- CNMC.-** Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia.
- CO.-** Monóxido de Carbono.
- CO₂.-** Dióxido de Carbono.
- COP21.-** *Conference Of Parts* (ver CMNUCC, la conferencia nº 21 se celebró en París).
- CORES.-** Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.
- COVNM.-** Compuestos Orgánicos Volátiles No Metánicos.
- CPP.-** Compra Pública Pre-comercial.
- CPTI.-** Compra Pública de Tecnología Innovadora.
- CRF.-** *Common Reporting Format* (Formulario Común para Informes).
- CSIC.-** Centro Superior de Investigaciones Científicas.
- CSP.-** *Concentrated Solar Power*.
- CTE.-** Código Técnico de la Edificación.
- CYTED.-** Programa Iberoamericano de Ciencia y Tecnología para el Desarrollo.
- DENIO.-** *Dynamic Econometric National Input-Output* (Modelo económico y multisectorial utilizado para analizar los impactos socio-económicos).
- DERIO.-** *Dynamic Econometric Regional Input-Output model*.
- DG.-** *Distributed Generation*.
- DGPEN.-** Dirección General de Política Energética y Minas.
- DUSI.-** Desarrollo Urbano Sostenible e Integrado.
- ECV.-** Encuesta de Condiciones de Vida.
- ED.-** Educación.
- EDUSI.-** Estrategias Integradas de Desarrollo Urbano Sostenible.
- EEA.-** *European Environment Agency* (Agencia Europea del Medioambiente).
- ECTI.-** Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020.
- EEE.-** Espacio Económico Europeo.
- EMEP.-** Programa Europeo de Monitoreo y Evaluación.
- ENTSO-E.-** Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.
- EPC.-** *Energy Performance Contracts*.
- EPF.-** Encuesta de Presupuestos Familiares.
- ERANET.-** *European Research Area Net* (Espacio Europeo de Investigación).
- ERE.-** Equipo de Respuesta a Emergencias.

- ERESEE.-** Estrategia a Largo Plazo para la Rehabilitación Energética en el Sector de la Edificación en España.
- ES.-** España.
- ESD.-** *Effort Sharing Decision*.
- ESFRI.-** *European Strategy Forum on Research Infrastructures* (Red Europea de Infraestructuras de Investigación).
- ETS.-** *Emissions Trading Scheme*.
- ETSAP.-** *Energy Technology Systems Analysis Program*.
- EU-CELAC.-** Europa-Comunidad de Estados Latinoamericanos y Caribeños.
- EUR.-** Euros.
- EU-ETS.-** *Europe Union Emissions Trading System*.
- EUROSTAT.-** Oficina Europea de Estadística.
- FBCF.-** Formación Bruta de Capital Fijo.
- FEDER.-** Fondo Europeo de Desarrollo Regional.
- FEIE.-** Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas.
- FES-CO2.-** Fondo de Carbono para una Economía Sostenible.
- FIDELIO.-** *Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output*.
- FNEE.-** Fondo Nacional de Eficiencia Energética.
- FOAK.-** *First Of A Kind* (Primero de un tipo).
- FORU.-** Fracción Orgánica de los Residuos Urbanos.
- FPT.-** Financiación por terceros.
- FR.-** Francia.
- FV.-** Fotovoltaica.
- GEI.-** Gases de Efecto Invernadero.
- GHG.-** *Greenhouse Gas*.
- GLP.-** Gas Licuado del Petróleo.
- GNL.-** Gas Natural Licuado.
- GTS.-** Gestión Técnica del Sistema.
- HFC.-** Hidrofluorocarbonos.
- HFO.-** Hidrofluoroolefinas.
- HHI.-** *Herfindahl-Hirschman Index* (Índice Herfindahl-Hirschman).
- HORECA.-** HOTEles, REstaurantes y Cafés.
- I+D+i.-** Investigación, Desarrollo e Innovación.

- I+i+c.-** Investigación, Innovación y Competitividad.
- ICTS.-** Infraestructuras Científico Técnicas Singulares.
- IDAE.-** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
- IEDMT.-** Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte o «impuesto de matriculación».
- IET.-** Industria, Energía y Turismo.
- IIT.-** Instituto de Investigación Tecnológica.
- INE.-** Instituto Nacional de Estadística.
- IPCC.-** *Intergovernmental Panel on Climate Change* (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático).
- IRENA.-** Agencia Internacional de Energías Renovables.
- IRPF.-** Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas.
- ISBN.-** *International Standard Book Number*.
- IVTM.-** Impuesto sobre Vehículos de Tracción Mecánica.
- IWG.-** *Implementation Working Group*.
- JRC.-** *Joint Research Centre*.
- LAIDS.-** Aproximación Logarítmica al Sistema de Demanda Casi Ideal.
- LCSP.-** Ley de Contratos del Sector Público.
- LED.-** *Light Emitting Diode*.
- LULUCF.-** *Land Use, Land-Use Change and Forestry* (Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura).
- M3E.-** Modelización de medidas para la mitigación en España.
- MaaS.-** *Mobility as a Service* (Servicios de Movilidad Compartida).
- MAPA.-** Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación.
- MCF.-** Factor de Conversión en Metano.
- MCI.-** Ministerio de Ciencia e Innovación.
- MERCOP.-** Medidas de Restricción del Consumo de Petróleo.
- MI.-** *Mission Innovation*.
- MIBEL.-** Mercado Ibérico de la Electricidad.
- MIBGAS.-** Mercado Ibérico del Gas.
- MINCOTUR.-** Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.
- MINECO.-** Ministerio de Asuntos Económicos y Transformación Digital.
- MITECO.-** Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

- MITMA.-** Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana.
- MOVALT.-** Plan de Apoyo a la Movilidad Alternativa.
- MOVEA.-** Plan de Ayuda a la Compra de Coches Eléctricos.
- MOVELE.-** Plan de Movilidad Eléctrica.
- MOVES.-** Plan de Movilidad Eficiente y Sostenible.
- MTD.-** Mejores Técnicas Disponibles.
- N₂O.-** Óxido Nitroso.
- NAIRU.-** *Non-Accelerating Inflation Rate of Unemployment* (Tasa de desempleo no aceleradora de la inflación).
- NBP.-** *National Balancing Point* (Reino Unido).
- NECPs.-** *National Energy and Climate Plans*.
- NGTS-11.-** Norma de Gestión Técnica del Sistema número 11.
- NH₃.-** Amoníaco.
- NO_x.-** Óxidos de Nitrógeno.
- NTC.-** *Net Transfer Capacity*.
- O&M.-** Operación y Mantenimiento.
- OCDE.-** Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico.
- OCGT.-** *Open Cycle Gas Turbine*.
- ODS.-** Objetivos de Desarrollo Sostenible.
- OIT.-** Organización Internacional del Trabajo.
- OMS.-** Organización Mundial de la Salud.
- ONUFI.-** Organización de las Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial.
- PAC.-** Política Agrícola Común.
- PACE.-** Plan de Acción en Caso de Emergencia.
- PAREER.-** Programa de Ayudas para la Rehabilitación Energética de Edificios Existentes.
- PCA.-** Potencial de Calentamiento.
- PCI.-** *Projects of Common Interest*.
- PEG.-** *Point d'échange de Gaz Sud/Nord* (Sur/Norte de Francia).
- PEICTI.-** Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación.
- PEMAR.-** Plan Estatal Marco de Gestión de Residuos.
- PER.-** Plan de Energías Renovables 2011-2020.
- PFC.-** Perfluororcarburos.
- PIB.-** Producto Interior Bruto.

- PIMA.-** Planes de Impulso al Medio Ambiente.
- PITVI.-** Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda.
- PIVE.-** Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente.
- PMUS.-** Planes de Movilidad Urbana Sostenible.
- PNACC.-** Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático.
- PNDR.-** Programa Nacional de Desarrollo Rural.
- PNIEC.-** Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.
- PRIMES.-** *Price-Induced Market Equilibrium System*.
- PSV.-** *Punto di Scambio Virtuale* (Italia).
- PT.-** Portugal.
- PTT.-** Planes de Transporte al Trabajo.
- PV.-** *Photovoltaic*.
- PVB.-** Punto Virtual de Balance.
- PYME.-** Pequeña Y Mediana Empresa (pyme).
- RCDE.-** Régimen de Comercio de Derechos de Emisión.
- RCDE-UE.-** Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea.
- RCI.-** Sector Residencial, Comercial e Institucional.
- RD.-** Real Decreto.
- REE.-** Red Eléctrica de España.
- RENFE.-** Red Nacional de Ferrocarriles Españoles.
- RES.-** *Renewable Energies* (Energías Renovables).
- RIS3.-** Estrategia de Especialización Inteligente.
- RITE.-** Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.
- ROM.-** *Reliability and Operation Model for Renewable Energy Sources*.
- RRE.-** Reglamento de Reparto del Esfuerzo.
- RSU.-** Residuos Sólidos Urbanos.
- SET-Plan.-** Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas.
- SF₆.-** Hexafluoruro de Azufre.
- SICTI.-** Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación.
- SIGEE-AGE.-** Sistema Informático de Gestión Energética de Edificios de la Administración General del Estado.
- SNCZI.-** Sistema Nacional de Cartografía de Zonas Inundables.
- SO_x.-** Óxidos de Azufre.

TE.- Tecnologías Energéticas.

TFP.- *Total Factor Productivity* (Productividad Total de los Factores).

TIMES.- *The Integrated MARKAL-EFOM System*.

TIMES-SINERGIA.- Sistema Integrado para el Estudio de la Energía.

TNP.- Territorios No Peninsulares.

TRS.- *Trading Region South* (Sur de Francia).

TSO.- *Transmission System Operator*.

TTF.- *Title Transfer Facility* (Holanda).

TUR.- Tarifa de Último Recurso.

TWG.- *Temporary Working Group*.

TYNDP.- *Ten Years Network Development Plan*.

UE- Unión Europea.

UK.- *United Kingdom*.

UTCUTS.- Uso de la Tierra, Cambio de Uso de la Tierra y Silvicultura.

UTE.- Unión Temporal de Empresas.

VAN.- Valor Actualizado Neto.

VIP.- *Virtual Interconnection Point* (Punto de Interconexión Virtual).

VSL.- *Value of Statistical Life* (Valor Estadístico de la Vida).

WAM.- *With Additional Measures* (Escenario con medidas adicionales).

WEM.- *With Existing Measures* (Escenario con medidas existentes).

WOM.- *Without Measures* (Escenario sin medidas).

Unidades de Medida

€/MWh.- Euros por Megavatio y por hora.

GJ.- Gigajulios.

GW.- Gigavatios

GWh.- Gigavatios por hora.

GWh/día.- Gigavatios por hora y por día.

GWhe.- Gigavatios por hora equivalente.

ktep.- Kilotonelada equivalente de petróleo.

kV.- kilovoltios.

MtCO₂-eq.- Millones de toneladas de CO₂/equivalente.

Mtep.- Millones de toneladas equivalentes de petróleo.

MVA.- Megavoltiamperio.

MW.- Megavatios.

Nm³/h.- Metros cúbicos normales por hora/normal metro cúbico por hora

PM_{2,5}- Partículas en suspensión de menos de 2,5 micras.

TJ.- Terajulios.

TWh.- Teravatios por hora.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Emisiones GEI España (inventario) 2005-2017(ktCO ₂ -eq).....	39
Figura 2.2. Objetivo de emisiones 2030. Serie histórica (2005 - 2016) y trayectoria prevista	39
Figura 2.3. Asignaciones de emisiones frente a trayectoria prevista, 2021-2030	40
Figura 2.4. Emisiones de CO ₂ -eq por sector. Histórico y proyección a 2030 (kt)	40
Figura 2.5. Proyección de absorciones de CO ₂ -eq en el sector LULUCF en el periodo 2021-2030. Comparación con el nivel de referencia forestal (kt).....	42
Figura 2.6. Aportación de las energías renovables sobre el consumo final de energía con el conjunto de medidas previstas	43
Figura 2.7. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)	45
Figura 2.8. Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España excluidos usos no energéticos (Mtep/año)	56
Figura 2.9. Objetivo acumulado de ahorro de energía final: 2021-2030	57
Figura 2.10. Mix de energía primaria en España en 2017 y 2030 (ktep)	61
Figura 2.11. Dependencia energética en España en 2017 y 2030	62
Figura 2.12. Situación respecto de los tres umbrales que recoge el documento COM (2017)718	65
Figura 2.13. Peajes interconexión gasista con Francia y Portugal	67
Figura 2.14. Evolución de cargos de sistema eléctrico 2018-2030	68
Figura 3.1. Senda de emisiones difusas históricas y proyectadas	118
Figura 3.2. Evolución de emisiones/absorciones de CO ₂ -eq en el sector LULUCF. Histórico y proyección a 2030 y 2050 (kt)	125
Figura 3.3. Ahorro de energía final acumulada por sectores en España 2021-2030 (ktep)	133
Figura 3.4. Ahorro de energía final acumulada por medidas en España 2021-2030 (ktep)	134
Figura 3.5. Previsión indicativa anual de viviendas rehabilitadas energéticamente 2021-2030	146
Figura 3.6. Mix de energía primaria en España en 2017 y 2030 (ktep)	164
Figura 3.7. Localización de las reservas estratégicas en España en 2017	165
Figura 3.8. Agenda de la Reunión de Cooperación Regional	177
Figura 4.1. Flujo de inversiones del PNIEC (M€).....	213
Figura 4.2. Impacto en el PIB por tipo de medida (M€).....	215
Figura 4.3. Impacto en el PIB: demanda (M€).....	216
Figura 4.4. Impacto en el PIB: oferta (M€)	217
Figura 4.5. Impacto en el PIB: rentas (M€).....	217
Figura 4.6. Impacto en el empleo por tipo de medida (miles de personas/año).....	218
Figura 4.7. Impacto en el empleo por sectores (miles de personas/año)	219
Figura 4.8. Impacto en el empleo por ramas de actividad (miles de personas/año).....	219
Figura 4.9. Impacto en las cuentas de las Administraciones Públicas: ingresos (M€)	220
Figura 4.10. Impacto en las cuentas de las Administraciones Públicas (AAPP): gastos (M€).....	221
Figura 4.11. Ratio deuda/PIB (% respecto al Tendencial).....	221
Figura 4.12. Variación en la renta disponible en 2030 por quintiles de renta (%).....	222
Figura 4.13. Variación en el consumo final entre hogares vulnerables y no vulnerables (%)	223
Figura 4.14. a) Variación de las emisiones en 2030 respecto al Escenario Tendencial b) Muertes prematuras en España derivadas de la contaminación atmosférica en 2030	224

ÍNDICE DE FIGURAS (ANEXOS)

Figura A.1. Evolución de la longitud de la red de transporte	264
Figura A.2. Mapa del sistema eléctrico Peninsular	266
Figura A.3. Mapa del sistema eléctrico Balear	266
Figura A.4. Mapa del sistema eléctrico Canario	267
Figura A.5. Mapa de la infraestructura de gas	267
Figura A.6. Evolución de la longitud de las redes de transporte y distribución de gas natural (km)	268
Figura A.7. Evolución del precio de los mercados de gas	273
Figura A.8. Precio del gas natural para un consumidor doméstico en la UE en 2017 (€/MWh)	275
Figura A.9. Financiación de proyectos de energía del Programa Estatal de I+i+c - Retos de la Sociedad (M€)	284
Figura A.10. Financiación de proyectos de energía del Programa Estatal de I+i+c - Retos Colaboración (M€)	285
Figura B.1. Metodología	293
Figura B.2. Esquema de entradas y salidas de TIMES - Sinergia	295
Figura B.3. Estructura de datos de TIMES-Sinergia	297
Figura B.4. Parámetros que caracterizan las tecnologías en TIMES-Sinergia	297
Figura B.5. Estructura del Modelo M3E	318
Figura B.6. Ejemplo de análisis de sensibilidad Modelo M3E	319
Figura B.7. Ejemplo de patrones de mitigación no lineales Modelo M3E	319
Figura D.1. Coste de generación por tecnologías de escenarios H2025. Precio CO ₂ 23,3 €/ t	338
Figura D.2. Coste de generación por tecnologías de escenarios H2030. Precio CO ₂ de 34,7 €/ t	338
Figura D.3. Potencia instalada en el Sistema Español Peninsular escenarios MITECO Tendencial y Objetivo H2025 y H2030	342
Figura D.4. Resultados Escenario Tendencial H2025	345
Figura D.5. Resultados Escenario Objetivo H2025	346
Figura D.6. Resultados Escenario Tendencial H2030	349
Figura D.7. Resultados Escenario Objetivo H2030	350
Figura D.8. Esquema de los sistemas considerados para el análisis de cobertura. Fuente. ENTSO-E	356
Figura D.9. Capacidad de intercambio Escenario Objetivo 2030	356
Figura D.10. Perfiles y punta de demanda en cada uno de los años climáticos modelados	357
Figura F.1. Objetivo acumulado de ahorro de energía final: 2021-2030	364
Figura F.2. Ahorro de energía final acumulada por sectores en España 2021-2030 (ktep)	366
Figura F.3. Ahorro de energía final acumulada por medidas en España 2021-2030 (ktep)	366
Figura G.1. Clasificación de los agentes según tipología y Asociaciones según sector económico	376
Figura G.2. Clasificación de las Asociaciones en función del sector Económico y Subsector	376

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Evolución de las emisiones (miles de toneladas de CO ₂ equivalente).....	37
Tabla 2.2. Proyección de la contabilidad LULUCF (Reglamento (UE) 2018/841)	42
Tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)	46
Tabla 2.4. Impactos potenciales del cambio climático en el sistema energético y medidas adaptativas en fase de diseño	49
Tabla 2.5. Ejemplos de interrelaciones entre el sistema energético y algunos ámbitos de trabajo del PNACC	50
Tabla 2.6. Relaciones entre las líneas de trabajo en materia de adaptación para cuatro ámbitos del PNACC y la reducción de riesgos derivados del cambio climático en el sistema energético	50
Tabla 2.7. Evolución del consumo de energía primaria, minorando usos no energéticos (ktep)	55
Tabla 2.8. Evolución del consumo de energía final sin incluir usos no energéticos (ktep)	57
Tabla 2.9. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria (ktep)	61
Tabla 2.10. Objetivos y prioridades.....	77
Tabla 3.1. Medidas del Plan	81
Tabla 3.2. Proyección de la contabilidad LULUCF según Reglamento (UE) 2018/841 de las emisiones/absorciones de CO ₂ -eq acumuladas en el periodo 2021-2030	126
Tabla 3.3. Objetivos de pobreza energética.....	192
Tabla 3.4. Interrelaciones entre políticas y medidas	208
Tabla 4.1. Análisis de sensibilidad del precio de la energía sobre el PIB en 2030. Escenario Objetivo respecto al Tendencial (M€)	225
Tabla 4.2. Análisis de sensibilidad del precio de la energía sobre el empleo neto en 2030. Escenario Objetivo respecto al Tendencial (miles)	225

ÍNDICE DE TABLAS (ANEXOS)

Tabla A.1. Proyección del PIB de España.....	229
Tabla A.2. Proyección de la población española	229
Tabla A.3. Proyección del número de viviendas.....	230
Tabla A.4. Porcentaje del valor añadido bruto total para España en el año 2030 que corresponde a cada uno de los sectores económicos	230
Tabla A.5. Precios internacionales de los combustibles fósiles.....	231
Tabla A.6. Proyección del coste del derecho de emisión de CO ₂	231
Tabla A.7. Fuentes de datos para la evolución de costes tecnológicos	232
Tabla A.8. Proyección de emisiones totales en el Escenario Tendencial	233
Tabla A.9. Proyección de emisiones totales en el Escenario Objetivo.....	234
Tabla A.10. Proyección de emisiones en los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión	234
Tabla A.11. Proyección de emisiones en los sectores difusos	235
Tabla A.12. Porcentaje de energías renovables sobre consumo energía final en Escenario Tendencial	236
Tabla A.13. Porcentaje de energías renovables sobre consumo energía final en Escenario Objetivo.....	236
Tabla A.14. Porcentaje de energías renovables en calor y frío.....	237
Tabla A.15. Porcentaje de energías renovables en el sector del transporte	238
Tabla A.16. Cumplimiento límites fijados en la Directiva 2018/2001 en el sector del transporte.....	239
Tabla A.17. Porcentaje de energías renovables en el sector de generación de energía eléctrica	239
Tabla A.18. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Tendencial.....	240
Tabla A.19. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo.....	241
Tabla A.20. Generación eléctrica bruta del Escenario Tendencial.....	243
Tabla A.21. Balance eléctrico del Escenario Tendencial.....	243
Tabla A.22. Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo	244
Tabla A.23. Balance eléctrico del Escenario Objetivo.....	244
Tabla A.24. Consumo primario de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Tendencial	246
Tabla A.25. Consumo primario de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Objetivo.....	246
Tabla A.26. Consumo final de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Tendencial.....	247
Tabla A.27. Consumo final de energía incluyendo usos no energéticos en el Escenario Objetivo	247
Tabla A.28. Consumo de energía final en el sector industrial (excluidos usos no energéticos). Escenario Tendencial	248
Tabla A.29. Consumo de energía final en el sector industrial (excluidos usos no energéticos). Escenario Objetivo	248
Tabla A.30. Consumo de energía final en el sector residencial (excluidos usos no energéticos). Escenario Tendencial	249
Tabla A.31. Consumo de energía final en el sector residencial (excluidos usos no energéticos). Escenario Objetivo.....	249
Tabla A.32. Consumo de energía final en el sector servicios y otros (excluidos usos no energéticos). Escenario Tendencial.....	250
Tabla A.33. Consumo de energía final en el sector servicios y otros (excluidos usos no energéticos). Escenario Objetivo	250
Tabla A.34. Consumo de energía final en el sector transporte (excluidos usos no energéticos). Escenario Tendencial	251
Tabla A.35. Consumo de energía final en el sector transporte (excluidos usos no energéticos). Escenario Objetivo	251

Tabla A.36. Intensidades energéticas de energía primaria y final en los escenarios Tendencial y Objetivo.....	252
Tabla A.37. Intercambios internacionales físicos mensuales por frontera*	254
Tabla A.38. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria. Escenario Tendencial (ktep)	255
Tabla A.39. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria. Escenario Objetivo (ktep)	256
Tabla A.40. Capacidad comercial de intercambio eléctrico.....	260
Tabla A.41. Evolución de potencia eléctrica de generación instalada España-Portugal.....	261
Tabla A.42. Ratio de interconexión eléctrica.....	261
Tabla A.43. Instalaciones de la red de transporte en España.....	264
Tabla A.44. Evolución de la red de transporte de 400 y $\leq$ 220 kV (km de circuito)	265
Tabla A.45. Elementos de control de tensión y energía reactiva en la red de transporte	265
Tabla A.46. Plantas de regasificación	269
Tabla A.47. Componentes del precio final medio de electricidad. Demanda peninsular. Precios en barras de central	270
Tabla A.48. Operaciones del mercado organizado de gas, MIBGAS	272
Tabla A.49. Cuotas de los operadores en mercado minorista de gas.....	274
Tabla A.50. Precio medio del gas natural doméstico e industrial por bandas de consumo.....	276
Tabla A.51. Subvenciones a la energía 2019	281
Tabla A.52. Inversiones programa INNVIerte en energía y medio ambiente	284
Tabla A.53. Parámetros, variables y balances del Escenario Tendencial	286
Tabla A.54. Parámetros, variables y balances del Escenario Objetivo.....	289
Tabla A.55. Emisiones de gases de efecto invernadero por gas (desglosado en RCDE UE y sectores de reparto del esfuerzo)	292
Tabla B.1. Periodos temporales. Distribución anual.....	298
Tabla B.2. Periodos temporales. Distribución diaria del número de horas	298
Tabla B.3. Periodos temporales. Franjas horarias.....	298
Tabla B.4 Elasticidades precio (propias y cruzadas) y elasticidades del ingreso.....	326
Tabla C.1. Tabla resumen de los principales elementos de la lucha contra el cambio climático en España.....	329
Tabla D.1. Precios de combustible y de emisiones CO ₂ considerados para horizonte 2025 y 2030.....	336
Tabla D.2. Factores de emisiones por tecnologías. TYNDP 2018.....	337
Tabla D.3. Horas de funcionamiento anuales por tecnología.....	339
Tabla D.4. Valores de demanda Escenario Tendencial MITECO H2025 y H2030.....	339
Tabla D.5. Valores de demanda eléctrica Escenario Objetivo MITECO H2025 y H2030	339
Tabla D.6. Potencia instalada Escenario Tendencial MITECO H2025 y H2030.....	340
Tabla D.7. Potencia instalada Escenario Objetivo MITECO H2025 y H2030	341
Tabla D.8. Valores de interconexión España-Francia, España-Portugal y España-Marruecos	342
Tabla D.9. Resultados comparados escenarios Tendencial y Objetivo H2025 del PNIEC	343
Tabla D.10. Resultados comparados escenarios Tendencial y Objetivo H2030 del PNIEC	347
Tabla D.11. Resultados del análisis probabilístico de la cobertura. Escenario Objetivo 2030. Caso Base. España	355
Tabla D.12. Indisponibilidades simultaneas programadas	357
Tabla E.1. Interacciones entre el PNIEC y los ODS.....	361
Tabla F.1. Consumo de energía final para los años 2016, 2017 y 2018 y promedio (ktep).....	364
Tabla F.2. Medidas de eficiencia energética para el período 2021-2030 (ktep).....	365
Tabla F.3. Programas de actuación con cargo al FNEE (2021-2030)	371
Tabla F.4. Programas de actuación alternativos (2021-2030)	373
Tabla F.5. Medidas fiscales previstas en el PNIEC para el periodo 2021-2030	374
Tabla G.1. Clasificación de los comentarios en las distintas dimensiones.....	377
Tabla G.2. Eventos de presentación y debate sobre el borrador inicial del PNIEC.....	377

**PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA
2021-2030**

20 de enero de 2020

