BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030

BORRADOR DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030

Febrero de 2019

ÍNDICE

1 SÍNTESIS Y PROCESO DE ELABORACIÓN DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA..9

1.1 RESUMEN EJECUTIVO....9
1.2 PANORAMA DE LA SITUACIÓN POLÍTICA ACTUAL....21

2 OBJETIVOS GENERALES Y OBJETIVOS ESPECÍFICOS NACIONALES....34

2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN....34
2.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA....44
2.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA....50
2.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA....53
2.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD....56

3 POLÍTICAS Y MEDIDAS....64

3.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN....64
3.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA....96
3.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA....123
3.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA....130
3.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD....137

4 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS DEL PLAN....145

ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES: ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO. 161

ANEXO B. MODELOS UTILIZADOS EN EL PNIEC....220

ANEXO C. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA....256

ANEXO D. ESTUDIOS DE LOS ESCENARIOS TENDENCIAL Y OBJETIVO PARA EL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA. HORIZONTE 2025 Y 2030 – RED ELECTRICA DE ESPAÑA....265

ANEXO E. CONTRIBUCIÓN DEL PLAN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030....283

Presentación

El marco de la política energética y climática en España está determinado por la Unión Europea (UE), que, a su vez, se encuentra condicionada por un contexto global en el que destaca el Acuerdo de París, alcanzado en 2015 y que supone la respuesta internacional más ambiciosa hasta la fecha frente al reto del cambio climático. La Unión ratificó el Acuerdo en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de ese año. España hizo lo propio en 2017, estableciendo con ello el punto de partida para las políticas energéticas y de cambio climático en el horizonte próximo.

Asimismo, en 2016, la Comisión Europea presentó el denominado "paquete de invierno" "*Energía limpia para todos los europeos"* (COM2016 860 final) que se ha desarrollado a través de diversos reglamentos y directivas. En ellos se incluyen revisiones y propuestas legislativas sobre eficiencia energética[1], energías renovables[2], diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía[3], todo ello con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, aumentar la proporción de renovables en el sistema y mejorar la eficiencia energética en la Unión en el horizonte 2030.

Este nuevo marco normativo y político aporta certidumbre regulatoria y genera las condiciones de entorno favorables para que se lleven a cabo las importantes inversiones que se precisa movilizar. Además, faculta a los consumidores europeos para que se conviertan en actores activos en la transición energética y fija objetivos vinculantes para la UE en 2030[4]:

- 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, para toda la UE.
- 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 hoja de ruta hacia una descarbonización sistemática de la economía con la intención de convertir a la **Unión Europea en neutra en carbono en 2050**[5].

Además de responder a este marco de referencia, el Gobierno de España entiende que la posición comprometida hacia el cambio climático es un ejercicio de responsabilidad desde las políticas públicas, no sólo a nivel estatal sino también a nivel regional en donde muchas de las Comunidades Autónomas han emprendido también políticas ambiciosas en materia de cambio climático. La actitud proactiva hacia la correspondiente transición energética y descarbonización de la economía es, asimismo, la mejor manera de posicionar a nuestro país para adaptarse a un

[1] 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.

[2] 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.

[3] 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 Directiva 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.

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

[5] 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".

cambio ineludible que ya está ocurriendo en el ámbito internacional. Para ello es preciso garantizar la predictibilidad del proceso de transformación al objeto de garantizar que se dirige hacia la preservación del bien común, garantizando, en especial, la protección solidaria hacia los más vulnerables. En otras palabras, es imprescindible generar y desplegar instrumentos de planificación estratégica que otorguen sentido de dirección, flexibilidad y gestionabilidad, a la transición energética y descarbonización de la economía a la que nos dirigimos, y de esa manera capturar el máximo de oportunidades de desarrollo económico y generación de empleo.

Dentro del mencionado "paquete de invierno" de la UE, el Reglamento de Gobernanza establece el procedimiento de planificación necesario para cumplir los objetivos y metas de la UE, así como garantizar la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada por la Unión y sus Estados miembros a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) y del Acuerdo de París. En ese sentido, la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC), así como la Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050).

El Borrador de Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 presentado por cada Estado miembro sirve a la Comisión para determinar el grado de cumplimiento de los objetivos de la Unión en su conjunto. El Reglamento de Gobernanza define el proceso iterativo estructurado entre la Comisión y los Estados miembros, con vistas a la finalización de los Planes en 2019 y su posterior aplicación, proceso que incluye asimismo la necesidad de llevar a cabo informes de progreso cada dos años.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. El Plan emite, asimismo, las señales necesarias para proporcionar certidumbre y sentido de dirección a todos los actores.

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

España presenta este Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 con el objetivo de avanzar en la descarbonización, sentando unas bases firmes para consolidar una trayectoria de neutralidad en carbono de la economía en el horizonte 2050. Cabe recordar, en ese sentido que, en nuestro país, tres de cada cuatro toneladas de GEI se originan en el sistema energético, por lo que su descarbonización es un elemento central sobre la que debe desarrollarse la transición energética. Además, el Plan irá acompañado de 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 impulsada por este Plan. Por otra parte, dado el reparto competencial en España, será imprescindible la coordinación con las Comunidades Autónomas y la implicación activa por parte de las mismas para garantizar el cumplimiento de los objetivos de este Plan.

La ejecución de este Plan Nacional Integrado de Energía y Clima transformará de manera notable el sistema energético de España hacia una mayor autosuficiencia energética sobre la base de aprovechar de manera sistemática y eficiente el potencial renovable, particularmente, el solar y

el eólico. Esta transformación incidirá de manera positiva en la seguridad energética nacional al hacer a nuestro país menos dependiente de unas importaciones cuya factura económica anual no sólo es muy abultada, sino que está sometida a los vaivenes geopolíticos y volatilidades en los precios propios de estos mercados.

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 gran inversión prevista en energías renovables eléctricas y térmicas, y 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.

Finalmente, destacar que el impulso al despliegue de las energías renovables, la generación distribuida y la eficiencia energética que promueve este Plan Nacional Integrado de Energía y Clima se caracteriza por estar anclado al territorio. En consecuencia, su ejecución generará importantes oportunidades de inversión y empleo para las regiones y comarcas de nuestro país que presentan en la actualidad mayores índices de desempleo y menores niveles de desarrollo económico.

En este sentido, serán especialmente relevantes las oportunidades industriales, económicas y de empleo que en el despliegue del presente Plan Nacional Integrado de Energía y Clima se identifiquen y promuevan en aquellas comarcas y regiones más afectadas por la transición energética y la descarbonización de la economía.

1 SÍNTESIS Y PROCESO DE ELABORACIÓN DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA

1.1 RESUMEN EJECUTIVO

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

- 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,6% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

En el 2050 el objetivo es alcanzar la neutralidad climática, con la reducción de al menos un 90% de nuestras emisiones de GEI y en coherencia con la Comunicación Europea. Además de alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2050.

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,** para lo que se pretende conseguir un grado de mitigación de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) en esa fecha del 90% respecto a 1990.

En esa dirección, el objetivo del Plan 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 21%. Los sectores difusos (residencial, transporte, agricultura, residuos, gases fluorados e industria no sujeta al comercio de emisiones) contribuyen con una mitigación en 2030 del 38% 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 60% con respecto a 2005.

Clarificar que la senda trazada para el cumplimiento de los objetivos fijados para el 2030 se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste eficiencia. La modelización energética realizada para alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado Energía Clima (PNIEC), tiene en cuenta la previsible evolución en el tiempo de las prestaciones y costes de todas las tecnologías, y se fundamenta en la premisa de la maximización coste-eficiente de las trayectorias de despliegue de las diferentes tecnologías respetando las condiciones de contorno establecidas con el objetivo de cumplir los objetivos de las cinco dimensiones del PNIEC.[6]

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 son asimismo importantes las emisiones de gases de efecto invernadero que se generan fuera del sistema energético y a las que el PNIEC dedica una gran atención.

[6] Específicamente en el sector de la generación eléctrica, el modelo Times Sinergia parte del parque de generación existente en el año base y a partir de ahí satisface la demanda eléctrica del resto de sectores buscando el óptimo económico del global del sistema energético, en el horizonte considerado, 2030. Para ello instala nueva capacidad de generación teniendo en cuenta todos los costes y características operativas relacionadas con las diferentes tecnologías consideradas (para una explicación detallada del modelo, ver el anexo B).

Las medidas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021-2030, consiguen que las emisiones totales brutas de GEI pasen de los 327,4 $MtCO_2$-eq previstos para el año 2020 a los 226,7 $MtCO_2$-eq en 2030. Los sectores de la economía que, en cifras absolutas, reducen más emisiones en ese período son los de generación eléctrica (**44 $MtCO_2$-eq**) y movilidad y transporte (**28 $MtCO_2$-eq**), a los que se suman la industria (combustión)[7] y el sector residencial, comercial e institucional, con disminuciones adicionales de **7 $MtCO_2$-eq** en cada uno de ellos. Esos cuatro sectores considerados de forma conjunta representan el 86% de la reducción de emisiones en el período 2021-2030.

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 tCO_2-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 serias dificultades para ser competitivas frente a otras tecnologías en un entorno muy condicionado por la respuesta europea al cambio climático, en el que el coste del CO_2 tenderá a ser cada vez más elevado. En cualquier caso, no es descartable que se mantenga parte de la potencia instalada allí donde se han acometido inversiones para cumplir con el marco comunitario y por prudencia contable este dato queda reflejado en la tabla relativa a la evolución de la potencia instalada de energía eléctrica. Al mismo tiempo, la disminución disruptiva 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, lo que hace virtualmente inevitable un escenario sin carbón en la generación eléctrica en el mencionado horizonte 2030.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de **157 GW**, de los que 50 GW serán energía eólica; 37 GW solar fotovoltaica; 27 GW ciclos combinados de gas; 16 GW hidráulica; 8 GW bombeo; 7 GW solar termoeléctrica; y 3 GW nuclear, así como cantidades menores de otras tecnologías. El total de la potencia instalada de renovables para 2025 y 2030 queda comprometido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. 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 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 presentadas en este Plan.

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, destaca el alza de las tecnologías de bombeo y baterías con una potencia adicional de **6 GW**, aportando una mayor capacidad de gestión a la generación.

El Anexo D del Plan presenta, por su parte, los resultados de las simulaciones del despacho de generación, tanto del Escenario Tendencial como del Escenario Objetivo, realizadas por Red

[7] Industria-Procesos es el único sector de la economía que aumenta sus emisiones (7%) en el período del Plan.

Eléctrica de España (REE). Si bien el coste medio marginal[8] no debe interpretarse como un precio, 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 18,5% en el año 2030. Se produce un ahorro en el sistema eléctrico de 1.758 millones € (M€) en 2030 respecto al Escenario Tendencial. Adicionalmente, en 2030, las emisiones de CO_2 en el sector eléctrico bajan respecto al Escenario Tendencial en 21 millones de toneladas de CO2 ($MtCO_2$-eq).

Es importante destacar que el incremento de la capacidad de generación renovable prevista en este Plan solo será viable con la implicación activa y la plena colaboración de las Comunidades Autónomas, competentes en ordenación del territorio, así como la elaboración de normas adicionales de gestión en materia 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.

El sector de la movilidad-transporte aporta en el año 2017 el 26,1% de las emisiones. Con la reducción de 28 Mt CO2 equivalente, se consigue una reducción del 35%. 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**, el período contemplado por el Plan es la generalización en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes de la delimitación de zonas centrales 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 el 22% por medio de la electrificación (**5 millones de vehículos eléctricos en 2030**) y el uso de biocarburantes avanzados.

Asimismo, y 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 0gCO_2/km**. A tal efecto, se trabajará con el sector y se pondrán en marcha medidas que faciliten la penetración de estos vehículos, que incluirán medidas 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 automoción se pueda posicionar de manera flexible e inteligente ante la ineludible transición europea e internacional hacia los vehículos no emisores.

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 positivo 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, una mayor flexibilidad y una mayor participación de la ciudadanía en el sistema energético, así como medidas específicas de apoyo en aquellos ámbitos donde resulte necesario. Es el resultado, asimismo, (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.

[8] No incluye sistemas extra-peninsulares.

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

- Generación eléctrica: se incrementa de 9.793 a 20.988 ktep.
- Bombas de calor: aumenta de 650 a 4.076 ktep.
- Residencial: aumenta de 2.607 a 3.123 ktep.
- Industria: aumenta de 1.721 a 2.585 ktep.
- Transporte (biocarburantes): evoluciona de 2.283 a 1.568 ktep.
- Servicios y otros: aumenta de 355 a 596 ktep.
- Agricultura: se incrementa de 94 a 278 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.

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 de los sumideros. Respecto a los sectores difusos, propone para los sectores no energéticos medidas que permiten 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 contribución al objetivo de mitigación de emisiones a 2030.

Eficiencia energética

El presente PNIEC asume como objetivo de mejora de la eficiencia energética el formulado por la Directiva de Eficiencia Energética del 32,5%, si bien en las proyecciones del Escenario Objetivo del Plan la reducción del consumo de energía primaria —con respecto al escenario tendencial europeo Primes que sirve de referencia para la fijación de este objetivo— es del **39,6% en 2030**, de manera que el consumo de energía primaria no supera los **98,2 Mtep** en ese año[9].

La reducción de los consumos de energía primaria propuesta en este Plan equivale a un **1,9%** anual desde 2017 que, ligado a un incremento previsto del Producto Interior Bruto (PIB) en ese mismo periodo del **1,7%,** arroja una **mejora de la intensidad energética primaria del 3,6% 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

[9] Usos no energéticos excluidos.

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 ejerzan su responsabilidad de manera proactiva en el ámbito del ahorro y la eficiencia energética. Así, el Plan 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 m^2/año en la Administración General del Estado. Anima, asimismo y de acuerdo con la Directiva de Eficiencia Energética, 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 logrará un objetivo de ahorro energético mucho más ambicioso.

Esa posición proactiva y responsable del sector público se completa con 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).

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 y dificultades tecnológicas, 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 o 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 **103 Mtep[10], de los que 63 Mtep serán combustibles fósiles**. En consecuencia, renovables, eficiencia y reducción de importaciones bajarán el grado de dependencia del exterior del **74% en 2017 al 59% en 2030**, lo que además de mejorar la seguridad energética nacional tendrá un impacto muy favorable sobre la balanza comercial energética de nuestro país.

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.

[10] Incluidos los consumos de energía para usos no energéticos.

- 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 gas.
- Desarrollar la Estrategia de Seguridad Nacional, a través del recientemente creado Comité Especializado de Seguridad Energética.
- Adaptarse al nuevo reglamento europeo sobre la preparación frente a los riesgos en el sector de la electricidad.
- Mejorar los distintos planes preventivos y de emergencias en el ámbito del suministro eléctrico, gasista y de derivados petrolíferos.

Mercado interior de la energía

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 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 extra-peninsulares 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).

Finalmente, el Plan tiene en cuenta la nueva **Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética** en la que se está trabajando actualmente y que estará disponible en abril de este año (Real Decreto-ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los

consumidores, de 5 de octubre). Esta Estrategia se configura como un instrumento que permite 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 un ámbito sobre investigación, innovación y competitividad en el que ocupa un papel principal el **Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan)**, que ha sido desde 2007 el pilar de I+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 captura, almacenamiento y uso de carbono.

En España, es el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades el departamento de la Administración General del Estado encargado de la ejecución de la política del Gobierno 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 y coordinar a los agentes implicados. Junto con el Ministerio participan en este desempeño:

- La Agencia Estatal de Investigación, 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 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:
  - 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 *off-shore*, 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. En ese sentido, es importante promover el desarrollo de un sistema nacional de fabricación de estos equipos, para lo que harán falta inversiones en I+i+c.
  - Almacenamiento térmico para 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.
- Captura, almacenamiento y uso de carbono.

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

Un aspecto importante de la transición energética vertebrada por este Plan Nacional es la oportunidad económica y de empleo que supone para nuestro país, tal y como pone de manifiesto el análisis de impacto del PNIEC (ver capítulo 4).

El estudio de evaluación realizado diferencia entre un Escenario Tendencial (con un nivel de aumento de las emisiones de GEI en 2030 del +10% respecto a 1990), y un Escenario Objetivo (con las medidas adicionales del Plan) en el que la reducción de emisiones alcanza el 20% respecto a 1990. Es el impacto de estas medidas adicionales el que se analiza en el estudio de evaluación. Los principales resultados de la misma son los siguientes.

Las inversiones totales para lograr los objetivos del Plan alcanzan los 236.124 M€ entre 2021 y 2030. De esta cantidad, 195.310 M€ son inversiones adicionales con respecto al Escenario Tendencial. Las inversiones totales se distribuyen en:

- Inversiones en ahorro y eficiencia: 37% (86.476 M).
- Renovables: 42% (101.636M)
- Redes y electrificación de la economía: 18% (41.846M).
- Difusos no energéticos y otras eléctricas: 3% (6.166M).

De acuerdo con el estudio realizado, **el 80% de la inversión será realizada por el sector privado y sólo el 20% por el público**.

El PNIEC generará un **aumento del PIB, respecto al Escenario Tendencial, entre 19.300-25.100 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 importante disminución de la factura energética del país, por otro.

El efecto sobre el empleo del Plan respecto al Escenario Tendencial (sin PNIEC) presenta un importante saldo positivo todos los años a lo largo de la década alcanzando **364.000 empleos adicionales en 2030**.

Respecto a la balanza comercial, el Plan propicia un **ahorro acumulado en importaciones de combustibles fósiles entre 2021-2030 de 75.379 M€**, respecto del Escenario Tendencial.

En el caso de los impactos distributivos **las medidas favorecen a los hogares de menor renta y, especialmente, a los colectivos vulnerables**. En la evaluación del impacto económico del Plan 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 vulnerables, ya que 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** 2.222 **muertes prematuras** con respecto al Escenario Tendencial (sin políticas adicionales), con los correspondientes importantes cobeneficios económicos en términos de salud pública.

Proceso para la elaboración del Plan

La estrategia que ha puesto en marcha España en la preparación de este PNIEC, 2021-2030, tiene como punto de partida la decisión del nuevo Gobierno formado en junio de 2018 de integrar en un mismo ministerio, por primera vez en la historia de este país, los ámbitos de energía, cambio climático y medio ambiente. De esa manera se han sentado las bases de gobernanza institucional para conjugar de manera coherente los objetivos y las políticas de energía y cambio climático bajo una misma visión estratégica. 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 en 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 irá acompañado de 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.

En cuarto lugar, se ha buscado 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 fomentará la coordinación con las CCAA a través de la **Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático**, a lo largo de 2019 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 han mantenido numerosas reuniones con entidades empresariales, organizaciones sociales y medioambientales, así como con las empresas más relevantes del sistema energético. Se prevé, asimismo, llevar a cabo un proceso de información y participación abierto a la ciudadanía coincidiendo con el envío del Plan a la Comisión Europea. Además, a lo largo de 2019, se llevará a cabo la **Evaluación Ambiental Estratégica del Plan** y se abrirá una segunda fase en el proceso de consulta pública.

En séptimo lugar, el Plan Nacional en su primer ámbito, Descarbonización, está enfocado en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la economía. Ahora bien, el Plan está asimismo 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). En ese sentido, la aspiración climática de nuestro país y su incidencia en una mayor ambición por parte de la Unión Europea y la comunidad internacional tendrá un efecto positivo indirecto sobre la preservación de los sistemas naturales y la biodiversidad. Al mismo tiempo, a la hora de desplegar los importantes desarrollos de tecnologías renovables previstos en el Plan, 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.

En octavo lugar, uno de los riesgos que más preocupan 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. 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 CO_2 (EU-ETS) y en el periodo 2013-2020 recibieron una cuota más alta de derechos gratuitos que las demás instalaciones industriales. Las instalaciones de sectores expuestos a un riesgo significativo de fuga de carbono pueden recibir derechos gratuitos para el 100% de su volumen de producción.

Recientemente, y dentro del Marco sobre Clima y Energía 2030, la Comisión Europea ha elaborado una nueva lista actualizada de sectores expuestos 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 las políticas climáticas, siempre y cuando estos programas cumplan con la normativa europea y tengan el visto bueno de la Comisión. En este sentido, y aunque la protección a estos sectores incluidos en el UE-ETS está regulada a nivel de la Unión Europea, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021-2030, defiende que el avance hacia estándares elevados en el ámbito regulatorio o fiscal en Europa exige el establecimiento de medidas, en particular por lo que respecta a las importaciones, **que garanticen que no se producirá un desplazamiento de las emisiones hacia otras regiones** (*carbon leakage*) así como un terreno de competencia equitativo para las empresas en el ámbito global.

En noveno 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 incorporación de la mujer al sector de las energías renovables es más que una oportunidad, una necesidad.

En décimo lugar, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 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 Ministerio para la Transición Ecológica (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 Red Eléctrica de España (ver anexo D). El grupo de trabajo se ha reunido una o dos veces por semana durante los siete meses dedicados a la preparación del Plan.

Contexto político, económico, medioambiental y social del Plan Nacional

Durante los últimos años, España ha retomado una senda de crecimiento económico. Esta recuperación se ha reflejado en 2018 por quinto año consecutivo. El PIB creció ese año un 2,6%, tasa ligeramente inferior a las observadas en años anteriores. No obstante, los avances en la reducción del endeudamiento externo y, sobre todo, en la deuda pública son todavía modestos y esta persistencia representa un elemento de vulnerabilidad, si bien el Gobierno mantiene una previsión de incremento del PIB para este año 2019 del 2,2%.

El esfuerzo para consolidar y mejorar lo alcanzado es significativo. Por ejemplo, el sistema financiero ha de afrontar todavía retos socioeconómicos importantes. El envejecimiento poblacional supone, asimismo, un desafío de primer nivel para la sostenibilidad de las finanzas públicas, ya que las estimaciones más recientes apuntan hacia un incremento del gasto en las próximas tres décadas, con un máximo de 3,5 puntos del PIB hacia 2050. Otro de los factores que limita el crecimiento de la economía española es el elevado desempleo estructural (el que persiste en colectivos como las personas jóvenes, las más mayores, y las de menor nivel de cualificación). Aunque la expansión económica está permitiendo un rápido crecimiento del empleo y una reducción significativa de la tasa de paro, ésta continúa presentando niveles muy elevados, en torno al 15% en la actualidad.

Por su parte, los precios finales de la energía eléctrica han conocido incrementos significativos en los últimos meses, derivados de los elevados precios de las materias primas (gas natural, petróleo, carbón) en los mercados internacionales, así como del incremento en la cotización de

los derechos de emisión de CO_2 (asociado a la política climática de la UE en el contexto del Acuerdo de París). Así, a modo de ejemplo, los precios de la electricidad en el mercado mayorista ibérico registraron en septiembre de 2018 un valor medio de 71,35 €/MWh, acercándose al máximo histórico mensual alcanzado en 2006 de 73,14 €/MWh.

Finalmente, y por lo que respecta a las emisiones de GEI, las de la Unión Europea han ido decreciendo progresivamente, llegando a alcanzar en 2017 un nivel 23% inferior al de 1990, mientras que en España, a pesar de que las emisiones se han reducido un 25% con respecto a los niveles más elevados registrados en 2007, su nivel fue al finalizar 2017 un 18% superior al del año de referencia, 1990.

1.2 PANORAMA DE LA SITUACIÓN POLÍTICA ACTUAL

1.2.1 Sistema energético de la Unión Europea y nacional. Contexto político del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El marco de la política 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 que ha supuesto la respuesta política internacional más ambiciosa hasta el momento frente al reto del cambio climático. Es bien sabido que el objetivo central del mencionado Acuerdo es contener el aumento de la temperatura media global de la superficie de la Tierra por debajo de los 2ºC respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, realizando esfuerzos para limitarlo a 1,5ºC[11]. 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 dicha entrada en vigor se estableció el punto de partida para las políticas energéticas y de cambio climático en el horizonte próximo.

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 interno aplicable al conjunto de la economía, consistente en 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 (renovables), eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior y I+i+c), la Comisión Europea elaboró una serie de propuestas normativas presentadas en 2015 y 2016:

- Revisión del marco legislativo del RCDE UE 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 al 2030 (propuesta de Reglamento Europeo).
- El conjunto de propuestas conocido como "paquete de invierno" (**Energía limpia para todos los europeos;** COM2016 860 final) 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 de forma que el nuevo marco normativo aporta certidumbre regulatoria y condiciones

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

favorables para que se lleven a cabo las inversiones, faculta a los consumidores europeos para que se conviertan en actores plenamente activos en la transición energética y fija objetivos vinculantes para la UE en 2030[12]:

- 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, para toda la UE.
- 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 de suministro, así como la reducción de importación de energía. En el caso de España, dada la preponderancia de los combustibles fósiles en el mix energético nacional, el sistema energético se caracteriza por una elevada dependencia energética, ya que alcanza el 74%, muy por encima de la media de la UE (54%). Así, en el año 2017, el saldo neto del comercio exterior de energía fue desfavorable a nuestro país en 20.000 M€. 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%. 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 sistemática de la economía con la intención de convertir a la Unión Europea en neutra en carbono en 2050.

Por lo que se refiere al análisis de la demanda final de energía por sectores en España[13] señalar que en 2017 el transporte fue el sector con mayor consumo de energía, un 40% de la demanda final total. La demanda del sector industrial fue del 24%. La categoría denominada “usos diversos”, que incluye los sectores “residencial, servicios y agricultura”, alcanzó el 33% del total.

Por su parte, la generación eléctrica ese año, 2017, tuvo una procedencia de recursos renovables del 32%. Dentro de la producción eléctrica renovable, destacaron la eólica (18%) y la hidroeléctrica (7%). El resto provino de aportaciones de fotovoltaica, solar termoeléctrica y biomasa, principalmente.

Señalar, asimismo, que según los datos del balance provisional de energía de 2017 se confirma la continuidad del crecimiento de consumo de energía. Se consolida así el cambio de tendencia iniciado en 2014, tras siete años consecutivos marcados por la reducción de la demanda.

Se ha constatado, finalmente, una mejora de la intensidad energética final (consumo de energía por unidad económica generada), con una reducción del 0,8% en 2017 con relación a 2016.

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

[13] Los datos que figuran a continuación son provisionales ya que en el momento de redactar este documento borrador del Plan no está disponible aún el Balance Energético de España de 2017 en su versión definitiva. Dichos datos se actualizarán, si fuese el caso, para la versión final del PNIEC, 2021-2030, que se entregará a la Comisión Europea antes de terminar el año 2019.

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 actualidad 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 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.[14, 15]
- Información sobre acciones en el sector del uso de la tierra, cambio de uso de la tierra y selvicultura en España.[16]
- 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 selvicultura de España.[17]
- Plan nacional de adaptación al cambio climático.[18]
- Tercer programa de trabajo del Plan nacional de adaptación al cambio climático.[19]

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.

[14] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/Hoja%20de%20Ruta%202020_tcm30-178253.pdf
[15] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/HojaRuta2020_Fichas_tcm30-178314.pdf
[16] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/acciones_lulucf_espana_def_tcm30-178767.pdf
[17] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/informe_progreso_utucts_es_2017_tcm30-178397.pdf
[18] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/pna_v3_tcm7-12445_tcm30-70393.pdf
[19] https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/3PT-PNACC-enero-2014_tcm30-70397.pdf

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-CO_2) 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 desarrollan esta ley. 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%** en ese mismo año, superando así los objetivos mínimos obligatorios establecidos para España en la Directiva de Energías Renovables.

En nuestro país, la normativa relativa al fomento de las energías renovables ha sufrido numerosos cambios en los últimos años. En 2013 se promulgaron medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, buscando contener el creciente déficit tarifario. Entre esas medidas se encontraban una importante reforma del sector eléctrico y un mandato al Gobierno para aprobar un nuevo régimen jurídico y económico para las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Todo ello produjo una reducción de la retribución de estas tecnologías, desacelerando su desarrollo de forma abrupta. 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 toda la potencia instalada renovable

otorgada en las últimas subastas, evitando el proceso burocrático que hubiese obstaculizado lograr el objetivo del 20,8% 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, con las nuevas medidas se reconoce el derecho a autoconsumir electricidad sin cargos, el derecho al autoconsumo compartido por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala y se simplifican los procedimientos administrativos para las instalaciones de pequeña potencia. Todo ello con el objetivo de 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 Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) del 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 ha logrado 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).

El FNEE, 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.

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**[20], que cuenta con diferentes piezas legislativas. Es el caso del Código Técnico de la Edificación[21] (CTE), el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios[22] (RITE) o el Sistema de Certificación Energética de Edificios,[23] entre otros. 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 también 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. Complementariamente, han 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.

[20] ERESEE 2014, como desarrollo del artículo 4 de la Directiva de Eficiencia Energética.

[21] Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo.

[22] 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.

[23] Real Decreto 235/2013, de 5 de abril.

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

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. Así, por ejemplo, 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 industrial; adicionalmente, han existido y existen programas de ayudas a PYME y gran empresa que, financiados con el presupuesto del Fondo Nacional de Eficiencia Energética, 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, con el fin de reducir el consumo de energía final.

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, 74% 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 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 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). Se considera producción interior no sólo la de los yacimientos de hidrocarburos, sino también la inyección de biogás a la red de transporte.
- 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 60% de las importaciones se realizaron a través de gasoducto, frente a un 40% 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. En otras palabras, España cuenta con uno de los niveles más altos de diversificación de proveedores de gas y petróleo en Europa.

Señalar, asimismo, 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 su Conferencia Ministerial en Italia (1 de diciembre de 2017), se aprobaron tres nuevas plataformas energéticas: una destinada al mercado de gas, otra 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.

Con respecto a las interconexiones nacionales, destacar que, como complemento a las ya existentes entre la isla de Mallorca y la península, desde diciembre de 2018 se encuentra en servicio la interconexión Mallorca-Ibiza (doble enlace 132 kV, Torrente-Santa Ponsa), que da lugar a la unión de los dos subsistemas eléctricos actuales Mallorca-Menorca e Ibiza-Formentera, permitiendo su operación conjunta, lo que redunda en una mayor integración de las energías renovables en el sistema balear.

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 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 el único país de la Europa continental 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.

Finalmente, y con respecto al transporte de hidrocarburos, al no existir regulación específica para la planificación de la red básica de gas natural, la planificación de su red se ha realizado estos últimos años de manera conjunta a la de electricidad. En 2018, y siguiendo el criterio establecido por la Audiencia Nacional en sus sentencias de 31 de octubre de 2012, las partes vinculantes de ambas planificaciones son ya independientes.

Por último, 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.

Investigación, innovación y competitividad

El Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades es el departamento de la Administración General del Estado encargado de la ejecución de la política del Gobierno 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+i+c 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+i+c «**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, que como 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, son en esencia grandes retos globales de la sociedad.

Uno de los objetivos de la EECTI es guiar las actividades de I+i+c, incluyendo la investigación funda- mental 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 sos- tenible; 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 Ministerio, 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 todo este proceso tiene un papel principal el **Plan estratégico de tecnología energética** (SET Plan). Así en septiembre de 2015 la Comunicación de la Comisión **“SET-Plan integrado: Acelerar**

la transformación del sistema energético europeo", 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+I. CDTI financia en este caso vía subvenciones en una convocatoria competitiva. Fechas de cierre establecidas;
- ERANETs-cofund, con posibilidad de participación de distinto tipo de entidades, que se financiarían 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 Ministerio 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 **Agencia Estatal de Investigación** (AEI), dependiente de la Secretaria de Estado de Universidades, Investigación, Desarrollo e Innovación del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, 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 **Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial** (CDTI), Entidad Pública Empresarial dependiente de la Secretaría de Estado de Universidades, Investigación, Desarrollo e Innovación del Ministerio Ciencia, Innovación y Universidades, 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 Centro de Investigaciones Energéticas y Tecnológicas (CIEMAT)**, adscritos directamente a la Secretaría General de Coordinación de Política Científica del Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

Dentro de las actuaciones de la Agencia Estatal de Investigación 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+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 y abierta a todos los agentes de la cadena de valor de la I+i+c 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 OBJETIVOS ESPECÍFICOS NACIONALES

2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

Tal y como se ha señalado, el objetivo de España a largo plazo, 2050, es convertirse en un país **neutro en carbono**, para lo que se ha fijado el objetivo vinculante 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 $MtCO_2$-eq emitidos en 2017, a los 226,7 $MtCO_2$eq en el año 2030**, lo que implica retirar aproximadamente la tercera parte de las emisiones actuales en los próximos doce años.

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 pasan de los 327,4 $MtCO_2$-eq previstos para el año 2020, a los 226,7 $MtCO_2$-eq en 2030. Los sectores de la economía que, en cifras absolutas, reducirán más sus emisiones en ese periodo son los siguientes:

- Generación eléctrica, 44 $MtCO_2$-eq
- Movilidad y transporte, 28 $MtCO_2$-eq
- Residencial, comercial e institucional, 7 $MtCO_2$-eq.

Tabla 2.1. Evolución de las emisiones (miles de toneladas de CO_2 equivalente)

Años	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	85.722	74.638	57.695
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	63.518	27.203	19.650
Sector industrial (procesos de combustión)	45.099	68.598	40.462	40.499	37.246	33.530
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.509	22.026	22.429
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	26.558	23.300	19.432
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.086	10.791
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.898	9.650
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.247	11.607	10.968
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	721	568	543
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	14.169	13.701	13.259
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.715	4.419	4.254
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.231	1.283	1.316
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	327.443	266.343	226.737

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

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

La descarbonización prevista en el sector eléctrico reduce las emisiones en **44 $MTCO_2$** 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**. Ahora bien, es importante precisar que muy posiblemente, nueve de las quince centrales térmicas de carbón existentes en la actualidad, 2019, no estarán 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 únicamente seis centrales térmicas de carbón.

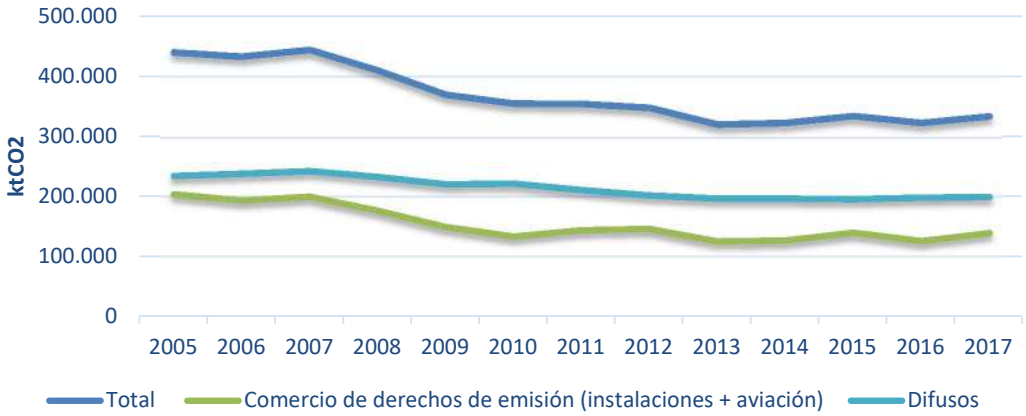
Según las previsiones del Plan, para 2030 las centrales térmicas de carbón **dejarán de ser competitivas** dado el precio previsto de la tonelada de CO_2 en el sistema europeo de compra venta de emisiones, 35 €/t. Al mismo tiempo, la disminución disruptiva de los costes de las renovables de generación eléctrica está alterando de forma importante las premisas de rentabilidad de las diferentes tecnologías, lo que hace virtualmente inevitable la desaparición de la generación eléctrica con carbón para 2030. En cualquier caso, no es descartable que se mantenga parte de la potencia instalada allí donde se han acometido inversiones para cumplir con el marco comunitario y por prudencia contable este dato queda reflejado en la tabla relativa a la evolución de la potencia instalada de energía eléctrica en el año 2030 (tabla 2.2). En todo caso, la transición en el sector tendrá que ser 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 del sector eléctrico será el resultado de la importante penetración de tecnologías renovables prevista en el Plan, que irán sustituyendo de forma masiva a 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 **28 Mt CO_2-eq**. Este resultado es consecuencia, sobre todo, del importante desplazamiento modal desde el vehículo de combustión convencional hacia el transporte público, el compartido y los modos no emisores, y como resultado de la generalizada **delimitación de zonas centrales 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 esa medida 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.

El análisis de la descarbonización 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 CO_2-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(ktCO$_2$-eq)



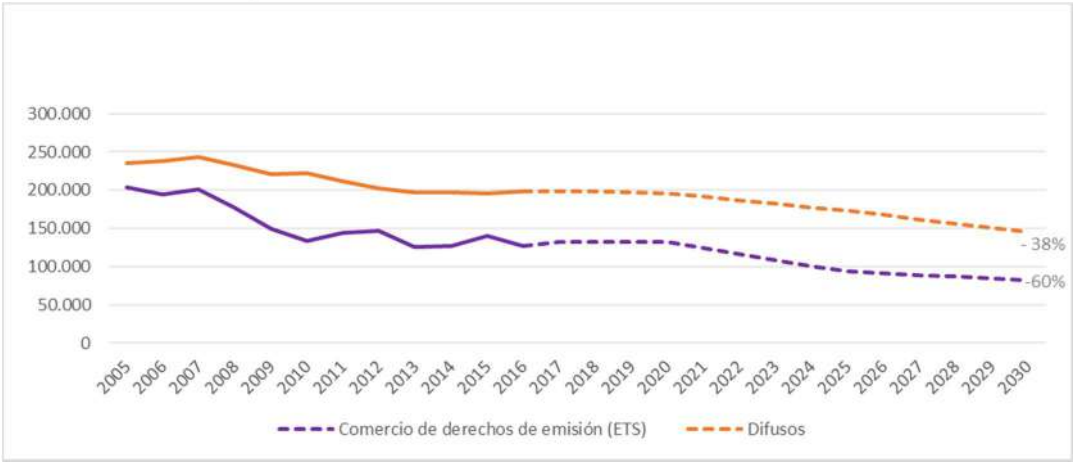
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Las metas establecidas en materia de reducción de GEI en este Plan Nacional no sólo 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 y nuestro país se han adherido.

El presente Plan se marca el objetivo mínimo de, al menos, un **20% en 2030** de reducción de GEI con respecto a los niveles de 1990.

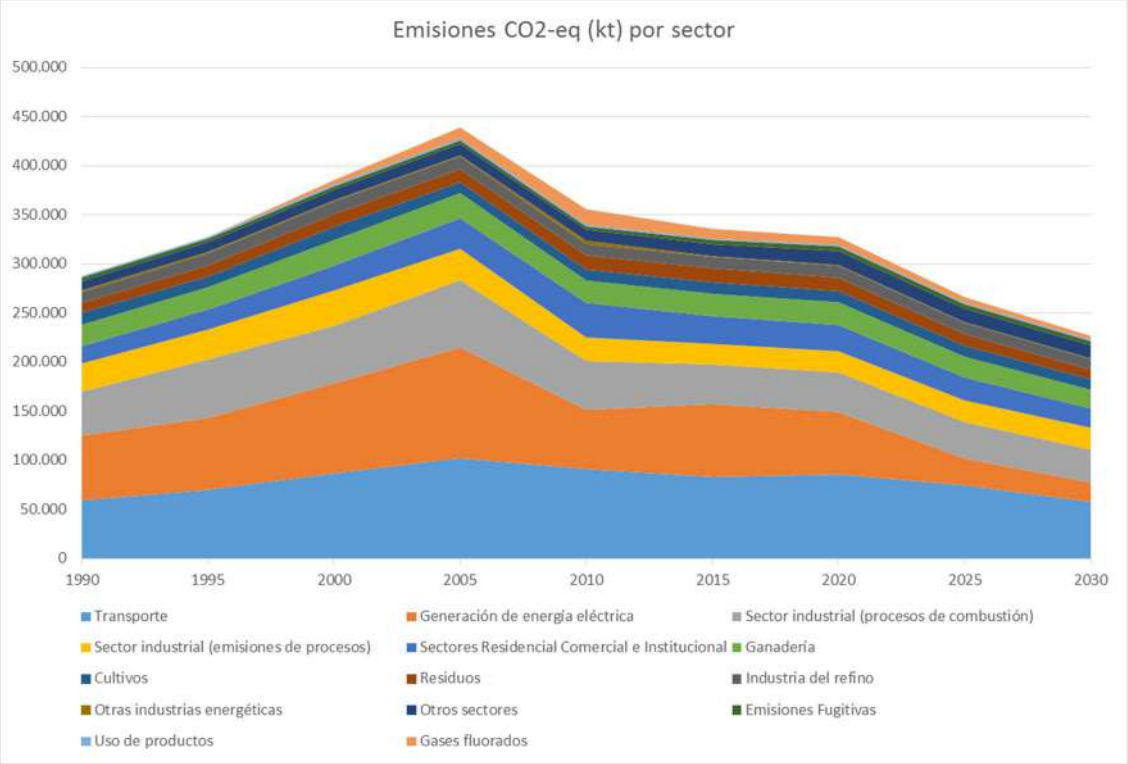
Tal y como ya se ha señalado, las medidas contempladas en el presente PNIEC **permiten alcanzar un nivel de reducción de emisiones del al menos un 20% respecto a los niveles de 1990**. Los sectores difusos contribuyen con una reducción en 2030 del 38% con respecto a los niveles del año 2005, mientras que los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión lo hacen con una reducción del 60% en 2030 con respecto a 2005.

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



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Figura 2.3. Emisiones de CO_2-eq por sector. Histórico y proyección a 2030 (kt)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Igualmente, el presente Plan aborda las medidas necesarias para cumplir con los compromisos de España en virtud del 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 (LULUCF por sus siglas en inglés), en el marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030. En dicho marco se implementarán las medidas necesarias para garantizar que en los períodos comprendidos entre 2021 y 2025 y entre 2026 y 2030, el total de las emisiones de este sector no exceda del total de las absorciones del territorio español en las categorías contables de tierras forestadas, tierras deforestadas, cultivos gestionados, pastos gestionados, tierras forestales gestionadas y humedales gestionados. **Es decir, España debe garantizar que en el periodo 2021-2030 las emisiones de este sector no excedan las absorciones.**

Según la contabilidad establecida en el citado Reglamento, la contribución de las medidas a la generación de absorciones en el sector LULUCF dependerá del nivel de referencia forestal, actualmente en fase de cálculo y que debe ser presentado a la Comisión Europea a más tardar el 31 de diciembre de 2019 (para el periodo de 2021 a 2025). Es por ello que el presente borrador no incluye las aportaciones cuantitativas previstas del sector LULUCF, sino que éstas se incorporarán al PNIEC, 2021-2030, definitivo una vez definido el nivel de referencia forestal. En cualquier caso, **España podrá hacer uso de hasta 29,1 $MtCO_2$ de absorciones netas del sector LULUCF a lo largo del periodo 2021-2030 para cumplir con los objetivos en sectores difusos.**

Así mismo, el avance hacia estándares elevados en el ámbito regulatorio o fiscal en Europa exige el establecimiento de medidas, en particular por lo que respecta a las importaciones, que garanticen que no se producirá un desplazamiento de las emisiones hacia otras regiones (*carbon leakage*) así como un terreno de competencia equitativo para las empresas en el ámbito global.

En materia de adaptación, España elaborará un nuevo **Plan nacional de adaptación al cambio climático (PNACC)** como instrumento de planificación básica para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático en España. Este nuevo PNACC definirá los objetivos, criterios, ámbitos de aplicación y acciones para fomentar la resiliencia y la adaptación frente al cambio climático. Concretamente, para el periodo 2021-2030 el nuevo PNACC cubrirá, al menos, los siguientes objetivos:

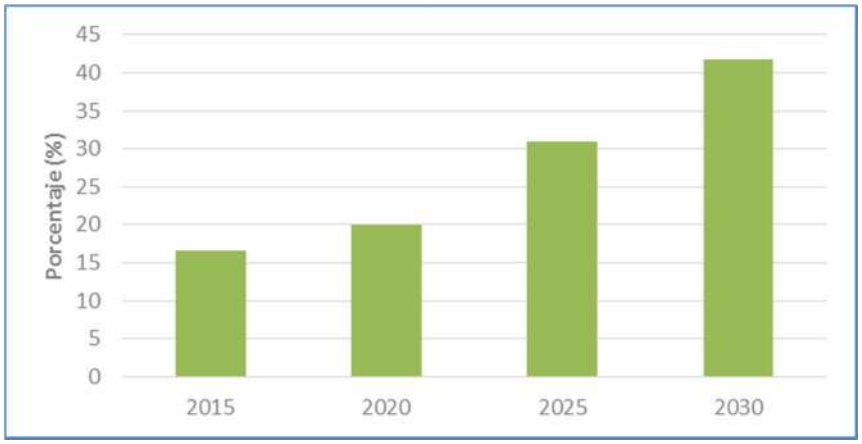
- Actualizar de forma periódica, a partir de los informes del IPCC, las proyecciones regionalizadas de cambio climático para España a lo largo del siglo XXI y promover la actualización periódica de los escenarios hidrológicos y oceanográficos.
- Poner esas proyecciones a disposición de los interesados, proporcionando herramientas para la consulta y visualización de las proyecciones climáticas.
- Promover la generación de conocimiento en materia de impactos y riesgos derivados del cambio climático y la identificación de medidas de adaptación para minimizarlos.
- Impulsar el acceso al conocimiento disponible en materia de impactos y riesgos derivados del cambio climático, así como 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 sectores.
- 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.

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 la piedra angular sobre la que desarrollar la transición energética**. Para lograr este objetivo, será necesario electrificar una parte importante de la demanda térmica y del transporte. Además, es necesaria una transición desde los combustibles fósiles a las energías renovables.

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 el 42% del uso final de energía,** por encima del objetivo común del 32% fijado por la Unión Europea

Figura 2.4. Aportación de las energías renovables sobre el consumo final de energía con el conjunto de medidas previstas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Transporte	**Como resultado de las medidas adoptadas en este Plan se alcanza el 22% 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 rápido despliegue de la movilidad eléctrica y un 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 no existen a día de hoy tecnologías disruptivas que lo lleven hacia la descarbonización. En este caso, la innovación viene por promover nuevos actores y modelos de inversión. En este sentido, el Plan Nacional 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.

No obstante, según las previsiones del Plan y a pesar de esa limitación el avance de las renovables en el periodo 2021-2030 es muy relevante en casi todos los sectores de la economía, como puede comprobarse en los siguientes datos:

- Generación eléctrica (incluye vehículo eléctrico): se incrementa de 9.793 a 20.998 ktep.
- Bombas de calor: aumenta de 650 a 4.076 ktep.
- Residencial: aumenta de 2.607 a 3.123 ktep.
- Industria: aumenta de 1.721 a 2.585 ktep.
- Transporte (biocarburantes): se reduce de 2.283 a 1.568 ktep.

- Servicios y otros: aumenta de 355 a 596 ktep.
- Agricultura: se incrementa de 94 a 278 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.**

La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica la incorporación masiva de fuentes renovables.	
Generación eléctrica	• **Con las medidas del Plan se logra un 74% de generación de origen renovables en el "mix" eléctrico en 2030.** • **Dificultad para competir de los combustibles fósiles en un entorno europeo con precios de la tonelada de CO_2 de 35 € en 2030.**

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 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 disruptiva 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 157 GW. De cara al importante 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 retribución deberá minimizar la inseguridad que pueda derivarse de su desarrollo a gran escala para evitar que la misma se convierta en un incremento del precio de la energía, debido a:

- Una depresión de los precios mayoristas de mercado;
- La existencia de vertidos en momentos de elevada generación renovable;
- Un incremento de la oposición social, debido a una alta concentración de proyectos en los emplazamientos de mayores recursos, sumado a un ineficiente reparto de los co-beneficios.

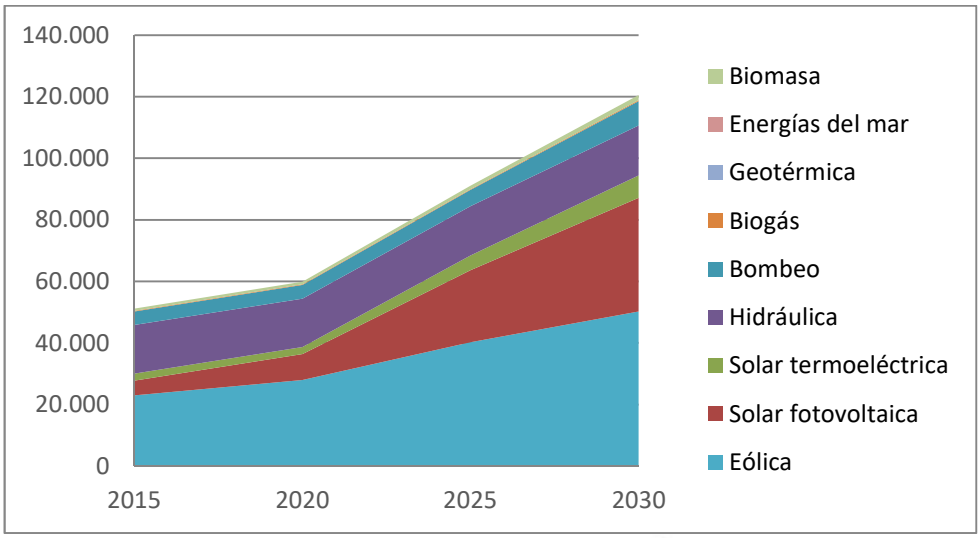
Para conseguir estos objetivos en el desarrollo de las tecnologías de energías renovables es muy importante trabajar junto con las Comunidades Autónomas y los agentes económicos y sociales, para identificar y eliminar conjuntamente las barreras a la implantación sobre el territorio de las renovables,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

También se prevé un despliegue masivo del autoconsumo renovable, facilitado por la existencia de recurso renovable en la totalidad del territorio nacional, la modularidad de las

instalaciones y la reducción de costes, lo que ha conllevado en algunos casos que la autogeneración sea más económica que las tarifas al consumidor final (paridad de 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 2.5. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Tabla 2.2. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
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	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0 – 1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

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

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

El total de la potencia instalada de renovables para 2025 y 2030 queda comprometido en el PNIEC. Ahora bien, la senda trazada para el cumplimiento de los objetivos fijados para el 2030

se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste eficiencia. La modelización energética realizada para alcanzar los objetivos del PNIEC, tiene en cuenta la previsible evolución en el tiempo de las prestaciones y costes de todas las tecnologías, y se fundamenta en la premisa de la maximización coste-eficiente de las trayectorias de despliegue de las diferentes tecnologías respetando las condiciones de contorno establecidas con el objetivo de cumplir los objetivos de las cinco dimensiones del PNIEC (ver anexos: 0, A y B).

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

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

El desarrollo masivo de la generación renovable hace necesario planificar su integración en el sistema. El viejo paradigma de generación base y punta se convierte en uno nuevo de variabilidad *versus* flexibilidad. El Plan Nacional garantiza 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 de centrales térmicas con combustibles fósiles como mecanismo de respaldo.

Generación eléctrica	• **Se promueve tanto el desarrollo a gran escala 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 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 **3,5 GW** de bombeo para almacenamiento, y **2,5 GW** de 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.

2.1.3 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 los proyectos renovables y su posible concentración en las localizaciones que disfrutan de los mejores recursos, sólo será posible con altos niveles de aceptación social. Para ello es necesario que los ciudadanos y ciudadanas perciban directamente los beneficios del despliegue de las energías renovables. En ese sentido, es necesaria la aplicación de la perspectiva social de forma transversal en el conjunto de medidas planteadas de manera que éstas lleguen al conjunto de la sociedad, incluyendo promover un papel proactivo de la ciudadanía en la transición energética.

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 sólo 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 en la sociedad y el surgimiento de nuevos modelos de negocio.

El **derecho al acceso a la energía** es también 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 la comprensión del sistema energético al conjunto de la ciudadanía, así como el derecho a acceder a sus propios datos de consumo energético.

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

Finalmente, señalar que el punto de partida de las actuaciones del PNIEC, 2021-2030, en España, por lo que respecta a la generación eléctrica, lo constituye el **Real Decreto-ley 15/2018**, de medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores, que reconoce el derecho al autoconsumo compartido e introduce el principio de simplificación administrativa y técnica en su desarrollo.

2.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

2.2.1 Objetivo nacional de eficiencia energética a 2030

La Directiva de Eficiencia Energética (Directiva 2012/27/UE, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética y su revisión posterior) 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 39,6%**[24] **de mejora en 2030,** lo que se traducirá en un consumo de energía primaria (sin incluir los usos no energéticos) de **98,2 Mtep** en ese año.

Siendo el objetivo de la Unión Europea una mejora de la eficiencia energética para 2030 del 32,5% respecto al escenario tendencial PRIMES (ver figura 2.6), como resultado de las medidas contempladas en este Plan se espera alcanzar en nuestro país **una mejora de la eficiencia del 39,6%** respecto a la trayectoria del escenario tendencial PRIMES mencionado.

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 26,1%, lo que supone no superar los 120,3 Mtep en términos de consumo de energía primaria (descontados los usos no energéticos).

[24] 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 2.3. Evolución del consumo de energía primaria, incluyendo usos no energéticos (ktep)

Año	2015	2020*	2025*	2030*
Carbón	13.714	11.337	4.362	1.128
Petróleo y sus derivados	52.949	50.999	45.453	38.149
Gas natural	24.538	26.498	23.501	24.531
Energía nuclear	14.927	15.031	15.031	6.462
Energías renovables	16.646	20.856	28.093	35.066
Residuos industriales		238	282	341
RSU (no renovable)	252	105	123	190
Electricidad	-11	-335	-1.351	-2.731
Total	123.015	124.727	115.494	103.136

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

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

España ha iniciado ya el camino hacia la descarbonización con la eliminación de las barreras al autoconsumo, 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, obliga a hacer un esfuerzo de coordinación especialmente en determinadas áreas de capital importancia para transformar nuestras ciudades, como son el urbanismo y la movilidad.

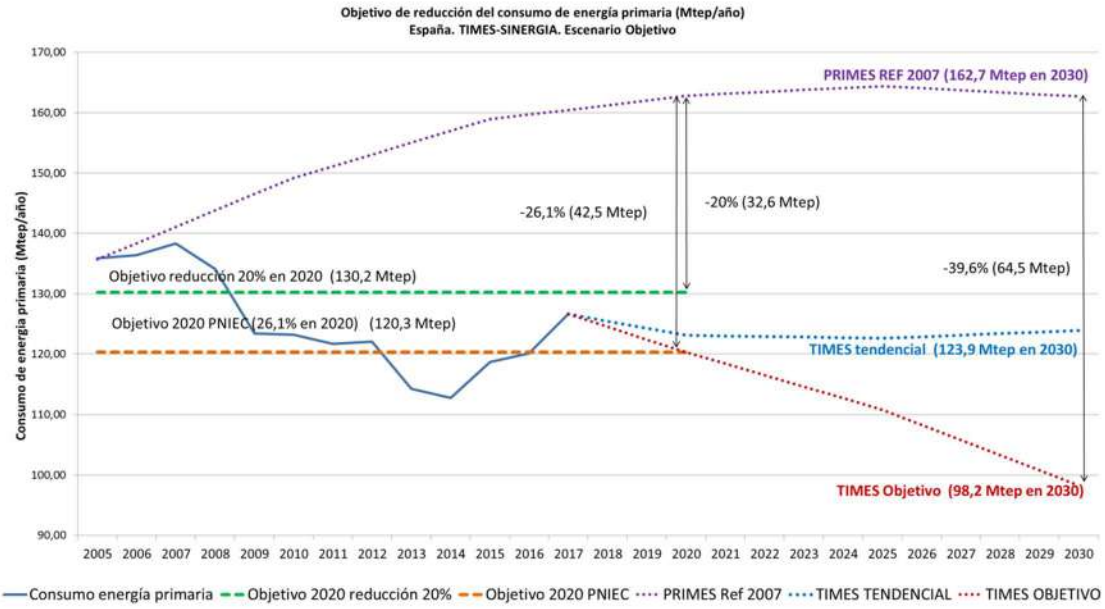
Este PNIEC apuesta, en ese sentido, por el cambio modal, la reducción de los tráficos y la electrificación en lo que a los consumos energéticos del sector del transporte se refiere. Apuesta, asimismo, por la rehabilitación energética del parque edificatorio ya construido, por lo que las ciudades y sus gobiernos deben ser agentes activos muy importantes del cambio[25].

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 3,6% 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, sino también de las mejoras de eficiencia energética en el transporte y la distribución de energía, así como de la mayor penetración de energías renovables en el parque de generación eléctrica.

[25] Al igual que con las tecnologías de descarbonización, la modelización energética realizada para alcanzar los objetivos del PNIEC, tiene en cuenta la previsible evolución en el tiempo de las prestaciones y costes de todas las tecnologías de eficiencia, y se fundamenta en la premisa de la maximización coste-eficiente de las trayectorias de despliegue de las diferentes tecnologías respetando las condiciones de contorno establecidas con el objetivo de cumplir los objetivos de las cinco dimensiones del PNIEC.

Como consecuencia de las políticas y medidas contenidas en este Plan, los consumos de energía final se reducirán a una tasa interanual del 1% entre 2017 y 2030, **hasta los 74,4 Mtep, lo que representa una mejora de la intensidad energética final del orden del 2,6% anual.**

Figura 2.6. Objetivo de reducción del consumo de energía primaria en España (Mtep/año)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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 2012/27/UE. 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—.

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 anteriormente en el apartado 2) del artículo 7. Como consecuencia de la modificación del mecanismo de cálculo del objetivo, la Directiva de Eficiencia Energética (en su revisión hasta 2030) ha incrementado el nivel de ambición para España de la Directiva anterior en un 22%[26].

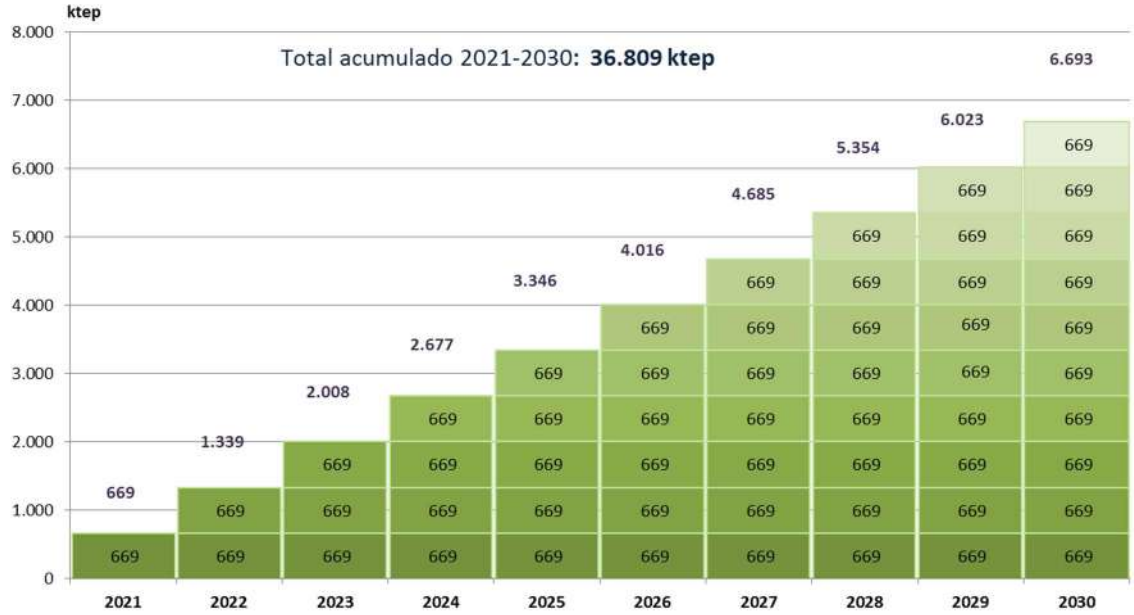
Tabla 2.4. Evolución del consumo de energía final, incluyendo los usos no energéticos (ktep)

Año	2015	2020*	2025*	2030*
Carbón	1.522	1.239	1.090	1.040
Productos petrolíferos	40.330	39.690	34.528	27.653
Gas natural	13.139	16.218	16.701	15.677
Electricidad	19.951	20.105	20.537	21.579
Energías renovables	5.287	7.073	7.702	8.073
Otros no renovables	2	263	306	362
No energéticos	4.311	4.405	4.681	4.894
Total	84.542	88.994	85.544	79.279

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

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Figura 2.7. Objetivo acumulado de ahorro de energía final: 2021-2030



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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

[26] 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.

(«ERESEE 2014. Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España»27) y, actualizada, conforme a las previsiones de ese mismo artículo, en 2017: «ERESEE 2017. Actualización de la Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España»28. 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 y se detallarán en la ERESEE 2020, que se presentará antes del 10 de marzo de 2020 y que incluirá objetivos intermedios para 2030 y 2040.

Los objetivos en materia de rehabilitación energética de edificios hasta 2030 se resumen en este Plan en las medidas 6 y 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**

2.2.4 Objetivo de eficiencia energética en los edificios públicos

La Directiva de Eficiencia Energética establece que los Estados miembros elaborarán y harán público un inventario[29] 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 2017, el objetivo de renovación para el año 2018 ha sido de 278.509 m². La renovación energética realizada entre

[27] Accesible en: https://www.fomento.gob.es/recursos_mfom/pdf/39711141-E3BB-49C4-A759-4F5C6B987766/130069/2014_article4_es_spain.pdf.

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

[29] El inventario de los edificios de la Administración General del Estado está disponible en: https://www.mincotur.gob.es/energia/desarrollo/EficienciaEnergetica/directiva2012/Inventario2018/Inventario-2017-articulo_5.pdf

los años 2014 y 2017 ha afectado a una superficie de 1.240.035 m², lo que representa un nivel de cumplimiento del 105% del objetivo de renovación establecido para dicho periodo.

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 m^2 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 los ahorros que podrían obtenerse de la renovación de 300.000 m^2/año en la Administración General del Estado y trasladar, asimismo, el objetivo de renovación del 3% anual al resto de las Administraciones territoriales.

Objetivos de eficiencia energética de los edificios públicos	• **Evaluación de la renovación del parque de edificios públicos de la AGE por encima del objetivo del 3% derivado del artículo 5 de la Directiva de Eficiencia Energética (300.000 m^2/año)** • **Objetivo de renovación 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

Ante 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 y dificultades tecnológicas que es necesario abordar desde los distintos planos que conforman la seguridad energética:

1. Reducción de la dependencia energética, en especial la importación de combustibles fósiles.
2. Diversificación de fuentes de energía y suministro.
3. Preparación para hacer frente a las limitaciones o interrupciones de suministro de fuentes energéticas.
4. 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 2.5) y del 74% 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 20.000 M€. En ese sentido, el objetivo en este ámbito del Plan Nacional ha sido reducir la ratio de dependencia energética por medio de la disminución de la importación de combustibles fósiles, en especial el carbón y el petróleo.

Tabla 2.5. Evolución de la ratio de dependencia energética primaria (ktep)

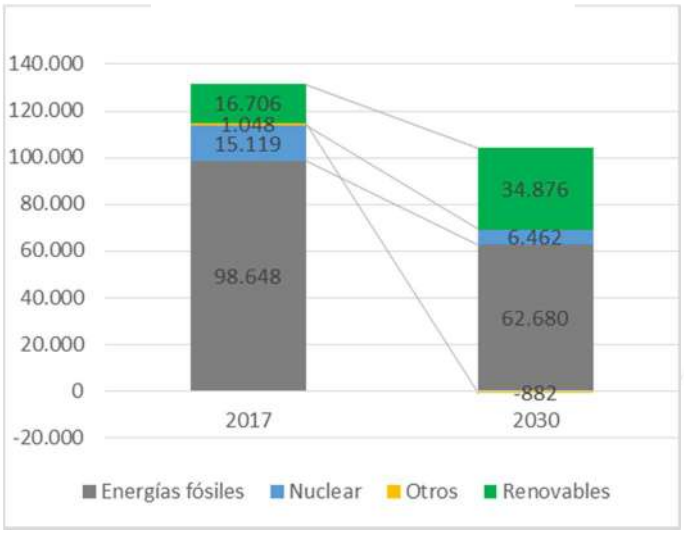
Años	2015	2020*	2025*	2030*
Producción nacional	**33.615 (27%)**	**36.719 (29%)**	**42.892 (37%)**	**41.823 (41%)**
Carbón	1.246	1.110	0	0
Productos petrolíferos	236	310	312	314
Gas natural	54	24	24	24
Nuclear	14.927	15.031	15.031	6.462
Energías renovables	16.899	19.797	26.998	34.301
Residuos	252	448	528	721
Neto importado/ exportado	**89.400 (73%)**	**88.008 (71%)**	**72.602 (63%)**	**61.313 (59%)**
Carbón	12.468	10.227	4.362	1.128
Productos petrolíferos	52.713	50.688	45.141	37.835
Gas natural	-24.484	26.474	23.478	24.507
Electricidad	-11	-335	-1.351	-2.731
Energías renovables	-253	954	973	575
Total Energía Primaria	**123.015**	**124.727**	**115.494**	**103.136**

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

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

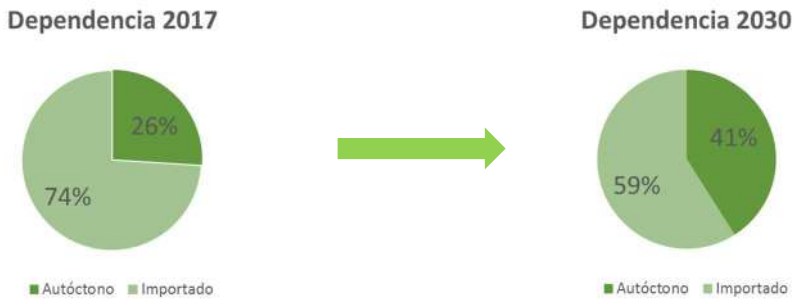
Dependencia energética	**Como resultado de las medidas contempladas en este PNIEC, 2021-2030, la ratio de dependencia energética de España disminuye 15 puntos porcentuales, pasando del 74% de la actualidad (2017) al 59% en 2030.**

Figura 2.8. *Mix* de energía primaria en España en 2017 y 2030 (ktep)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Figura 2.9. Dependencia energética en España en 2017 y 2030



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

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 de 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 debe de continuar trabajando en la preparación para hacer frente a las 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 las 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 sólo desde el lado de la oferta sino del de la **demanda.**

Flexibilidad	Incrementar la flexibilidad del sistema aprovechando las posibilidades tanto desde el lado de la oferta de energía, como 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 de la energía 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 atajando 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):

1. Interconectividad.
2. Infraestructura de transporte de energía.
3. Integración del mercado interior de la energía.
4. Implementación de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética.

Respecto a la interconectividad del mercado eléctrico, las interconexiones no sólo 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 en estos mercados 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:

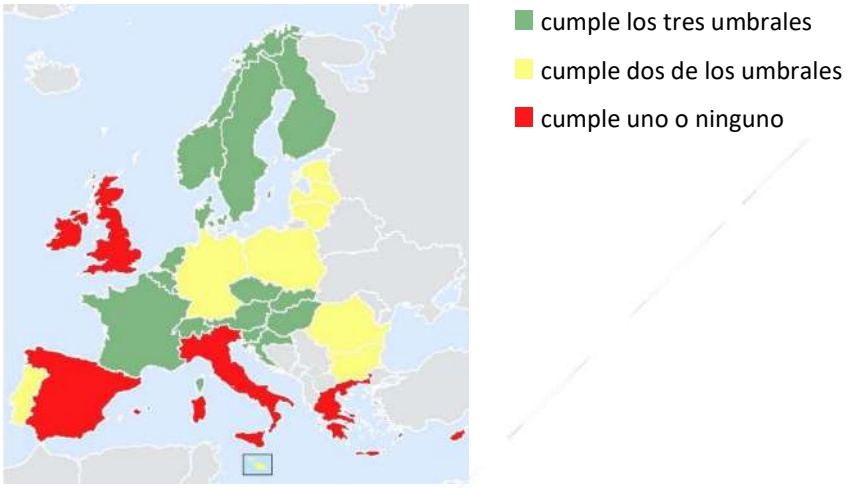
- Ahorro en inversiones de refuerzo de la red de transporte y distribución.
- Menores costes derivados de la garantía de servicios inmediatos mediante energías de balance efectivamente movilizadas.
- Menores vertidos de energía renovable (pérdidas de ingresos para los productores por la energía generada 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 2.10), 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 2.10. Situación respecto de los tres umbrales que recoge el documento COM (2017)718[30]



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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.

En el caso del sistema gasista, 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.

[30] 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. 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.

Cabe 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.

Integración del mercado gasista	**Af**ianzamiento 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.

Protección de los consumidores vulnerables	Implementación de la Estrategia Nacional Contra la Pobreza Energética

La Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética se configura como un instrumento que permite abordar el fenómeno de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión a medio y largo plazo. Mediante la Estrategia se realizará un diagnóstico y caracterización del problema, se diseñarán indicadores oficiales de medición, se establecerán objetivos de reducción de la pobreza energética en un horizonte a medio y largo plazo y se propondrán medidas concretas para la consecución de dichos objetivos, así como sus vías de financiación. En dicha Estrategia se tendrán especialmente en cuenta los umbrales de renta y la situación de vulnerabilidad de los colectivos afectados.

2.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD

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

Objetivos nacionales	• Alinear las políticas españolas con los objetivos perseguidos internacionalmente y por la Unión Europea en materia de I+i+c en energía y clima. • Coordinar las políticas de I+i+c en energía y clima de las Administraciones Públicas, con el resto de las políticas sectoriales. La I+i+c en energía y clima es un desafío de carácter transversal que afecta a actividades de investigación aplicadas a otros ámbitos. • Fomentar la colaboración público-privada y la investigación e innovación empresarial.

Las políticas de investigación y de innovación ofrecen un potencial de mitigación y adaptación notable y los Gobiernos han de desempeñar un papel clave en favor del desarrollo y la introducción en los mercados de nuevas tecnologías y prácticas con bajas emisiones.

La generación de energía renovable y la lucha contra el cambio climático constituyen dos objetivos prioritarios para España de cara a asegurar un suministro competitivo y limpio que posibilite un adecuado crecimiento económico sostenible y bienestar social. La investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación constituyen uno de los pilares esenciales para la consecución de estos objetivos. Por esa razón, ya históricamente en las Estrategias y Planes Estatales se hace referencia específica a áreas de investigación relacionadas con el desarrollo sostenible y la lucha contra el cambio climático y la descarbonización.

En concreto, en el último **Plan estatal de investigación científica y técnica y de innovación 2017-2020** se contemplan áreas de investigación como 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, la captura, almacenamiento y uso de carbono; el tratamiento de residuos con fines energéticos; la investigación en el ámbito de la energía nuclear; las tecnologías del hidrógeno; el desarrollo de tecnologías de combustión limpias; el avance en las áreas de movilidad sostenible y el cambio modal en el transporte; la promoción de la edificación sostenible; tecnologías bajas en carbono o acciones de mitigación y adaptación al cambio climático, como la observación del clima; la gestión integral y sostenible de los sistemas y los recursos naturales; el impacto y la vulnerabilidad al cambio climático y a los desastres naturales; la gestión sostenible y resiliente de los recursos hídricos, entre otras.

De cara al periodo 2021-2030, esta dimensión representa un esfuerzo por alinear las políticas españolas con los objetivos perseguidos internacionalmente y por la Unión Europea en materia de I+i+c en energía y clima.

Por ello, la dimensión de I+i+c contribuirá a los objetivos establecidos en el Acuerdo de París, la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible, el marco de Energía y Clima 2030, la estrategia «Europa 2020», la «Unión para la Innovación», el «Espacio Europeo de Investigación» y el futuro programa marco «Horizonte Europa», teniendo siempre en cuenta las especificidades del Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación, sus capacidades científicas, tecnológicas y de innovación y las características e intereses generales del país y sus territorios.

Especialmente, las actividades de I+i+c a desarrollar en el marco del presente Plan están, a su vez, alineadas con la "Unión por la Energía" y con el **Plan estratégico de tecnologías energéticas (SET Plan),** siendo importante destacar que los proyectos y actuaciones en materia de investigación e innovación contemplen las prioridades allí incluidas, especialmente aquéllas que resultan relevantes para nuestro país, en las que el Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación cuenta con fortalezas científico-técnicas contrastadas. En este sentido, es imprescindible la coordinación de las políticas de I+i+c en energía y clima de las Administraciones Públicas, así como con el resto de las políticas sectoriales, con objeto de generar las sinergias y complementariedades requeridas. 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, la implantación de modelos de cofinanciación

Es importante la participación de los actores de todos los niveles (Administración Central, autonómica y local) para cumplir la transición energética. A este respecto, las Comunidades Autónomas se encuentran en una posición privilegiada para explotar sus fortalezas, aumentar su competitividad y su potencial de innovación para contribuir a nivel nacional y de la UE. En este sentido, en el marco del Acuerdo de 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.

El PNIEC respalda la alineación con los instrumentos y objetivos estratégicos definidos en el marco de las «estrategias de especialización inteligente» -RIS3-, que representan la condición *ex ante* exigida por la Comisión Europea para la adjudicación de los fondos correspondientes a las políticas de cohesión, generando, de este modo, un modelo de desarrollo económico, social y territorial competitivo y sostenible basado en la innovación.

En este marco, se contará con la **Plataforma de Energía S3-Energy,** creada por la Comisión Europea, en el marco de la **Estrategia de Especialización Inteligente** para alinear los objetivos de I+i+c en energía y clima (a nivel europeo, nacional, y regional), conectar a las regiones y así evitar una posible fragmentación. La plataforma de energía incluye asociaciones en materia de bioenergía, energía marina renovable, redes inteligentes, energía solar y edificios sostenibles. La estrategia de especialización inteligente puede, así mismo, contribuir a la elaboración de los planes autonómicos y locales de energía y clima.

La I+i+c en energía y clima ha de combinar necesariamente los resultados de la investigación fundamental, el desarrollo y las innovaciones tecnológicas y no tecnológicas, que se debe introducir tanto para los procesos de difusión y adopción de las soluciones propuestas, como para la generación de nuevos productos y servicios que ayuden a resolver estos desafíos.

Además, será **preciso fomentar la colaboración público-privada y la investigación e innovación empresarial**, que responderá a estructuras flexibles de colaboración nacional e internacional, muchas de las cuales exigen movilizar la inversión privada a la vez que la puesta en práctica de nuevos esquemas de compra pública y pre-comercial de soluciones escalables en función de los desarrollos alcanzados.

Por último, cabe mencionar que, por sus características, **éste es un desafío de carácter transversal que afecta a actividades de investigación aplicadas a otros ámbitos** como es el caso de la salud pública e impacto del cambio climático, la transformación de los ecosistemas naturales terrestres, aéreos y marinos, la conservación del patrimonio cultural, el desarrollo de aplicaciones digitales, o el despliegue de redes inteligentes. Mereciendo especial atención, la investigación en ciencias sociales y humanidades centrada en procesos de adaptación ambiental, económica, tecnológica y social relevantes para España y para Europa.

Por todo lo mencionado anteriormente, **el Gobierno de España considerará una Acción Estratégica en Energía y Cambio Climático** en la futura Estrategia española de ciencia y tecnología y de innovación 2021-2028 y en el futuro Plan estatal de investigación científica, técnica y de innovación 2021-2024, de forma que se pueda dar cabida a los instrumentos y modalidades de participación necesarios para cumplir con los compromisos internacionales y europeos asumidos (Acuerdo de París, Objetivos de Desarrollo Sostenible, Marco 2030 de Energía y Clima).

Clarificar, en ese sentido, que las acciones estratégicas corresponden a sectores o tecnologías de carácter horizontal. Mediante ellas el Gobierno da cobertura a sus **apuestas más decididas y relevantes en materia de I+i+c,** con un concepto integral en el que se ponen en valor las investigaciones realizadas, así como su transformación en procesos, productos y servicios para la sociedad.

Así, 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, 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 sostenible 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 las áreas de mitigación del cambio climático no energéticas, observación del clima y adaptación al cambio climático.

2.5.2 Objetivos específicos para tecnologías energéticas limpias e hipocarbónicas

Objetivos específicos en energía

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 en el horizonte 2030 será necesario disponer de soluciones tecnológicamente factibles e innovaciones no sólo en materia de eficiencia energética y energías limpias, sino en los patrones de consumo, ecodiseño, gobernanza, financiación, transporte, entre otros.

Los objetivos de I+i+c en energía prioritarios para España están referidos a los siguientes aspectos:

- El desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento geológico, transporte y uso de CO_2 y fuentes de energía limpias (eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, bioenergía, energías marinas, biomasa, geotermia e hidrógeno) y la eficiencia energética;

- La competitividad para mejorar la eficacia de la red española y europea a través del desarrollo del mercado interior de la energía;

- La seguridad del abastecimiento, para coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas nacionales en un contexto internacional y

- El impulso social y tecnológico hacia patrones de menor consumo energético.

Teniendo en cuenta los compromisos internacionales adquiridos, es obligada la coordinación de las actuaciones nacionales con las distintas iniciativas europeas, y muy especialmente con el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan). Se prestará especial apoyo a las siguientes tecnologías:

- Innovación en tecnologías de energías 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 renovables[31]).
- Investigación innovación y competitividad en aquellas tecnologías que tienen un mayor potencial de beneficio socioeconómico en España (desarrollo industrial, asentamiento rural, etc.).
- Innovación en tecnologías que han alcanzado altos niveles de madurez tecnológica.[32]
- Tecnologías energéticas renovables que contribuyan a la flexibilidad y optimización del sistema energético en su conjunto[33] (sobre todo en el caso del sistema eléctrico), 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). Con especial atención a las energías renovables gestionables como la solar termoeléctrica con almacenamiento térmico, la biomasa y otras opciones de almacenamiento.
- I+i en otras tecnologías que contribuyen a la gestionabilidad y son necesarias en el proceso de transición. La introducción de gas renovable (biometano y gas de síntesis) en la estructura gasista del país. Adicionalmente, la estructura gasista nacional, con un

[31] La 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.

[32] Serán necesarias medidas facilitadoras que permitan que las tecnologías energéticas (TE) en su fase final de desarrollo (niveles altos de madurez tecnológica), encuentren su camino al mercado, por lo que deberán establecerse mecanismos que lo apoyen (por ejemplo, a través de ventanas de innovación, impulso de Iniciativas Tecnológicas Prioritarias, *innovation paths* u otros sistemas equivalentes).

[33] La 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.

despliegue paralelo a su estructura eléctrica, permiten pensar en la aplicación del *power to gas* (conversión de electricidad a gas) como un subsistema de almacenamiento a gran escala.

- También con el objetivo de incrementar la flexibilidad del sistema, así como de aumentar la competitividad de los sistemas de generación renovable, es necesario innovar en los sistemas de almacenamiento eléctrico y en la optimización de su gestión.
- Digitalización del sistema eléctrico. Uno de los pilares de la transición energética es el despliegue masivo de generadores (con y sin almacenamiento) descentralizados que interactúan con el sistema eléctrico y el mercado. Otro pilar es el acoplamiento de la demanda a la generación gracias a los programas de gestión de la demanda favorecidos por la digitalización.
- Asimismo, mientras España mantenga operativas sus centrales nucleares es preciso reforzar de manera permanente su seguridad, operación óptima y gestión de los residuos. Ahora bien, 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, lo que se llevará a cabo en colaboración con otros países nucleares de la UE con experiencia de cierre total o parcial de sus parques nucleares.
- Transporte sostenible: promover un cambio de modelo en el sistema de transporte fundamentado en la movilidad sostenible, la 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**:**
    - El desarrollo de biocarburantes avanzados obtenidos de manera sostenible a partir de materias primas renovables;
    - El hidrógeno o derivados del mismo;
- Tecnologías bajas en carbono, con carácter prioritario, las aplicaciones en las industrias de transformación de gran consumo energético, con objeto de mejorar la eficiencia en el consumo de energía y de recursos.
- I+i+c en Eficiencia Energética. La transversalidad de la eficiencia energética afecta a diversos campos como la industria, el transporte o la edificación y, en cada una de estas áreas de actuación, todas las tecnologías afectadas son susceptibles de desarrollo para mejorar su eficiencia energética (a menudo en combinación con el desarrollo de la digitalización y redes inteligentes y con la implementación de energías renovables). Por ejemplo, en edificación se requieren mejoras para facilitar los despliegues de:
    - 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.

Objetivos específicos en cambio climático

Las actividades de I+i+c orientadas al cambio climático han de dar cumplimiento a los compromisos derivados del Acuerdo de París y del Marco 2030 de la UE sobre energía y clima, así como dar respuesta a las cuestiones planteadas en este Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC), 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 a 2050.

El cambio climático es una de las principales amenazas de nuestra sociedad con implicaciones en todas las dimensiones del desarrollo sostenible. Es un eje clave de la política europea e internacional y requiere reforzar las acciones en investigación, desarrollo e innovación en el conocimiento científico, en la lucha contra las causas y sus efectos en España debido a la alta vulnerabilidad de nuestro país al respecto.

Para ello resulta indispensable mejorar el conocimiento científico de los procesos y los mecanismos de funcionamiento de los océanos, los ecosistemas terrestres y la atmósfera, así como las opciones de adaptación y mitigación. Así, merecen 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 en los regadíos, entornos rurales, urbanos e industriales y todas las 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 actividades orientadas a prevenir y paliar los efectos devastadores de los incendios forestales, la biodiversidad, los recursos, y el entorno natural, rural y urbano. La desertificación, los incendios forestales, la erosión y empobrecimiento de los suelos, la reducción de los recursos de agua dulce y la progresiva salinización de las reservas de agua, junto con la contaminación, la sobreexplotación y la pérdida de biodiversidad, son señales inequívocas de que es urgente hacer un uso eficiente de los recursos naturales y que se asegure la integridad medioambiental como factor de competitividad y desarrollo socioeconómico del país.

Se necesita activar la transición hacia un nuevo modelo productivo que reduzca la presión sobre el medio ambiente, los recursos naturales y las materias primas y que desencadene la aplicación de procesos industriales menos contaminantes, además de potenciar el importante desarrollo tecnológico existente ligado a la necesidad de disponer de instrumentación avanzada para afrontar los desafíos ligados al cambio climático.

Objetivos de financiación

En la actualidad existe un gran número de programas de políticas europeas, nacionales y regionales e instrumentos para fomentar la innovación, el crecimiento y la creación de puestos de trabajo o promover la cooperación interregional en energía y muy especialmente en clima. El medio ambiente y la eficiencia en el uso de los recursos y la energía son ya sectores muy importantes del **Plan de Inversiones para Europa**[34] —el Plan Juncker—, del programa actual de

[34] COM(2014) 903 sobre el Plan de Inversiones para Europa.

investigación e innovación de la UE, **Horizonte 2020**, del **Consejo Europeo de Investigación**, de las acciones **Marie Skłodowska-Curie**, y, los **Fondos Estructurales y de Inversión Europeos**.

A modo de ejemplo, en los cuatro primeros años de Horizonte 2020 las entidades españolas han obtenido subvenciones por importe de 2.816 M€. España alcanza así un retorno del 10% UE-28 y ocupa la cuarta posición en el ranking de países por subvención captada. Por áreas temáticas, nuestro país destaca como el segundo con mayor retorno en el reto social "Acción por el clima, medio ambiente, eficiencia de recursos y materias primas con el 13,2% UE-28[35]. Respecto al reto 3 "Energía limpia segura y eficiente", se sitúa en la tercera posición del ranking de países con un 11% de retorno.

En consonancia con el Acuerdo de París y el compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, la propuesta de la Comisión relativa al **marco financiero plurianual para el período 2021- 2027** establece un objetivo más ambicioso para la integración de la dimensión climática en todos los programas de la UE, con la meta global de que **el 25% del gasto de la Unión contribuya a los objetivos climáticos.**

Igualmente, la propuesta de la Comisión Europea para el **nuevo programa de investigación e innovación de la UE, Horizonte Europa, propone que el 35% de su presupuesto vaya destinado a objetivos climáticos.**

La Comisión ha propuesto, además, movilizar aproximadamente **11.000 M€ para** instrumentos de mercado, incluidos los instrumentos financieros y las garantías presupuestarias, en un apartado específico del **Fondo Invest EU, lo que permitirá movilizar 200.000 M€ de inversión privada** para apoyar la investigación y la innovación

Basándose en el éxito alcanzado por el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas [36]en su primer año de funcionamiento, la Comisión ha propuesto ampliar su duración hasta finales de 2020. El **Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas FEIE 2.0** se centra aún más en inversiones sostenibles 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 en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París.

Por su parte, el **Fondo de Innovación,** en el marco del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, apoyará la demostración a escala comercial de proyectos piloto y de las tecnologías más avanzadas (dedicado a renovables, almacenamiento, eficiencia energética en la industria intensiva y Captura, Almacenamiento y Uso de CO_2).

Por último, en el ámbito del Programa de Medio Ambiente y Acción por el Clima Programa Life, el Subprograma de Energía Limpia, la Comisión Europea ha propuesto una dotación de 1.000M€.

El objetivo de España en materia de I+D+i es invertir anualmente y de manera constante no menos del 2,5% del PIB durante los próximos cuarenta años, con independencia de los ciclos económicos. De esa inversión, una parte significativa será dedicada a la I+i+c para la lucha contra

[35] Fuente: CDTI, resultados provisionales mayo 2018.
http://www.cdti.es/index.asp?MP=9&MS=31&MN=2&TR=A&IDR=7&xtor=RSS-4&id=1354
[36] COM (2014) 903, Un Plan de Inversiones para Europa.

el cambio climático y la descarbonización de la economía. Este porcentaje está actualmente siendo evaluado. En cualquier caso, estará alineado con los objetivos y ambiciones de la UE en esta materia.

2.5.3 Objetivos de competitividad

La consecución de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021-2030, 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 (ver capítulo 4) debido a:

- La eficiencia y la gestión de la energía son una herramienta estratégica para la mejora de la competitividad en la industria en particular, y en el tejido empresarial en general, gracias a una reducción de la factura energética;
- La alta penetración de las energías renovables para la generación de electricidad, debido a su coste marginal nulo en la mayoría de las tecnologías, garantiza en el largo plazo unos costes de la energía competitivos y menos expuestos a los riesgos de la variabilidad de los precios;
- Por último, con un foco particular en esta dimensión de investigación, innovación y competitividad, el Plan Nacional presenta una oportunidad para el desarrollo de una industria de bienes de equipo y servicios de alto valor añadido.

Entre las medidas del Plan Nacional que abordan el tema de la competitividad se encuentra la plataforma de colaboración público-privada ALINNE que tiene entre sus objetivos maximizar el impacto en la competitividad de las actividades de investigación.

3 POLÍTICAS Y MEDIDAS

3.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

El Plan propone 20 medidas que buscan la descarbonización de la economía, de las cuales 10 persiguen la promoción de manera específica de alguna tecnología renovable o en alguno de los tres usos de la energía; 3 medidas con un enfoque transversal para todas las fuentes, tecnologías y usos renovables; 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, una medida relativa a la aplicación del comercio de derechos de emisión y otra sobre fiscalidad.

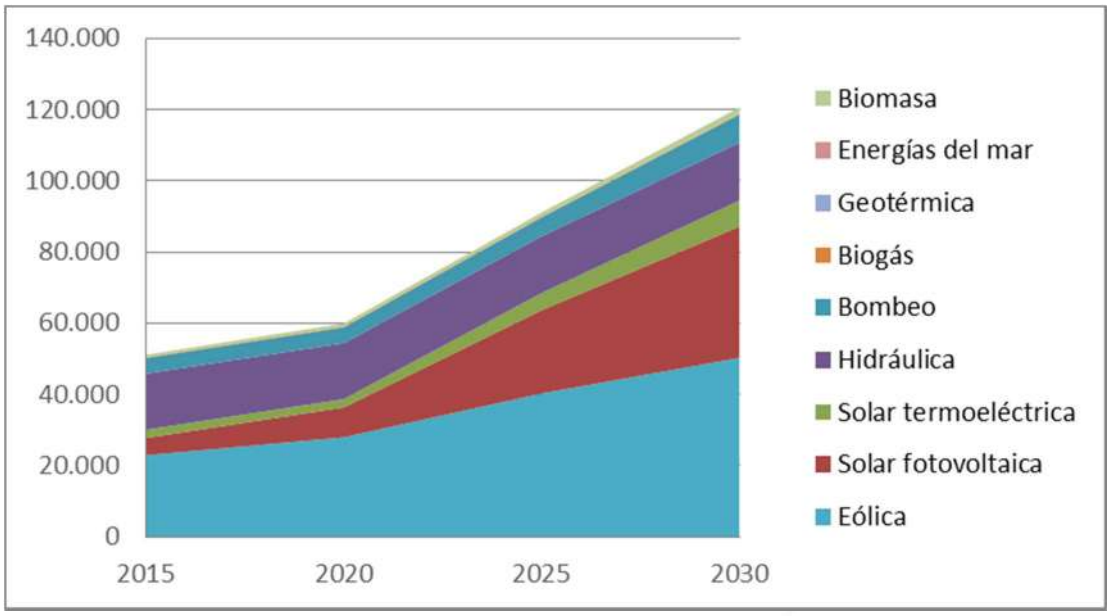
En relación con el capítulo anterior, señalar que los sectores que protagonizan la mayor reducción de emisiones de gases de efecto invernadero son generación eléctrica y el transporte. En el primer caso, como consecuencia del despliegue de las tecnologías renovables de manera muy sustancial y de la salida 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 medida, por razones de coherencia metodológica, aparece detallada en el apartado de la dimensión de eficiencia (3.2) y figura como **Medida 2.1. Medidas de cambio modal (promoción de los modos más eficientes)**.

3.1.1 Medidas específicas de promoción de las energías renovables

Para alcanzar los objetivos de descarbonización es necesario un importante desarrollo de las energías renovables en la generación eléctrica, así como la electrificación de una parte significativa de la demanda. Con las medidas propuestas a continuación se espera llegar al 74% de participación de las fuentes de energías renovables en el sistema eléctrico en 2030.

En las proyecciones analizadas en el Plan se ha contabilizado 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.

Figura 3.1. Capacidad instalada de tecnologías renovables (GW)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

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 **57 GW**. Para ello será necesario aprovechar las fortalezas de cada una de las tecnologías renovables disponibles con visión estratégica.

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), 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 supongan un valor añadido al sistema al diversificar tecnologías, fuentes de energía y ubicación de las mismas, así como su potencial de desarrollo futuro.

Por último, los proyectos ciudadanos participativos tienen ventajas adicionales, tales como el mayor impacto socioeconómico o el incremento de la aceptación social y de 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**

  El Gobierno establecerá un **calendario plurianual de subastas para el periodo cubierto por el Plan** diseñado para proporcionar predictibilidad y estabilidad en los ingresos de cara a facilitar la decisión de inversión y su financiación. Salvo que un cambio en las condiciones de mercado requiera lo contrario, en las convocatorias **el producto a subastar será la energía eléctrica a generar** y la variable sobre la que se ofertará será el **precio de dicha energía**.

  Se podrá **distinguir entre distintas tecnologías** de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestionabilidad o capacidad de garantizar potencia firme, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada.

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

  Se establecerán reglamentariamente **mecanismos para favorecer la diversidad de actores y la existencia de proyectos ciudadanos participativos**, promover tanto la cohesión social y territorial como la transición justa y aprovechar las oportunidades del nuevo modelo descarbonizado de generación. En concreto, se podrá establecer una proporción mínima de inversión en los proyectos renovables que deba abrirse a la participación por parte de personas o entidades del municipio o entorno local en el que se sitúen los proyectos, de modo que éstas tengan la oportunidad de ser copropietarias o coinversoras.

  Se valorará la posibilidad de establecer 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.

- **Programa específico 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.

- **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. Integración de renovables en las redes eléctricas

a) Descripción

En base a los datos suministrados por REE (Informe "Las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico Español. 2017", de junio de 2018), las renovables en España representaban 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 dificultades de gestionabilidad.

Este grado de integración de renovables ha sido posible gracias al **Centro de Control del Régimen Especial 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 de operación del operador del sistema.

Para 2030 este Plan Nacional contempla una cobertura del consumo eléctrico con renovables del 74%. Con el objetivo de minimizar los vertidos de energía renovable, acoplar la generación y la demanda de electricidad y reducir la necesidad de las centrales térmicas de origen fósil como sistema de respaldo para garantizar la estabilidad del sistema, es necesario desarrollar el marco normativo adecuado e impulsar determinadas actuaciones que permitan avanzar hacia un sistema eléctrico más flexible mediante el uso del almacenamiento y la gestión de la demanda.

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 en ningún momento el uso de ciclos combinados de gas natural como tecnologías de respaldo.

b) Objetivos abordados

El incremento de la generación a partir de fuentes de energías renovables, la seguridad del suministro y el fomento de la participación de nuevos actores.

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 nudos de evacuación y el refuerzo de los existentes, así como el desarrollo de nuevas interconexiones internacionales y en los sistemas no peninsulares. Es fundamental la participación de la ciudadanía y administraciones de los territorios en los que se prevean infraestructuras de red en la planificación de las mismas para que ésta pueda ejecutarse adecuadamente.

- **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 conexión en cada nodo de la red, de modo que ésta se defina 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. 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.

- **Desarrollo de sistemas de almacenamiento**

  En lo que respecta a almacenamiento cabe destacar el alza de las tecnologías de **bombeo** hidráulico, con una **potencia adicional de 3,5 GW.** Esta potencia, que aporta una mayor capacidad de gestión a la generación, se ve complementada con una penetración escalonada de 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.

  En particular, podrán establecerse convocatorias donde el producto a subastar sea la incorporación al sistema eléctrico de potencia o capacidad firme de respaldo para tecnologías que no supongan la utilización de combustibles fósiles, aun no suponiendo un incremento en términos de generación eléctrica por sí mismas, por ejemplo baterías. En este caso, la variable sobre la que se ofertaría sería la retribución adicional anual por unidad de potencia firme (MW) o capacidad de almacenamiento (MWh).

  Adicionalmente, y en función de la evolución tecnológica y el desarrollo de las distintas tecnologías de almacenamiento, se analizará la posibilidad de reformular la operación de la capacidad de **bombeo hidráulico para que ésta tenga como objetivo principal la estabilidad del sistema y la integración de renovables en el mismo.**

- **Gestión de la demanda**

  La gestión la demanda permite por una parte acomodar una mayor variabilidad en la generación eléctrica, y por otra proporcionar mecanismos alternativos para la estabilidad de

un sistema con cada vez menor inercia a causa de la menor presencia de centrales térmicas. En este eje juega un papel importante el sector industrial, como gran consumidor energético.

A la vez, **la nueva figura del agregador de demanda** permitirá la participación de los sectores terciario y residencial en servicios al sistema. La participación en servicios al sistema vía agregadores de retribución y por tanto la posibilidad de nuevos ingresos para los consumidores de electricidad.

En un sistema con una elevada penetración renovable como la que se prevé, la gestión de la demanda será un elemento habitual para los grandes consumidores o aquellos con demandas susceptibles de ser agregadas, como puede ser la recarga de flotas de vehículos eléctricos o la operación de parques de baterías o sistemas de climatización distribuidos.

- **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, Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades), REE, Administraciones autonómicas.

Medida 1.3. El desarrollo del autoconsumo con renovables y la generación distribuida

a) Descripción

El autoconsumo de 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 también un mecanismo para ampliar las posibles fuentes de financiación del desarrollo de renovables.

En este ámbito cabe destacar las siguientes aplicaciones:

- **Desarrollo de comunidades energéticas locales**

  El **autoconsumo compartido** permite que diversos consumidores de una misma comunidad (comunidad de vecinos, un barrio, un polígono industrial, etc.) puedan beneficiarse colectivamente de las mismas instalaciones de generación 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 las comunidades energéticas locales** 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.

- **Lucha contra la pobreza energética**

  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 compartido 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 unidades de energía** (procedentes, por ejemplo, de excedentes de instalaciones de autoconsumo públicas o colectivas) a precios asequibles o en condiciones favorables.

- **Autoconsumo como medida de competitividad**

  La energía es uno de los principales costes 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.

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 para el periodo 2020-2030 deben ser ambiciosos pero alcanzables, fruto de la aplicación de una estrategia adecuada.

  En el marco de esta estrategia será necesario analizar el potencial de penetración por tipo de consumidor (residencial, servicios o terciario, industrial), de manera que se puedan fijar unos objetivos indicativos en el periodo.

  Así mismo, se debe tener 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.

- **Financiación blanda**

  Permite 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 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 le 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 (en concreto 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.

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 y de Hacienda.

Medida 1.4. Apoyo al sector industrial

a) Descripción

La introducción de energías renovables en la industria es un reto imprescindible si se quiere avanzar hacia la descarbonización sistémica de la economía.

La posibilidad de hacer autoconsumo eléctrico en el sector industrial, aunque no ha sido apenas desarrollada hasta la fecha, cuenta con una interesante proyección de futuro. En otros apartados de este documento se analizan más en detalle las cuestiones relativas al autoconsumo.

En cuanto a los usos térmicos en la industria, hay que tener en cuenta que, según "La Energía en España 2016" publicado por el MITECO, **la demanda de energía final en el sector industrial supuso alrededor del 24% en España en el año 2015**. Esta demanda se cubrió en apenas un **7% con fuentes de energía renovable** (principalmente, biomasa). Existe un importante potencial para que tanto la biomasa, como otras fuentes de energías renovables (en especial el biogás y la solar térmica), contribuyan de forma más significativa a la descarbonización del sector industrial.

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), siendo prácticamente nulo el consumo de energías renovables en el resto.

b) Objetivos abordados

Generación descentralizada de energías renovables y autoconsumo.

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, gobiernos autonómicos, asociaciones sectoriales.

Medida 1.5. 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% anuales 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.

b) Objetivos abordados

Penetración de fuentes de energías renovables y desplazamiento de fuentes fósiles, expansión de tecnologías poco implantadas, participación de nuevos actores e innovación.

c) Mecanismos de actuación

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

  Se determinarán los sujetos afectados, los proyectos elegibles y la forma en que se contabilizará la aportación energética de cada uno de estos. Asimismo, se calculará cuál sería la compensación económica a aportar por cada sujeto en caso de incumplimiento que servirá como origen de fondos, a aplicar a través de los programas de ayudas.

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

- **Medidas específicas relacionadas con el sector de la edificación, en cuyo desarrollo el Ministerio de Fomento desempeñará un papel fundamental:**

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

    Será necesario revisar y elevar las exigencias en eficiencia energética y energías renovables del Código Técnico de la Edificación (CTE), así como los requisitos mínimos que deben cumplir las instalaciones térmicas, a través del Reglamento de las Instalaciones Térmicas en los Edificios (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 frio.

Parece aconsejable separar la tramitación 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.

- **Medidas relativas a la promoción de redes de calor y frío**
  - **Evaluación del potencial de uso de energías renovables y calor y frío residual en redes de calor y frío y otros usos**
  - **Desarrollo normativo, incluyendo:**
    - ✓ 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); administraciones autonómicas y locales.

Medida 1.6. 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 que debe alcanzar **el 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.

Los biocarburantes constituyen la tecnología renovable en el transporte más ampliamente disponible y utilizada en la actualidad. 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.

b) Objetivos abordados

Penetración de fuentes de energías renovables y desplazamiento de fuentes fósiles e innovación.

c) Mecanismos de actuación en el ámbito de la introducción de biocarburantes

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.
- 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 y la aplicación de tipos reducidos en el impuesto especial de hidrocarburos.
- Establecimiento de objetivos específicos de consumo de biocarburantes en aviación.

d) Responsables

MITECO, Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades.

Medida 1.7. Promoción de gases renovables

a) Descripción

Hasta la fecha la promoción de gases renovables se ha limitado principalmente al biogás. Las particularidades del biogás hacen que sea uno de los pocos vectores energéticos renovables que puede utilizarse tanto para generar electricidad, como para cubrir demanda energética en los sectores térmicos.

Además, en términos de reducción de emisiones de GEI, consigue no solo la derivada del uso de un combustible 100% renovable, sino también una reducción adicional de emisiones difusas (principalmente, CH_4), asociadas a una mejor gestión de los residuos municipales, los lodos de depuradora y los residuos ganaderos.

Las medidas aplicadas hasta la fecha para la retribución a la generación eléctrica de las plantas de biogás no han tenido los resultados esperados, estando el aprovechamiento del biogás en España muy por debajo del potencial existente y muy alejado del obtenido en otros países de la Unión Europea.

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 natural[37].

En cuanto a los usos térmicos, el biometano puede ser especialmente interesante para descarbonizar aquella demanda de energía, principalmente en el sector industrial, que, por sus características (por ejemplo, alta temperatura, demanda de vapor), sea difícil cubrir con otras renovables.

Por último, la reducción de los costes de la electricidad producida a partir de fuentes renovables, así como de las tecnologías de electrolisis y de valorización energética del hidrógeno, hacen entrever oportunidades para otros gases renovables en el medio y largo plazo.

b) Objetivos abordados

Desplazamiento de combustibles fósiles por renovables en la matriz energética.

c) Mecanismos de actuación

[37] 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.

El Gobierno fomentará, mediante la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biometano, el hidrógeno y otros combustibles en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía de origen renovable.

Se realizará un análisis sobre la situación de los gases renovables en España, que incluirá:

d) Determinación del potencial de producción teórico, técnico y económico.
e) Definición de una estrategia para determinar el uso más eficiente y la manera más eficaz de enfocar el aprovechamiento de este recurso.
f) Diseño de los mecanismos de apoyo que permitan maximizar el aprovechamiento del gas renovable, sustentados si fuera necesario en un sistema de certificación que permita la supervisión y control de las obligaciones, así como mecanismos de flexibilidad que favorezcan la máxima eficiencia en el logro de los objetivos. Sin descartar regulaciones que permitan la inyección de dichos gases renovables en la red de gas natural.

g) Responsables

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

Medida 1.8. Plan de renovación tecnológica en proyectos 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 imprescindible 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, la **hibridación** mediante la incorporación de distintas tecnologías de generación o de almacenamiento a proyectos existentes permite un mejor uso de la capacidad disponible de conexión a la red, así como la concentración territorial de generación renovable.

b) Objetivos abordados

Desarrollo de las energías renovables.

c) Mecanismos de actuación

Se prevén los siguientes mecanismos:

- **Simplificación administrativa**

  Los proyectos existentes ya fueron objeto de tramitación administrativa previa para su autorización, por lo que 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 durante la tramitación de la instalación existente; la reducción de los plazos de tramitación en la evaluación de impacto ambiental; la 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 la simplificación de los requerimientos de acreditación de la capacidad del solicitante.

- **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 1.9. 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 proactivo de 100% energías renovables. 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 100% energía eléctrica renovable.

El sector privado está apoyando la transición energética a través de la demanda proactiva de energías renovables. RE100 es una iniciativa internacional lanzada en la Semana del Clima de Nueva York 2014. Está formada por empresas privadas comprometidas con el consumo de electricidad 100% renovable. En la actualidad, 68 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, pero 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 citar algunos.

b) Objetivos abordados

Desarrollo de las energías renovables y participación de nuevos actores.

c) Mecanismos de actuación

Se fomentará la contratación bilateral a largo plazo con productores de energía renovable con el objetivo de aportar estabilidad a los precios de la electricidad. En particular, se analizará la viabilidad de contribuciones mínimas de suministro renovable para las Administraciones Públicas y los grandes consumidores de energía.

d) Responsables

Asociaciones sectoriales, MITECO, Administraciones autonómicas y locales.

Medida 1.10. 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 logro de ambos objetivos: transición justa y economía circular.

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 de las obligaciones ligadas a la calidad del aire para las instalaciones de biomasa nuevas y existentes.
  - Fomento de la certificación y principio de proximidad de origen en el aprovechamiento de la biomasa.
- **Medidas de apoyo económico ligadas a:**
  - Plantas de logística de biomasa.
  - Penalización del depósito de residuos en vertedero. Se analizará 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, Administraciones autonómicas.

3.1.2 Medidas transversales de promoción de las energías renovables

Este PNIEC incluye una serie de medidas transversales para impulsar los cambios necesarios que permitan superar una serie de barreras estructurales, como los procesos administrativos; el apoyo a tecnologías pre-comerciales o a la insularidad; medidas para que los actores involucrados en la transición energética puedan ser partícipes de la misma en las mejores condiciones posibles.

Medida 1.11. 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 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 abordarse:

- 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, incluyendo proyectos híbridos.
- Despliegue de la generación descentralizada (autoconsumo y comunidades energéticas).
- Agilización y clarificación de procedimientos administrativos para proyectos renovables.

c) Mecanismos de actuación

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

  Identificando mejores prácticas y buscando que los procesos administrativos de ámbito local, autonómico y estatal sean claros, objetivos, efectivos y eficientes y 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. Se analizará la necesidad de revisar los procesos administrativos para para tecnologías con escaso o nulo desarrollo de mercado en la actualidad la eólica marina o las oceánicas.

- **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, y 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.

d) Responsables

Este proceso de revisión debe involucrar a la administración estatal, autonómica y local.

Medida 1.12. Generación de conocimiento, divulgación, sensibilización y formación

a) Descripción

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

La transición hacia un sistema energético descarbonizado es un desafío tecnológico y social. La ciudadanía desempeña en ella un papel principal, ya 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 y producir energía renovable.

La 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.[38]

b) Objetivos abordados

Participación proactiva de todos los actores en la transición energética.

c) Mecanismos de actuación. En todas las líneas de trabajo que se presentan a continuación el Ministerio de Fomento asumirá un papel protagonista central.

- **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 Agencia Internacional de la Energía (AIE) como por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (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.

[38] Análisis realizados en el marco del proyecto europeo *Keep on Track* muestran que muchos Estados miembros no están en vías de cumplir sus objetivos de renovables en 2020, mientras que la mayoría de los ciudadanos de la UE considera que el objetivo para la Unión en 2020 es "correcto" o "demasiado modesto". Está claro que una opinión pública positiva no es suficiente para alcanzar objetivos ambiciosos; se necesitan actitudes proactivas por parte de todos (ciudadanos, corporaciones y sector público) para lograr la transición energética justa.

- El Ministerio para la Transición Ecológica, por medio del IDAE, en plena colaboración con el Ministerio de Fomento u 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, desmantelar los prejuicios contra ellas e incrementar la aceptación social de 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.

  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**

  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 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 adquirían 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 para esto.

- **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 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.

- **Formación de profesionales**

  Para dar respuesta al potencial de creación de empleo ligado al proceso de descarbonización es necesaria la formación de personal cualificado en los distintos sectores implicados.

  El despliegue a gran escala de tecnologías renovables en diferentes ámbitos, especialmente en instalaciones de pequeña escala, llevará a profesionales no siempre debidamente cualificados (a veces por la necesidad de recurrir a subcontratación) a tener que diseñar, ejecutar, operar y mantener instalaciones que no conocen en profundidad. Es necesario, por tanto, ahondar y mejorar la formación profesional puesta a disposición de estos profesionales

para que la calidad de las instalaciones garantice una adecuada penetración de estas tecnologías.

Para dar respuesta al potencial de creación de empleo ligado al proceso de descarbonización es necesaria la formación de personal cualificado en los distintos sectores implicados. En materia de educación y formación las competencias están transferidas a las Comunidades Autónomas. Por otro lado, en la actualidad gran parte de la formación se realiza en las propias empresas. Por último, la formación es uno de los pilares de actuación de los sindicatos.

El objetivo principal de las acciones de capacitación es abastecer al mercado con los profesionales cualificados que va a demandar, para ello se proponen actuaciones encaminadas a incrementar la formación, mejorar la existente y facilitar el acceso a la formación.

El Mercado Único europeo demanda la formación en habilidades profesionales que faciliten la movilidad en la UE. Se trabajará con las asociaciones del sector y los sindicatos en la identificación de los perfiles necesarios para el cumplimiento de los objetivos del Plan Nacional. Se promoverá la adopción de mejores prácticas para incrementar la formación de los perfiles deficitarios en cooperación con los organismos afectados.

Por último, se coordinarán las medidas destinadas a la concienciación y divulgación para llamar la atención de los futuros profesionales sobre las oportunidades laborales que ofrece la transición energética.

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, IDAE, Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades), 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 1.13. 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 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 sólo corresponde a proyectos innovadores sino que se refiere también a los retos a enfrentar, como el geográfico (por ejemplo, la insularidad) o de mercado, como en 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.

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 islas 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.

d) Responsables

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

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€).

Con objeto de alcanzar un 20% de reducción de GEI en 2030 con respecto a los niveles de 1990, los sectores sujetos a comercio de derechos de emisión deberán contribuir con una reducción en torno al 61% con respecto al año 2005.

Las medidas a implementar en estos sectores quedan recogidas en el apartado 3.1.2. anterior y en la dimensión de eficiencia energética.

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 de, al menos, un **20%** 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:

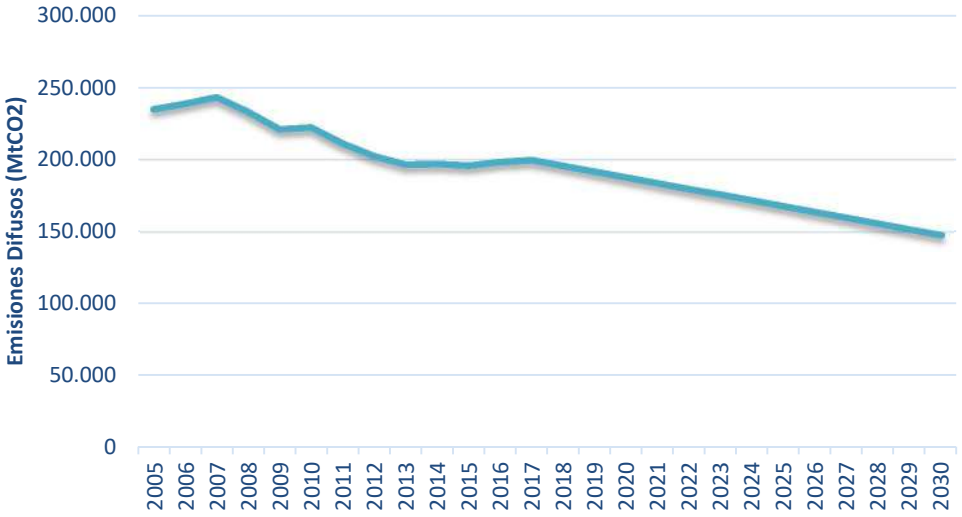
- Difusos energéticos; residencial, comercial e institucional; transporte, e industria no sujeta al comercio de derechos de emisión.
- Difusos no energéticos; agrícola y ganadero, gestión de residuos y gases fluorados.

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

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, el cumplimiento de la meta establecida por España de reducción global del 20% implica la necesidad de que los sectores difusos en su conjunto contribuyan con una reducción **en torno al 38% 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 3.2. Senda de emisiones difusas históricas y proyectadas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Este 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 asciende a 29,1 $MtCO_2$-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 renovables y 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 28 $MtCO_2$-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 cada vez más 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.

Medida 1.14. Reducción de emisiones de GEI en los sectores agrícola y ganadero

a) Descripción

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 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.

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, favorecer 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 a 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 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 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 Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y/o intervenciones en el Plan Estratégico de la Política Agrícola Común (PAC).

c) Responsables

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, conjuntamente con las Comunidades Autónomas de acuerdo con la distribución competencial de España.

Medida 1.15. Reducción de emisiones de GEI en la gestión de residuos

a) Descripción

a.1. Compostaje doméstico o comunitario

Se trata de la separación en origen del bioresiduo 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 vecinos, 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 entre los hogares y comunidades implicados para asegurar el éxito de la medida. Como resultado se evita el envío de bioresiduo al vertedero, se reduce la frecuencia de recogida de la fracción resto y se obtiene compost de buena calidad.

a.2. Recogida separada de bioresiduo 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 bioresiduos con destino a vertedero y de la disminución en la frecuencia de recogida.

a.3. Recogida separada de bioresiduo con destino a biometanización

Se trata de la implantación de un sistema de recogida separada del bioresiduo, 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 bioresiduo en vertedero, y por otra el ahorro que supone la utilización de una energía renovable.

a.4. Reducción 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. Ya a nivel nacional, el Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación cuantifica 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 potencial emisor de metano superior al bioresiduo.

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 biodiesel. Así, esta medida contribuye no sólo 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 BIOS de segunda generación 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.

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 bioresiduos 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 Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y/o intervenciones en el Plan estratégico de la política agrícola común (PAC).

c) Responsables

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y MITECO conjuntamente con las Comunidades Autónomas de acuerdo con la distribución competencial de España.

Medida 1.16. 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 otros equipos alternativos que utilicen gases refrigerantes de nulo o bajo potencial de calentamiento (CO_2, NH_3, 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 SF_6 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 Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

3.1.5 LULUFC (Reglamento 2018/841)

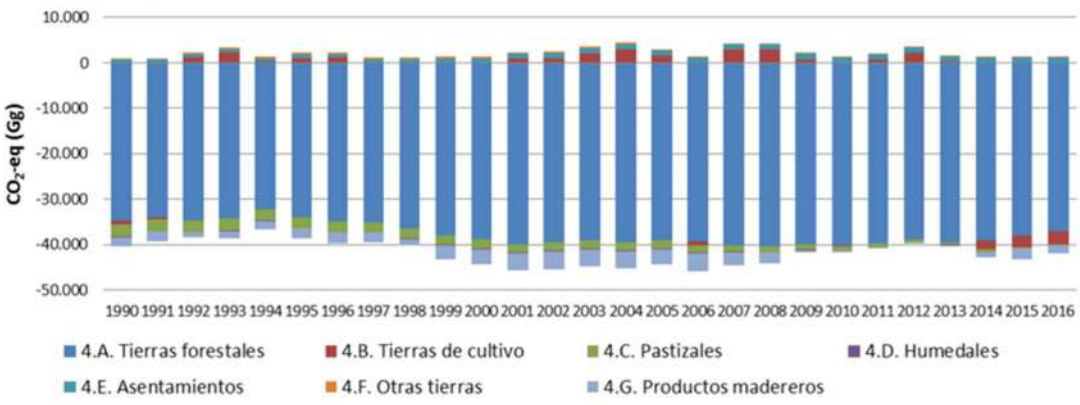
El Reglamento (UE) 2018/841 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018 sobre la inclusión de las emisiones y absorciones de GEI resultantes del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura en el marco de actuación en materia de clima y energía hasta 2030, y por el que se modifican el Reglamento (UE) nº 525/2013 y la Decisión nº 529/2013/UE establece que, para los períodos comprendidos entre 2021 y 2025 y entre 2026 y 2030, cada Estado miembro garantizará 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 de tierras forestadas, tierras deforestadas, cultivos gestionados, pastos gestionados, tierras forestales gestionadas y humedales gestionados (esta última obligatoria a partir de 2026).

Además establece un mecanismo de flexibilidad para cumplir este objetivo, de forma que si el total de las emisiones excede el total de las absorciones en LULUCF, existe la posibilidad de utilizar AEA propias o adquirir sobrantes de otro Estado miembro resultantes del sector LULUCF, siempre que el total de las emisiones no exceda el total de las absorciones en toda la UE. En caso de que el total de las absorciones exceda el total de las emisiones, se podrá transferir la cantidad restante de absorciones a otro Estado miembro.

España por tanto debe garantizar que en el periodo 2021-2030 las emisiones de este sector no excedan las absorciones. Según la contabilidad aprobada en el reglamento, la contribución de las medidas a la generación de absorciones en el sector LULUCF dependerá del nivel de referencia forestal, actualmente en fase de cálculo, y que debe ser presentado a la Comisión Europea a más tardar el 31 de diciembre de 2019 (para el periodo de 2021 a 2025). La Comisión, a su vez, adoptará un acto delegado con el nivel de referencia forestal aplicable a España a más tardar el 31 de octubre de 2020.

En cualquier caso, el conjunto de medidas a implementar permitirá que en lo posible España obtenga un balance positivo de absorciones en el sector LULUFC de forma que se pueda hacer **uso de hasta 29,1 $MtCO_2$ a lo largo del periodo 20121-2030 para cumplir con los objetivos en sectores difusos.**

Figura 3.3. Emisiones (+) y absorciones (-) de CO_2-eq por usos y cambios de uso del suelo (LULUFC) en el periodo 1990-2016



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Medida 1.17. Sumideros forestales

a) Descripción

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 CO_2, tanto en la biomasa arbórea como en el suelo.

a.2. Fomento de choperas en sustitución de cultivos agrícolas en zonas inundables.

Esta medida tiene por objeto fomentar el cultivo racionalizado de chopos, teniendo en cuenta su importancia para la economía nacional y su relevante contribución ambiental en términos de absorción de CO_2 junto con su gran potencial de cara a la estabilización de riberas y compatibilidad con inundaciones y encharcamientos regulares. Esto último le hace ser un cultivo óptimo para zonas de inundación en comparación con otros cultivos. 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.

Para esta medida se implantarán 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 (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 periodo 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 la pérdida de carbono orgánico del suelo y la consecuente erosión, o el gasto público que supone actuar en la extinción de estos incendios forestales.

El método de trabajo se basa en 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

Aparte 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 deben mencionarse 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, todas ellas 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 de 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

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y MITECO, conjuntamente con las Comunidades Autónomas de acuerdo con la distribución competencial de España.

Medida 1.18. Sumideros agrícolas

a) Descripción

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 CO_2 por los suelos agrícolas y una reducción de las emisiones derivadas de la utilización de gasóleo por la maquinaria agrícola. La medida sería adecuada tanto desde el punto de vista de la mitigación, como de la adaptación al cambio climático, ya que no solo favorece que el suelo ejerza como sumidero de carbono, mitigando por ello el cambio climático, sino que también, mejora su resiliencia. Para su implementación se requiere de formación 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 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 invernado se obtiene, por un lado, prescindiendo del tradicional laboreo del suelo, y por otro, evitando la quema incontrolada de los restos de poda. Además, minorar las emisiones, con esta medida 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 Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación y/o intervenciones en el Plan Estratégico de la Política Agrícola Común (PAC).

c) Autoridades públicas de ejecución

Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación conjuntamente con las Comunidades Autónomas de acuerdo con la distribución competencial de España.

3.1.6 Sectores ETS

Medida 1.19. 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 la Unión de sus objetivos 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) Autoridades públicas de ejecución

MITECO.

3.1.7 Fiscalidad

Medida 1.20. Fiscalidad

a) Descripción

En línea con la Agenda del Cambio aprobada por Consejo de Ministros el pasado 8 de febrero, 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 Fondo Nacional de Eficiencia Energética 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 Fondo Nacional de Eficiencia Energética, el Escenario Objetivo de 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.

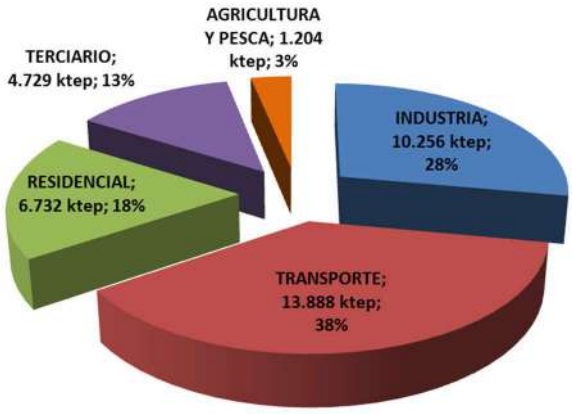
De manera particular, destacan las medidas de ahorro y eficiencia energética en los sectores ferroviario, marítimo y aéreo, no contempladas entre las medidas articuladas con los recursos del Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Como resultado de las inversiones contempladas en el Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda (PITVI) 2012 – 2024 y sucesivos, del Ministerio de Fomento, 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.

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 plan presenta **10 medidas de eficiencia energética** que 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 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 Mtep respectivamente:

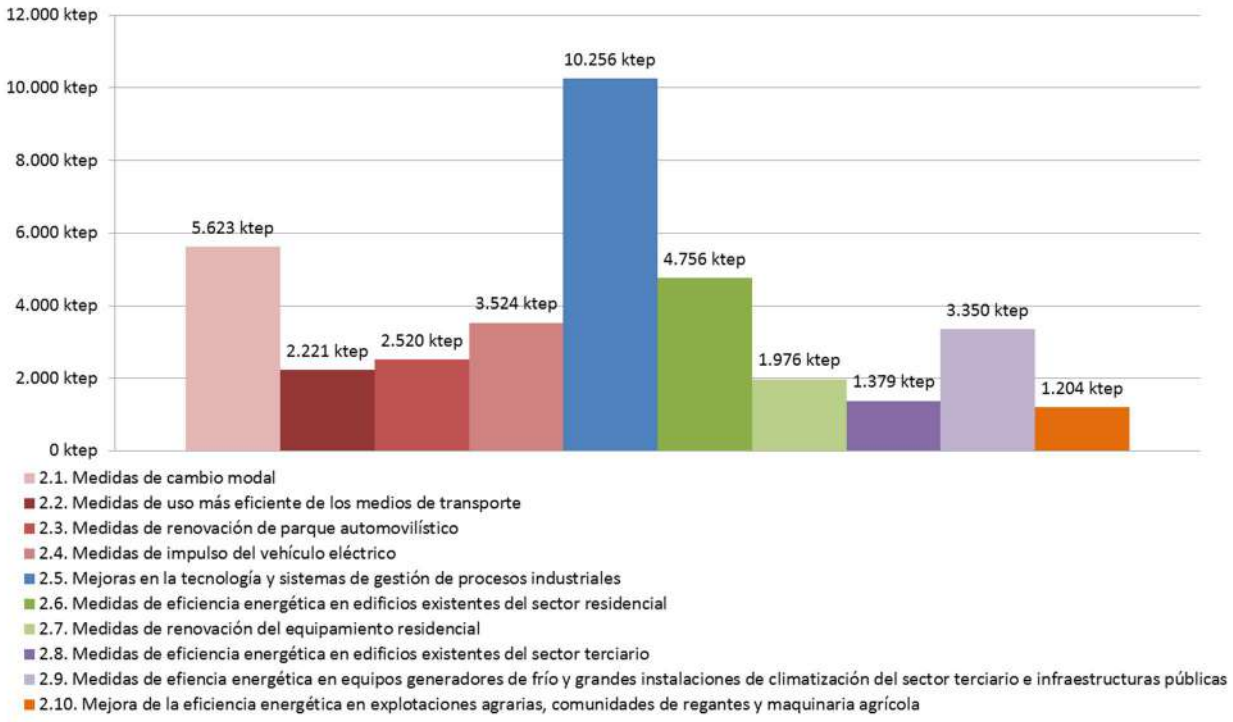
Figura 3.4. Ahorro de energía final acumulada por sectores en España 2021-2030 (ktep)[39]



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

[39] 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 3.5. Ahorro de energía final acumulada por medidas en España 2021-2030 (ktep)



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

Además, hay que tener en cuenta que 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. Medidas de cambio modal (promoción de los modos más eficientes)

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 para conseguir 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.

La medida pretende reducir el uso del vehículo privado, de manera que el Escenario Objetivo de 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.

La principal fuerza motriz impulsora del cambio modal es **la generalización a partir de 2023 en todas las ciudades de más de 50.000 habitantes de la delimitación de zonas centrales con acceso limitado a los vehículos más emisores y contaminantes.** Esta medida, una de las 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 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 Fondo Nacional de Eficiencia Energética. 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.

De manera concreta, se promoverá la ejecución a través del diseño 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 objetivo de ahorro de la medida es 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 seguirán siendo el MITECO/IDAE (de manera coordinada con otros Departamentos ministeriales con competencias 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 CO_2 y del consumo de energía final, mediante cambios importantes en el reparto modal a través de:

- La implantación y desarrollo de Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS), con medidas tales como la delimitación de zonas urbanas centrales de acceso restringido, peatonalizaciones, restricciones de tráfico en momentos de mayor contaminación, impulso del vehículo compartido, promoción del uso de la bicicleta, 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.

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 desplazar el transporte de mercancías desde la carretera al ferrocarril. En este sentido se propone ir por encima del objetivo del Plan de infraestructuras, transporte y vivienda (PITVI) 2012-2024, de manera que el trasvase de transporte de mercancías por carretera a ferrocarril sea de un 7,5% en vez de un 6%..

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; refuerzo y potenciación de los observatorios, 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 y se estima un coste total de **10.753 M€** asociado a la ejecución y puesta en marcha de las medidas contenidas en los PMUS de las ciudades grandes y, adicionalmente, de **3.753 M€ en las ciudades pequeñas** (menos de 50.000 habitantes). De manera conjunta, las inversiones necesarias para posibilitar el cambio modal efectivo y la transformación del modelo de ciudad se estiman en **14.505 M€ en 10 años** (a los que habría que añadir una cifra notablemente inferior —del orden de 265 M€— para 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 cuanta 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. Medidas de 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.

Esta medida es coherente con el Plan de infraestructuras, transporte y vivienda 2012 – 2024, del Ministerio de Fomento, 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, 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 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.

Medidas legislativas: adopción 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 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 consumo para una misma masa transportada.

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.

f) 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. Medidas de renovación de 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.

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. En el resto de categorías se tratará de que sólo se beneficien de las posibles medidas aquellos vehículos que consigan una reducción mínima demostrada sobre las emisiones medias anuales de CO_2 del 25%.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida son el Ministerio de Hacienda y las Entidades Locales responsables de la gestión del actual IVTM («Impuesto sobre Vehículos de Tracción Mecánica») y el IEDMT (Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte 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 para reforma del actual IVTM, recaudado por las Entidades Locales, que grava la titularidad de los vehículos aptos para circular, sobre la base de los caballos de vapor fiscales, que dependen de la cilindrada y del número de cilindros del vehículo. 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 y más contaminación.

Al mismo tiempo, el Ministerio de Hacienda analizará la posible reforma del IEDMT de manera que las decisiones de compra del consumidor se orienten hacia vehículos de menor consumo, lo que se conseguiría actualizando los actuales tramos de emisiones de CO_2 en los que se basa el impuesto.

Medidas legislativas: En coordinación con las Autoridad 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.

g) Necesidades financieras y apoyo público

La inversión total asociada, por parte de particulares y empresas, se estima en 76.680 M€[40] para el periodo 2021-2030.

Medida 2.4. Medidas de 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, posibilitando una mayor penetración de energías renovables en el sector transporte. La penetración actual de los vehículos eléctricos en el parque es muy baja (31.341 vehículos en 2017, incluyendo vehículo eléctrico de batería, vehículo híbrido eléctrico enchufable y vehículos eléctricos de rango extendido) y aumentar su número comportará una serie de ventajas en cuanto al cumplimiento por parte de los fabricantes, de los objetivos de reducción de CO_2 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.

La electrificación masiva del parque de vehículos sólo 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 2.2, 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 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 transitar desde una cultura de la propiedad del vehículo a una cultura del servicio.

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; el Escenario Objetivo de este PNIEC considera que se alcanzará **un parque de vehículos de 5.000.000 en 2030** (turismos, furgonetas, buses 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 Ministerio de Industria, Comercio y Turismo), 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

[40] La inversión total asociada se ha calculado considerando el importe total del nuevo vehículo.

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:

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). 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 la posible reforma del Impuesto Especial sobre Determinados Medios de Transporte (IEDMT o «impuesto de matriculación») para actualizar los umbrales de emisiones de CO_2 a partir de los cuales se abona el impuesto[41].

La reforma permitiría adelantar la paridad de precio entre vehículos térmicos y vehículos eléctricos, lo que contribuiría a acelerar la penetración de los vehículos eléctricos por encima de las exigencias del nuevo Reglamento de emisiones de CO_2 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. Esta estrategia utilizará los canales de comunicación 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€[42]. 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.

[41] El 74% de los vehículos matriculados actualmente no abona este impuesto por no superar el límite de 120 gCO_2/km.

[42] 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.

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 promoverá, 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 tecnologías disponibles (MTD); asimismo, con- templará la sustitución de sistemas auxiliares consumidores de energía. Por otro lado, promoverá 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 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 Fondo Nacional de Eficiencia Energética, desde mayo de 2015 hasta finales de 2018, gestionados por el IDAE en tanto que es el organismo gestor del Fondo (Ley 18/2014, de 15 de octubre).

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.

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 Fondo Nacional de Eficiencia Energética, que hasta la fecha ha incorporado, básicamente, las contribuciones financieras de las empresas comercializadoras de energía, o 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 Fondo Nacional de Eficiencia Energética, que puede utilizarse como herramienta prioritaria de intervención del sector público para la movilización de inversiones en materia 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 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, 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 CO_2 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 anterior periodo de la Directiva 2012/27/UE, 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) Medidas específicas o acciones individuales sobre pobreza energética

No aplica.

h) 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. Medidas de 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 Ministerio de Fomento 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 2012/27/UE 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 edificio como punto de partida para realizar un diagnóstico energético del mismo. 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

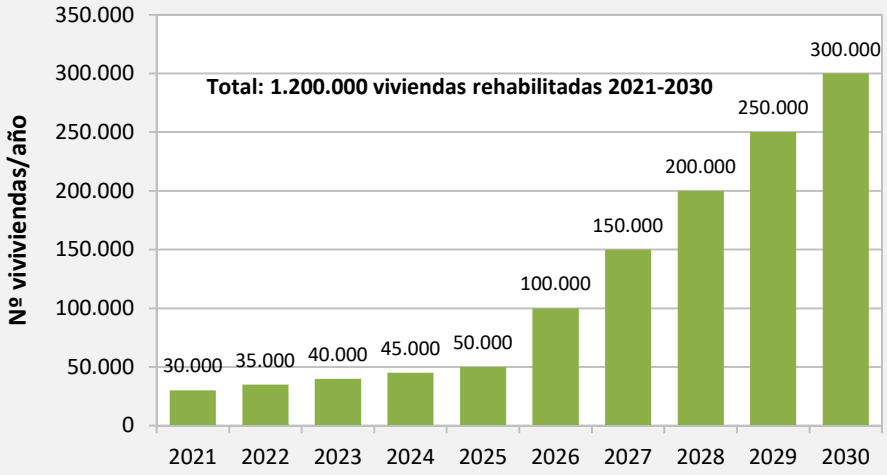
El propio certificado deberá incluir recomendaciones para la mejora de los niveles óptimos o rentables de la eficiencia energética del edificio o de una parte de éste y puede incluir una estimación de los plazos de recuperación de la inversión durante su vida útil.

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 le futura **Estrategia a largo plazo para la rehabilitación energética en el sector de la edificación en España,** responsabilidad del Ministerio de Fomento.

Por otro, de **la renovación de las instalaciones térmicas (centralizadas e individuales) en más de 300.000 viviendas/año.**

Figura 3.6. Previsión indicativa anual de viviendas rehabilitadas energéticamente 2021-2030



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019.

c) Responsables

Las autoridades públicas responsables de la ejecución y seguimiento de la medida seguirán siendo el Ministerio de Fomento 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 CO_2 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:

- **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 Reglamento de Instalaciones Térmicas de Edificios (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 y telegestión 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 serán los siguientes:

Fiscalidad: se propone que el Ministerio de Hacienda lidere 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 poder dotar a la comunidad de propietarios de una forma jurídica que le permita acceder 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 de apoyo público, 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 las instalaciones térmicas del edificio.

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

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. Medidas de 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, lavador- as, 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 a la comunicación para la adquisición de electrodomésticos con los más elevados estándares de eficiencia energética, se desarrollarán actuaciones de comunicación centradas en **el uso eficiente y responsable de los equipos.**

g) Necesidades financieras y apoyo público

El apoyo económico público se destinará a las campañas de comunicación.

Sector terciario

Medida 2.8. Medidas de 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 submedidas:

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 traduciéndose 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.

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 CO_2 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 Reglamento de Instalaciones Térmicas de Edificios (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 serán 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. Medidas de 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 CO_2 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 los ciudadanos.

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) Medidas específicas o acciones individuales sobre pobreza energética

Las actuaciones cuya responsabilidad de ejecución compete a las Entidades Locales podrán priorizarse de acuerdo con los objetivos de la política regional para compensar los desequilibrios de renta territoriales y asegurar un desarrollo equilibrado coherente con una transición justa.

h) 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€** en el conjunto del período.

Sector agricultura y pesca

Medida 2.10. Mejora de la 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, 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 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

3.2.2.1 Promoción de los servicios energéticos

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 pro- mover 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, impulsando nuevas formas de contratación que favorezcan la consecución de ahorros energéticos y mejoras medioambientales.

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.

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.

El IDAE recuperará su papel como inversor —directa o indirectamente— en proyectos de ahorro y eficiencia energética y de energías renovables bajo la fórmula de la recuperación de las inversiones mediante ahorros compartidos como forma de visibilizar la viabilidad y rentabilidad de los proyectos de ahorro y eficiencia energética en el sector privado.

3.2.2.2 Sector público: responsabilidad proactiva y contratación pública eficiente energéticamente

<u>Responsabilidad proactiva</u>

El conjunto de las Administraciones territoriales debe asumir una responsabilidad proactiva en materia de promoción de la eficiencia energética y del uso creciente de las energías renovables, liderando el proceso de transición energética hacia una economía descarbonizada en el año 2050.

Este papel se concreta, en este PNIEC, en la renovación de 300.000 m^2/año en la Administración General del Estado por encima del 3% exigido por la Directiva de Eficiencia Energética. De

manera adicional, el cumplimiento del objetivo de mejora de la eficiencia energética del 32,5% 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 autonómico.[43]

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 superficie[44]. 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.
- 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.

<u>Contratación pública eficiente energéticamente</u>

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 Públicas[45].

[43] 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.

[44] Desde el año 2014 hasta el año 2017, se han renovado 1.240.035 m², lo que supone un cumplimiento del objetivo de renovación establecido en el artículo 5 de la Directiva de Eficiencia Energética del 105%.

[45] 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.

Se ha añadido recientemente 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.

3.2.2.3 Auditorías energéticas y sistemas de gestión

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). Las Comunidades Autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla son las administraciones competentes para el establecimiento y aplicación de los sistemas de inspección independientes sobre las empresas obligadas; la inspección se debe realizar sobre una selección aleatoria de, al menos, una proporción estadísticamente significativa de las auditorías energéticas 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 3.12.2018.

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, y promoverán auditorías energéticas en empresas de pequeño y mediano tamaño que no resultan afectadas por la obligatoriedad derivada de la aplicación de la Directiva.

3.2.2.4 Comunicación, información y formación

Las medidas de comunicación, información y formación 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.

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 y formación de manera fácil y accesible a los consumidores más vulnerables para hacerles partícipes de la necesaria transformación social y reducir la pobreza energética.

De manera particular y como parte de la estrategia global de comunicación anterior, este Plan propone acciones dirigidas a las instituciones financieras como agentes necesarios para movilizar los cerca de **86.476 M€ de inversión adicionales en eficiencia energética** que habrán de hacer posible la mejora de la eficiencia energética del 32,5% fijada como objetivo para 2030. Estas acciones deben mejorar el conocimiento de los agentes financieros y proporcionar formación 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.

El 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.

3.2.2.5 Otras medidas para promover la eficiencia energética: la transición en la cogeneración de alta eficiencia

De acuerdo con la estadística de la Comisión Nacional de Mercados de la Competencia (CNMC) de ventas de energía eléctrica del régimen especial, la potencia instalada de cogeneración (categoría A del actual Real Decreto 413/2014) a finales de 2017 en España fue de 5.705 MW. 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.

Asimismo, el fomento del autoconsumo impulsado con el Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y protección de los consumidores, debe impulsar la vuelta al autoconsumo de las instalaciones de cogeneración conectadas a la red.

En base a lo anterior se plantea una medida durante el periodo 2021-2030 que pretende la transición de la cogeneración hacia la alta eficiencia **de un total de 1.200 MW de instalaciones de cogeneración** que utilizando gas natural y con una optimización de diseño en base a: 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.

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. Se llevarán a cabo planes de inspección que garanticen el uso efectivo del calor aportado por la cogeneración al proceso.

Se estima un **ahorro asociado a esta medida de 1.471 ktep de energía primaria acumulada durante el periodo 2021-2030**.

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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 y 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

El Fondo Nacional de Eficiencia Energética 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 2020 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 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 Pluri-regional 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) y del futuro periodo de programación hasta 2030. Asimismo, el Fondo Nacional de Eficiencia Energética contará también con los recursos derivados del retorno de los préstamos concedidos en el marco de convocatorias ya realizadas desde 2015.

De manera agregada, **este PNIEC movilizará algo cerca de 86.476 M€ de inversión adicional en eficiencia energética** satisfaciendo el principio de «energy efficiency first» 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 debe 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

De acuerdo con los objetivos planteados en el apartado 2.3 (Objetivos y metas nacionales en seguridad energética), mediante el presente Plan se articulan las políticas y medidas que se van a ir detallando en los siguientes párrafos, si bien, cabe recordar previamente el marco al que se deben ajustar.

Así, un buen número de las políticas y medidas 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, que consisten, entre otras, en realizar la valoración de los riesgos y amenazas, analizar los 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, y evaluar los resultados de su ejecución, todo ello en coordinación con los órganos y autoridades directamente competentes y con el Comité Especializado de Situación.

Cabe recordar que, como pieza fundamental del Sistema de Seguridad Nacional, en concreto 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 Directiva 2009/119/CE.

Por otro lado, todas aquellas medidas relativas a seguridad de suministro en sector del gas deberán atender a lo que disponga el futuro Reglamento sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 994/2010. Igualmente, habrán de cumplir con la Norma de Gestión Técnica del Sistema número 11 (NGTS-11), actualmente en revisión, y que marca la actuación en caso de emergencia, para adaptarla a la nueva regulación comunitaria y mejorar la coordinación entre los agentes del sistema gasista. Se prevé la aprobación de un nuevo Protocolo de Detalle que la complemente, estableciendo la obligación de realizar ejercicios de emergencia, con escenarios aprobados por la Autoridad Competente y coordinados por el Gestor Técnico del Sistema, sin existir previo aviso para los agentes involucrados. Para la elaboración de dichos ejercicios, los Transmission System Operator (TSOs) de los Estados Miembros con los que existen interconexiones serán avisados con una antelación mínima para que la cooperación regional sea también objeto de la evaluación.

Comenzando con el desarrollo de las medidas, en primer lugar, en cuanto a la intensa reducción de la dependencia energética, especialmente en lo referido a la importación de combustibles

fósiles, ésta 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). 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 privilegiadas características geográficas y climáticas, en particular en el ámbito solar y eólico. Las medidas correspondientes se encuentran, por tanto, recogidas en su mayoría en el apartado 3.1. (Políticas y medidas en descarbonización).

Esta autosuficiencia de fuentes se ve potenciada por la disponibilidad de tecnología nacional desarrollada por una industria puntera, que es un referente a escala internacional y que está en condiciones de aprovechar la oportunidad que este Plan supone en términos económicos y de generación de empleo. A este objetivo contribuirán también, por lo tanto, las medidas contempladas en el apartado 3.5. (Políticas y medidas en investigación, innovación y competitividad).

Y todo ello, sin descuidar la diversificación de orígenes de aprovisionamiento, asegurando disponer de una cartera suficientemente 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 mercado nacional.

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, requerirá de un mayor esfuerzo de interconexión entre islas, y un mayor desarrollo de tecnologías que favorezcan su descarbonización (ambos aspectos recogidos en otras dimensiones de este Plan). En este sentido se ha formulado la siguiente medida:

Medida 3.1. Reducción de dependencia del petróleo y del carbón en las islas

De manera general y tal como 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 actual, 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 grupos restantes como reserva hasta la efectiva integración del sistema eléctrico balear en el sistema peninsular.

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 como medidas principales las siguientes:

Medida 3.2. Puntos de recarga de combustibles alternativos

Se va a continuar fomentando la instalación de puntos de recarga de combustibles alternativos.

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 3.3. Impulso a la cooperación regional

Un aumento de las interconexiones físicas eléctricas con los sistemas energéticos vecinos, lo que contribuye a reducir los posibles impactos de limitaciones o interrupciones de suministro nacional de fuentes energéticas. Además, se plantea optimizar el 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 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 (ENTSOE) 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 muy significativa a reducir el aislamiento de la península ibérica del resto de Europa, lo que se ha venido a conocer como “isla energética”.

A nivel interno, el sistema energético español se encuentra en una posición muy avanzada en cuanto a la 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, en base a la normativa europea. No obstante, es necesario profundizar en esta preparación, en el marco de los distintos ámbitos internacionales en que está comprometida España: Agencia Internacional de la Energía (AIE), y distintas directivas y reglamentos de la UE para el sector eléctrico y gas. Así, en la siguiente medida se recogen distintas actuaciones previstas:

Medida 3.4. Profundización en los planes de contingencia

Cuyas principales acciones buscarán:

1) El desarrollo de la Estrategia de Seguridad Nacional a través del recientemente creado 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 eléctrico, el objetivo de estos planes 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 que se han producido éstos y 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 hidraulicidad, con diversos supuestos tanto de demanda como de disponibilidad de los grupos generadores.

A nivel europeo cabe mencionar la reciente aprobación del Reglamento por el que se establece un código de red relativo a emergencia y reposición del servicio[46], donde se detallan una serie de requisitos a cumplir 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 de 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.

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 cual 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 Agencia Internacional de la Energía. Se puede citar como 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.

[46]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

- 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 sujetos obligados nacionales cumplan con sus obligaciones mediante reservas almacenadas en otros Estados miembros.

Por lo que respecta al sector gasista, se actualizará el Plan de Acción Preventivo y 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, y por otro lado el Plan de Acción en Caso de Emergencia (PACE), en aplicación del artículo 40 del Real Decreto 1716/2004.

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.

Por último, en lo que respecta al plano de flexibilidad energética, cabe señalar que una transformación tan profunda y ambiciosa del sistema energético español como la que plantea el presente Plan conlleva también una serie de retos que no se pueden atender exclusivamente desde el lado del suministro energético. En particular, la apuesta tan 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 o baterías), pero 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. Integración de renovables en las redes eléctricas”.

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, todas 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:

1) Generación y almacenamiento distribuido de electricidad. Se incluyen dentro de esta medida todos los desarrollos en relación a autoconsumo.
2) Profundización en la eliminación de barreras relacionadas con el vehículo eléctrico (como la reciente eliminación de la figura del gestor de cargas).
3) Potenciación de formas de agregación de la generación, respuesta de la demanda (incluida la interrumpibilidad) y almacenamiento (*virtual power plants)*.
4) Participación de tecnologías renovables en mayores servicios del sistema eléctrico: gestión de desvíos, servicios de regulación, etc.

En cuanto al punto 3 de la medida anterior, cabe destacar que la integración real y progresiva del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los mercados de servicios de ajuste, redunda 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 se ha aprobado el "Estatuto de Consumidores Electrointensivos", 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, que reconoce las particularidades de aquellos consumidores industriales eléctricos con un elevado uso de la electricidad, un elevado consumo en horas de baja demanda eléctrica y una curva de consumo estable y predecible.

Este Estatuto responde también a criterios económicos, actuando en situaciones en que la aplicación del servicio supone 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, da lugar a una reducción del coste total de la energía a subir gestionada en esa hora. Además, recientemente 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 relación con la interrumpibilidad en ambos mercados (gas y electricidad), 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 al punto 4, hay que señalar que 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 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.

Para concluir, y como ya se ha ido apuntando, resulta importante recalcar que la dimensión de seguridad energética se encuentra íntimamente conectada con el resto de dimensiones de 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 depende la implementación más económica de estas tecnologías 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

En primer lugar, en cuanto a 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 adopta una estrategia común para el desarrollo de las actividades de transporte de electricidad y se crea 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 este ámbito, las principales medidas van encaminadas a construir las siguientes interconexiones esenciales:

Medida 4.1. Aumento de la interconexión eléctrica con Francia

- Proyecto del Golfo de Vizcaya: Interconexión entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES), que 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), las cuales aumentarán la capacidad de interconexión entre España y Francia hasta los 8.000 MW.

El más importante de estos proyectos, el del Golfo de Vizcaya, fue contemplado en los PCI 2017[47] como Interconexión entre Aquitania (FR) y el País Vasco (ES). Se trata de una interconexión entre el País Vasco y Aquitania 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 PCIs 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€.

La conexión con Portugal no resulta tan crítica para el sistema eléctrico español, ya que el proceso que llevó a la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL) implicó una estrecha cooperación entre los gobiernos de España y Portugal. Como resultado, desde sus inicios en julio de 2007, el MIBEL constituye uno de los mercados más líquidos de Europa, que reporta múltiples beneficios para los consumidores de ambos 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 adecuada la siguiente medida:

[47] 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

Medida 4.2. Aumento de la interconexión eléctrica con Portugal

Para aumentar la capacidad de intercambio entre España y Portugal hasta los 3.000 MW.

Esta nueva interconexión con Portugal, igualmente incluida en la lista de PCIs 2017, tiene por objetivo aumentar la capacidad de intercambio entre ambos países hasta los 3.000 MW y un coste estimado de 128 M€. 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.

En la financiación de las mencionadas interconexiones eléctricas, así como en la del resto de infraestructuras PCI, desempeñará 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, que 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.

Medida 4.3. Infraestructuras de transporte de electricidad distintos de los "Projects of Common Interest" (PCIs)

- Eje Abanto/Güeñes - Ichaso 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.

Cabe señalar que el desarrollo de aquellas actuaciones, de entre la lista de infraestructuras anterior, que puedan tener afección a los sistemas eléctricos vecinos, se realizará en cooperación con los TSO para minimizar las posibles afecciones e impactos en ambos sistemas eléctricos.

Medida 4.4. Integración del mercado eléctrico

Constará de las siguientes iniciativas:

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. En caso de ser necesario, se adoptarán las medidas necesarias para impulsar la descarbonización de la economía con el objetivo de que las centrales de carbón cesen de aportar energía al sistema para el año 2030.
3. Se llevarán 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. Fomento de la participación de los consumidores en el mercado eléctrico. Desarrollo del RD-Ley 15/2018 en cuanto a autoconsumo y comunidades energéticas renovables

En relación al último punto de la medida anterior, a raíz del elevado esfuerzo realizado por España en el despliegue de los 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 activos pueden ajustar su demanda a aquellas horas en las que los precios de mercado son inferiores contribuyendo al desplazamiento de la curva de demanda y facilitando con ello una bajada 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 desarrollará 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, 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. Así, ya se 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 una movilidad baja en emisiones.

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 consumidores de electricidad y mejora de competitividad

Constará de las siguientes iniciativas:

1. Establecimiento de 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 en los próximos meses se analizarán las reformas necesarias en el diseño y funcionamiento del mercado eléctrico. Además, se analizarán nuevos diseños de tarifas inteligentes que promuevan la electrificación, la gestión de la demanda, el uso racional de las infraestructuras y contribuyan a los objetivos de descarbonización.

2. Facilitar la comprensión a los consumidores de las ofertas y de las condiciones en las que se realiza la contratación del suministro, lo que posibilitará que los consumidores adopten mejores decisiones en lo relativo a su consumo de electricidad, logrando un comportamiento más eficiente y un impacto menos dañino en el medio ambiente.
3. Se profundizará en el fomento de la libre competencia entre las comercializadoras de energía eléctrica.

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 4.6. Integración del mercado gasista

Constará a su vez de las siguientes iniciativas:

1. Establecimiento del modelo logístico de plantas de regasificación mediante desarrollo del Real Decreto 984/2015, de forma que se maximice la flexibilidad del sistema permitiendo avanzar hacia un modelo que permita la compraventa de GNL sin distinción de la planta en la que se encuentra 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.

Estas medidas se desarrollarán en el marco de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que 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.

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 medidas para que pueda 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.).

Medida 4.7. Protección de los consumidores de gas

Constará de 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 los contadores inteligentes en consumidores suministrados a presión igual o inferior a 4 bar a partir del informe a elaborar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en cumplimiento de la disposición adicional cuarta de la Orden ETU/1283/2017, de 22 de diciembre.

Medida 4.8. Mejora de la competitividad del sector gasista minorista

Constará de 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, 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.

Cabe recordar el efecto en este sentido que ya han obtenido 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 a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas

Medida 4.9. Plan de desarrollo de gestión de la demanda de gas

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, este plan debe preseleccionar clientes no protegidos cuyo volumen de consumo y actividad económica pueden ser adecuados para concurrir a estos mecanismos.

Como consecuencia del plan de desarrollo anterior, se deberá desarrollar la regulación nacional 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.

Medida 4.10. Lucha contra la pobreza energética

a) Descripción

Los informes de la Asociación de Ciencias Ambientales (ACA) describen la pobreza energética como una situación en la que un hogar "es incapaz de pagar una cantidad de energía suficiente para la satisfacción de sus necesidades domésticas y/o cuando se ve obligado a destinar una parte excesiva de sus ingresos a pagar la factura energética de su vivienda". En la actualidad, un número muy importante de hogares españoles se ha visto inmerso en una situación que puede incluirse dentro de la definición anterior de la ACA, lo que ha elevado el concepto de "pobreza energética", con sus especificidades y complejidad, al centro del debate sobre pobreza y desigualdad en España.

En conexión con el PNIEC, el tratamiento de la pobreza energética se abordará de manera integral en sus cinco dimensiones y en particular en lo relativo a las medidas de descarbonización y eficiencia energética, garantizando el acceso al suministro energético a todas las personas que se encuentren en situación de vulnerabilidad, de manera que puedan ver satisfechas sus necesidades básicas, con especial atención a determinados colectivos que por sus características especiales estén más desprotegidos.

La pobreza energética se abordará desde una perspectiva integral, a partir de indicadores que faciliten la orientación de las medidas y persigan la máxima eficiencia, evaluando las posibles vías de financiación y reforzando el seguimiento y supervisión de su implementación. El principal instrumento será la aprobación de la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, que agrupará los distintos bonos sociales: térmico (combustibles para calefacción, agua caliente sanitaria o cocina) y eléctrico, en el marco de la Estrategia de Transición Justa.

En ese sentido, destacar que el Artículo 1 del Real decreto ley 15/2018, compromete la elaboración de la mencionada Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética en el plazo de 6 meses desde la entrada en vigor del mismo (es decir, en 7 de abril de 2019), para lo que se partirá de un diagnóstico y una caracterización del problema en nuestro país. En el marco de dicha Estrategia se diseñarán indicadores oficiales, se aprobarán objetivos de reducción de la pobreza energética a medio y largo plazo, se diseñarán las medidas regulatorias, no regulatorias y de cooperación con otras Administraciones Públicas y agentes sociales, así como de comunicación. Además, se desarrollarán los mecanismos de financiación correspondiente, así como a evaluación y revisión de los resultados.

b) Objetivos abordados

Desarrollar el mandato del art. 1 del real decreto ley 15/2018, de elaborar una estrategia nacional contra la pobreza energética en el plazo de 6 meses desde la entrada en vigor del mismo (7/abr/2019).

c) Mecanismos de actuación

Para la redacción de la estrategia nacional contra la pobreza energética se plantea:

- **Realizar un diagnóstico y caracterización del problema.**

  Se articulará una definición de pobreza energética y de consumidor vulnerable en consonancia con la regulación final que se establezca en la Directiva de Electricidad y el Reglamento de Gobernanza.

Posteriormente se utilizarán 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.

- **Diseño de indicadores oficiales de medición.**

  Con ellos se podrá realizar un análisis previo a la Estrategia, que permita establecer las necesidades y lugares de actuación que debe cubrir. La evolución de estos indicadores será objeto de análisis continuo y servirán de base para establecer los objetivos necesarios.

- **Establecer objetivos de reducción de pobreza a medio y largo plazo.**
- **Diseño de medidas para lograr los objetivos.**
- **Diseño de mecanismos de financiación.**

d) Responsables

Administración General del Estado (MITECO, Ministerio de Economía y Empresa (MINECO), Instituto Nacional de la Seguridad Social), administraciones autonómicas y locales, asociaciones sectoriales.

3.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD

En la futura Estrategia Española de Ciencia y Tecnología para el periodo 2021-2027 se contemplará la posibilidad de incorporar una Acción Estratégica en Energía y Cambio Climático, así como en sus planes de desarrollo; y asignar un volumen de financiación para la I+i+c 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 actualmente todas las convocatorias de financiación se evalúan y resuelven estrictamente por criterios de excelencia sin definir niveles de financiación de sectores o retos específicos.

3.5.1 Políticas y medidas para alcanzar los objetivos nacionales

Para dar cobertura a las más decididas apuestas del Gobierno en ciencia, tecnología e innovación, como lo es la energía y el clima, 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, tecnología pueden destinarse a actuaciones en energía y clima**.

Sin prejuicio de lo anterior, se enumeran y detallan a continuación algunas de las medidas más relevantes.

Medida 5. 1. Acción Estratégica en Energía y Clima

a) Descripción

Pretende dar cobertura a una decidida apuesta del Gobierno en ciencia y tecnología a través de la identificación de una acción estratégica. Así, dicha acción estratégica incorpora una gestión integral de todos los programas necesarios.

Para garantizar la coordinación de las actividades y la consecución de los objetivos establecidos, esta apuesta estratégica definirá objetivos específicos, y establecerá un compromiso presupuestario específico para toda la vigencia de la futura Estrategia Estatal de Ciencia, Tecnología e innovación y los Planes que la desarrollen.

b) Objetivos

- Desarrollar una estrategia común que evite duplicidades y asegure 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

- Estrategia Estatal de Ciencia, Tecnología e Innovación 2021-2027.
- Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2021-2024.

d) Responsable

El Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, coordinado con el MITECO.

Esta medida se alinea además 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.

Medida 5.2. Implementación del SET-Plan

a) Descripción

El cometido del SET PLAN (European Strategic Energy Technology Plan) consiste en acelerar el desarrollo y despliegue de tecnologías bajas en carbono[48].En el marco del SET-Plan, el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades coordinado con el Ministerio de Transición Ecológica, 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 y 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 implementación[49] para cada una de las tecnologías representadas en cada grupo. España participó en todos los TWGs y lideró el de Solar de Concentración (CSP Concentrated Solar Power).

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, España 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.

c) Mecanismos

A partir de ahora la tarea principal consiste en facilitar la puesta en marcha de las acciones identificadas en los Planes de Implementación de SET-Plan.

d) Responsables

El Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades, coordinado con el MITECO, a través de su Estrategia y Planes de I+D+i, las agencias financiadores y centros de investigación. Es importante también contar con la participación de la industria.

Medida 5.3. Programa para el desarrollo de una Red de Centros e Institutos Tecnológicos de Excelencia "Cervera"(ejemplo de instrumento del Centro de Desarrollo Tecnológico Industrial, CDTI)

a) Descripción

[48] 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 para 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.

[49] Los Planes de Implementación incluyen las acciones específicas de I+i+c 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

La Red Cervera consiste en nueva ordenación de prioridades a la hora de asignar los recursos y procesos existentes en la actualidad, priorizando proyectos privados que supongan la contratación de centros tecnológicos u otros organismos público-privados (no lucro) dependientes.

b) Objetivos abordados

El objetivo es que todo el conocimiento que se genera en las entidades investigadoras se traduzca en un incremento del PIB gracias a la comercialización e internacionalización de nuevos productos o novedosos procesos generados gracias a la transferencia tecnológica generada. Así, esta medida busca potenciar la investigación e innovación aplicada mediante la colaboración entre Centros Tecnológicos y PYMES en Tecnologías prioritarias. Se han definido diversas áreas temáticas que agrupan las tecnologías prioritarias están relacionadas con materiales avanzados, eco-innovación, transición energética, fabricación inteligente, redes móviles avanzadas, o transporte Inteligente.

c) Medidas

Proyectos I+I Transferencia Cervera.

d) Responsable

CDTI.

Medida 5.4. Incremento, coordinación, mejora y uso eficiente de infraestructuras y equipamientos científicos y tecnológicos (ejemplo de instrumento de la Agencia Estatal de Investigación)

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+i+c española que permite mejorar la tecnología disponible para los productos y servicios energéticos.

b) Objetivos

- Impulsar la I+i+c de primer nivel apoyadas en una red avanzada de infraestructuras científicotécnicas 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 y 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+i+c
- Fortalecer las capacidades de I+i+c 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 infraestructuras científicas y técnicas singulares (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, tratamiento y preservación.
- Impulsar la interconexión entre infraestructuras de investigación distribuidas y de carácter virtual (e-infraestructuras) y 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+i+c relevantes y de alto impacto**.**

c) Medidas

Ayudas a infraestructuras y 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

d) Responsable

Agencia Estatal de investigación.

Medida 5.5. Compra pública de Innovación verde para fomentar la innovación desde la demanda pública

a) Descripción

La compra pública de tecnología innovadora (CPTI) consiste en la compra pública de un bien o servicio que no existe en el momento de la compra pero que puede desarrollarse en un período de tiempo razonable. Dicha compra requiere el desarrollo de tecnología nueva o mejorada para poder cumplir con los requisitos demandados por el comprador.

L a compra pública pre-comercial (CPP) es una contratación de servicios de investigación y desarrollo (I+I), íntegramente remunerada por la entidad contratante, caracterizada por que el comprador público no se reserva los resultados de la I+I para su propio uso en exclusiva, sino que comparte con las empresas los riesgos y beneficios de la I+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” además del “Procedimiento de licitación con negociación”.

Esta medida se alinea además 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.
- Fomento de 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
- Mejora de 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 otras 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 a nivel financiero al que los compradores públicos españoles pueden optar. A nivel nacional, en la actualidad, están los programas INNODEMANDA e INNOCOMPRA.

d) Responsables

CDTI, la Subdirección General de Fomento de la Innovación Empresarial del ministerio de Ciencia, Universidades e Innovación; y Administraciones Públicas correspondientes

Medida 5. 6. Relanzar la Fundación Ciudad de la Energía, CIUDEN

a) Descripción:

La Fundación se crea 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:

Promoción del desarrollo económico, social y de empleo de las comarcas mineras de Castilla y León a través de la acción investigadora y de actividades en energías renovables y eficiencia energética.

c) Medidas

- Renfocar la acción investigadora (proyecto de captura, almacenamiento u so de CO_2).
- Lanzamiento de un Plan de transformación económica y tecnológica de la CIUDEN para que cumpla un papel significativo en la reactivación de las zonas mineras de Castilla y León, actuando además como órgano de la política del Ministerio de Transición Ecológica en aquellos temas que este considere necesarios para el cumplimiento de los objetivos en otras zonas.
- Creación de un Comité Asesor Estratégico que elaborará el plan de acción donde el desarrollo de las nuevas energías tendrá un papel importante y donde están llamadas a involucrarse instituciones, empresas y agentes locales.

d) Responsable: MITECO.

Medida 5.7. 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 (en adelante 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 Sistema de Información sobre Ciencia, Tecnología e Innovación. Los Planes Estatales, a través de los correspondientes Programas De Actuación Anuales en los que se detallan las actuaciones que está previsto llevar a cabo a lo largo del año así como la financiación planificada durante ese año, incluirá los indicadores de seguimiento de esas actuaciones. Estos indicadores de seguimiento 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**:

Este nuevo instrumento permitirá 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+i+C.

En el mes de marzo de cada año se dispondrá del correspondiente programa de actuación anual provisional en el que se recogerán las actuaciones que inicialmente está previsto convocar durante el año, con sus objetivos, beneficiarios y descripción.

En el mes de octubre de cada año se dispondrá de la versión definitiva del programa de actuación anual del año en curso en el que se recogerán: (a) las actuaciones que ya se han convocado o que se convocarán en ese año; (b) el presupuesto previsto de cada una de las actuaciones; (c) las fechas previstas de convocatoria; y (d) los indicadores provisionales de gestión de cada actuación.

Los programas anuales de actuación incluirán dos tipos de indicadores: (1) indicadores de gestión de las actuaciones que serán comunes para todas las actuaciones e (2) indicadores de seguimiento de consecución de los objetivos.

Con el año vencido se cargará en el Sistema de Información de Ciencia, Tecnología e Innovación toda la información necesaria de cada una de las actuaciones del año anterior y se dispondrá del mapa definitivo de las actuaciones convocadas; los indicadores definitivos de gestión de cada convocatoria y los indicadores de seguimiento de cada convocatoria.

d) Responsables

El Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades a través de la Sub. Gral. de Planificación, Seguimiento y Evaluación de I+D+i en coordinación con los departamentos ministeriales con actividades de I+i+c.

Medida 5.8. Mecanismos de financiación de innovación europeos

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 muy especialmente en clima (entre otros: el plan de inversiones para Europa, **"Plan Juncker**" uno de cuyos pilares lo constituye el Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE). **El Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas 2.0** se centra aún más en inversiones sostenibles 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 en consonancia con los objetivos del Acuerdo de París. El programa **InvestEU r**eforzará 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 -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.

Fondo de Innovación, en el marco del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE, que apoyará la demostración a escala comercial de demostradores y las tecnologías más avanzadas (dedicado a renovables, eficiencia energética en la industria y Captura y Utilización de CO_2).

Medida 5.9. Cooperación internacional

Los retos globales requieren una respuesta global basadas en la cooperación entre Gobiernos sobre este respecto en materia de I+D+i cabe destacar los siguientes mecanismos:

Mission Innovation – Acelerando la Revolución Energética Limpia

España tiene previsto solicitar su inclusión en la iniciativa Mission Innovation (MI) Energy, una iniciativa global de 23 países y la Unión Europea para acelerar drásticamente la innovación global 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 energía limpia de sus gobiernos durante cinco años, al tiempo que fomentan mayores niveles de inversión del sector privado en tecnologías de energía limpia transformadora.

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 detoxificacion de agua. Desarrolla una actividad especial en redes temáticas para intercambio de conocimiento y desarrollo de proyectos estratégicos en el campo de las energías renovables y en las microrredes principalmente

España 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.

Además de las medidas mencionadas, para la consecución de los objetivos en I+i+C del PNIEC **es fundamental la coordinación con el sector empresarial y el fomento de la colaboración público-privada**. En este contexto, se contará, entre otros 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 los programas de 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 permita 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 también el origen de esta iniciativa, cuya actividad ha de ser reconocida y considerada en la definición y ejecución del PNIEC.

4 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS DEL PLAN

Metodología

Este resumen recoge los principales resultados de la evaluación del impacto económico, social y sobre la salud pública del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC 2021-2030 para España.

El estudio, siguiendo el Reglamento de Gobernanza, diferencia entre un escenario Tendencial (sin medidas adicionales) y un escenario Objetivo (con medidas adicionales). En el escenario Tendencial las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en España aumentan en 2030 un 8% con respecto a 1990, mientras que en el escenario Objetivo se reducen un 20%. El impacto analizado en este estudio es el efecto de las políticas y medidas establecidas en el PNIEC que permiten alcanzar dicho objetivo.

Las proyecciones de PIB 2030 utilizadas en este análisis son las realizadas por el Ministerio de Economía y Empresa (MINECO). Las proyecciones sobre costes de inversión de las renovables, precios de los bienes energéticos y de los derechos de CO_2 son las recomendadas por la Comisión Europea para todos los Estados Miembros para la elaboración de sus PNIEC. La variación en el coste de la electricidad ha sido estimada por Red Eléctrica de España (REE), a partir de los datos proporcionados por la Subdirección General de Energías Renovables y Estudios del Ministerio para la Transición Ecológica.

Para el análisis del impacto económico del PNIEC se ha combinado información procedente de una serie de modelos energéticos y económicos. En concreto se ha utilizado información acerca del sistema energético procedente del modelo energético (TIMES-SINERGIA) y el modelo del sector eléctrico (ROM), que se ha incorporado al modelo económico DENIO. DENIO es un modelo Econométrico Dinámico Input-Output de la economía española, que tiene su origen en el modelo FIDELIO (Fully Interregional Dynamic Econometric Long-term Input-Output) del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea. El modelo ha sido desarrollado por el Basque Centre for Climate Change, 2019. (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 de sectores productivos (74 sectores y 88 productos), hogares (22.000 hogares representativos de la población España) 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), el déficit y la deuda pública. Este modelo ha sido estimado econométricamente con los últimos datos disponibles del Instituto Nacional de Estadística (INE), del Banco de España y de EUROSTAT. El modelo ha sido utilizado para calcular los impactos económicos: PIB, empleo por sector y género, consumo, recaudación impositiva, balanza comercial; y sociales: impactos económicos por tipo de hogar, desigualdad, pobreza energética, derivados tanto de las inversiones como de los cambios en el sistema energético (mix energético, eficiencia, precios de la energía) asociados al PNIEC.

Adicionalmente, la información sobre los cambios en las emisiones de contaminantes atmosféricos generados por las variaciones en el sistema energético del PNIEC (obtenida por la

Unidad de Inventarios de MITECO), ha sido introducida en el **modelo de calidad del aire TM5-FASST**. El modelo TM5-FASST es un modelo global también desarrollado por el JRC y 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. El modelo ha sido utilizado por BC3 para realizar estudios a nivel global sobre la mitigación y los co-beneficios para la salud. También, y entre otros, ha sido utilizado por la OCDE para proyectar los costes económicos asociados a la contaminación atmosférica. Para este trabajo el modelo ha sido calibrado para ser consistente con los daños a la salud reportados por la Organización Mundial de la Salud (OMS) para España.

Inversiones del PNIEC 2021-2030

Una parte muy importante de los impactos económicos se deriva de las inversiones adicionales asociadas al plan. Estas inversiones se han cuantificado utilizando diferentes fuentes. Las inversiones asociadas a las medidas de ahorro y la eficiencia energética y aquellas relacionadas con la promoción de energías renovables térmicas provienen del Instituto para el Ahorro y la Diversificación Energética (IDAE). Las inversiones asociadas a las energías renovables en el sector eléctrico provienen de estimaciones realizadas por la Subdirección de Energías Renovables y Estudios utilizando el modelo TIMES-SINERGIA. La información de inversiones en redes de transporte, distribución e interconexiones proviene de diferentes fuentes, entre ellas Red Eléctrica de España. 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 se han 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 para lograr los objetivos del PNIEC alcanzarán los 236.124[50] 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:

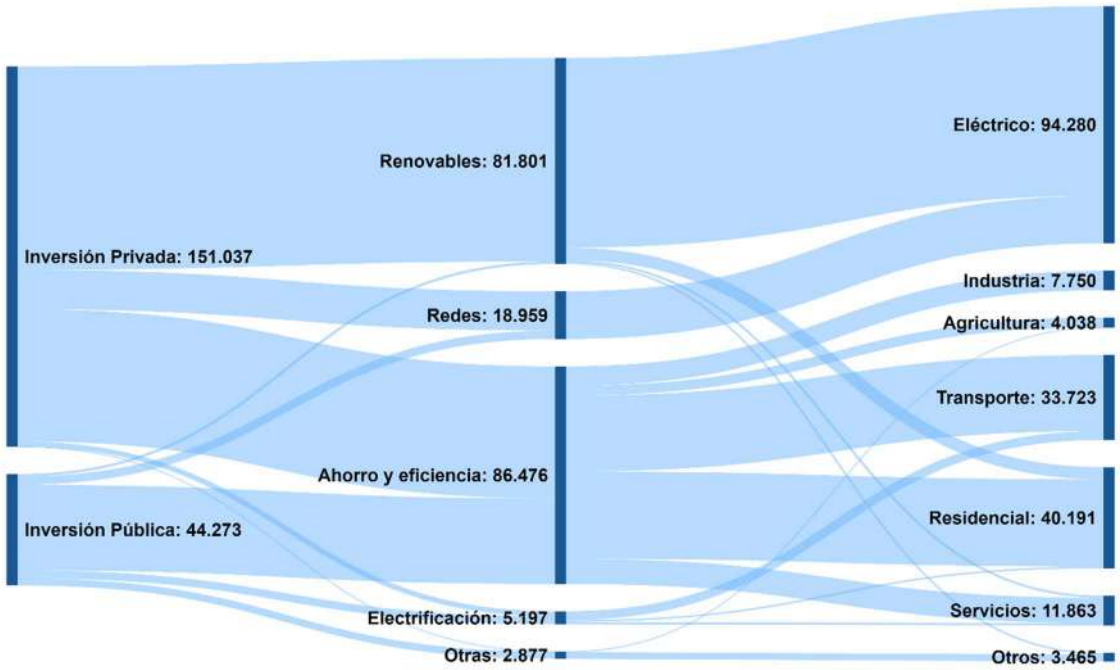
- Ahorro y eficiencia: 37% (86.476 M€)
- Renovables: 42% (101.636 M€)
- Redes y electrificación: 18% (41.846 M€)
- Resto medidas: 3% (6.166 M€)

De estas inversiones totales 195.310 M€ pueden considerarse como inversiones adicionales con respecto al tendencial (ver figura 4.1). 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

[50] Estas cifras no incluyen las inversiones específicas en renovables térmicas en el sector industrial y sector agrícola. Tampoco se han considerado las inversiones en transporte ferroviario.

instalación de nueva potencia renovable (20 GW) para satisfacer el aumento de la demanda y las inversiones en redes asociadas.

Figura 4.1. Flujo de inversiones del PNIEC (M€)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019., 2018

Atendiendo al origen de las inversiones, una parte muy sustancial de la inversión total la realiza 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, electrificación de la economía y en actuaciones asociadas al fomento de la movilidad sostenible y el cambio modal. En el caso las inversiones del sector público una parte (entorno a un 5% de la inversión total) provendría de fondos europeos.

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 la que proviene de fuentes europeas), tienen que financiarse con otras partidas 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.

- En el caso de los hogares, se supone que el nivel de endeudamiento permanece constante y, 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 dé seguridad y certidumbre a los inversores. Además, se considera que estas inversiones adicionales no "expulsan" a otras inversiones del sector privado (efecto "crowding-out"), algo coherente con la situación actual en España con una elevada capacidad ociosa y elevada tasa de paro y, en general, con la situación en la Unión Europea con unos tipos de interés históricamente bajos.

- Finalmente, el estudio supone que el grado de competitividad con el exterior no cambia. 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. Para ello se asume que los precios relativos entre España y el resto del mundo permanecen constantes. También se mantiene fija la proporción entre la producción doméstica y las importaciones por producto.

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 las cadenas productivas. El segundo es el efecto derivado del "cambio energético" que incluye el impulso económico derivado del ahorro energético, 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 lo que genera un mayor valor añadido dentro del país.

• El **efecto "nueva inversión"** genera el 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, sino únicamente generará un efecto durante los años en las que están son ejecutadas.

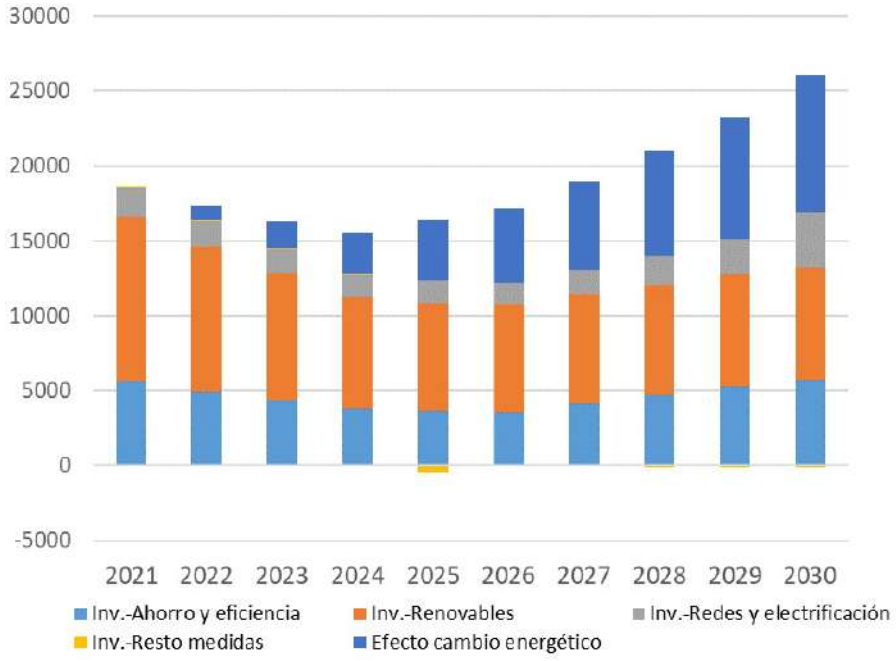
• El **efecto "cambio energético**" genera también un efecto que es más acusado hacia 2030, cuando las políticas van reduciendo el consumo energético y los precios de la energía son más altos. De hecho, la importación de combustibles fósiles se reduce en 75.379 M€ entre 2021 y 2030. Estos impactos, a 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 del PNIEC la diferencia entre el PIB en el Escenario Objetivo frente al tendencial.

El PNIEC generará un aumento del PIB entre 19.300-25.100 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. En el caso de las renovables el

impacto se reduce a lo largo del plan ya que los costes inversiones se reducen y éstas suponen un porcentaje cada vez menor sobre el PIB. En cambio, los efectos derivados del cambio energético generan un impacto cada vez más positivo.

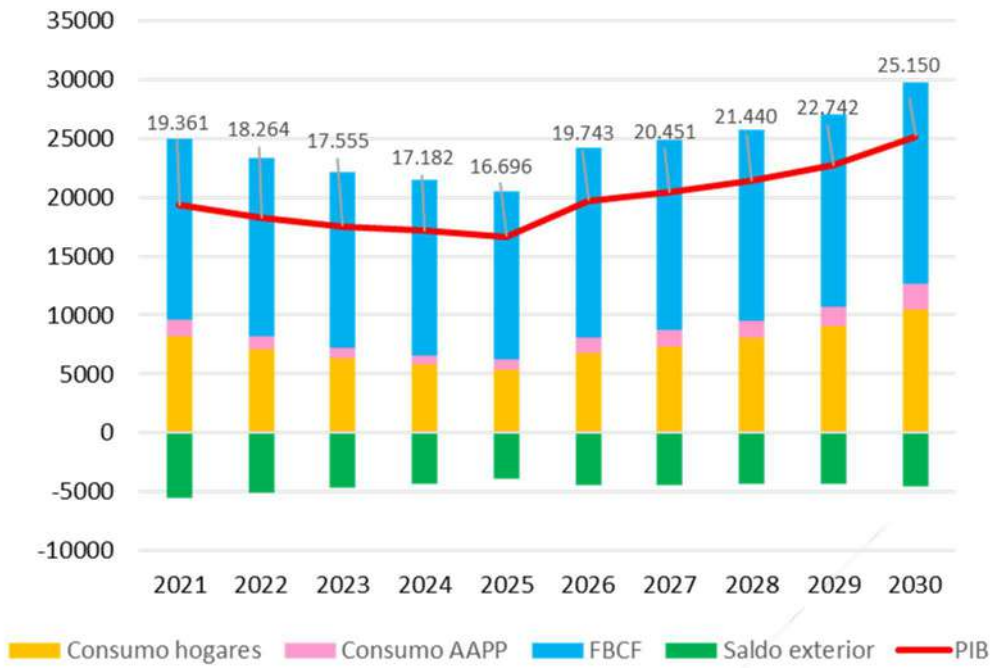
Figura 4.2. Impacto en el PIB por tipo de medida (M€)



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. En el caso del consumo de las Administraciones Públicas también se ve afectado positivamente, ya que el incremento en la recaudación impositiva permite aumentar el gasto público manteniendo el déficit público constante. Finalmente, el saldo exterior negativo refleja simplemente la hipótesis de cierre del modelo elegido en el que las exportaciones permanecen constantes en el Escenario Objetivo, mientras que las importaciones crecen derivadas del aumento en la actividad económica. La excepción son las importaciones energéticas, que también disminuyen por el menor consumo interior de carbón y petróleo.

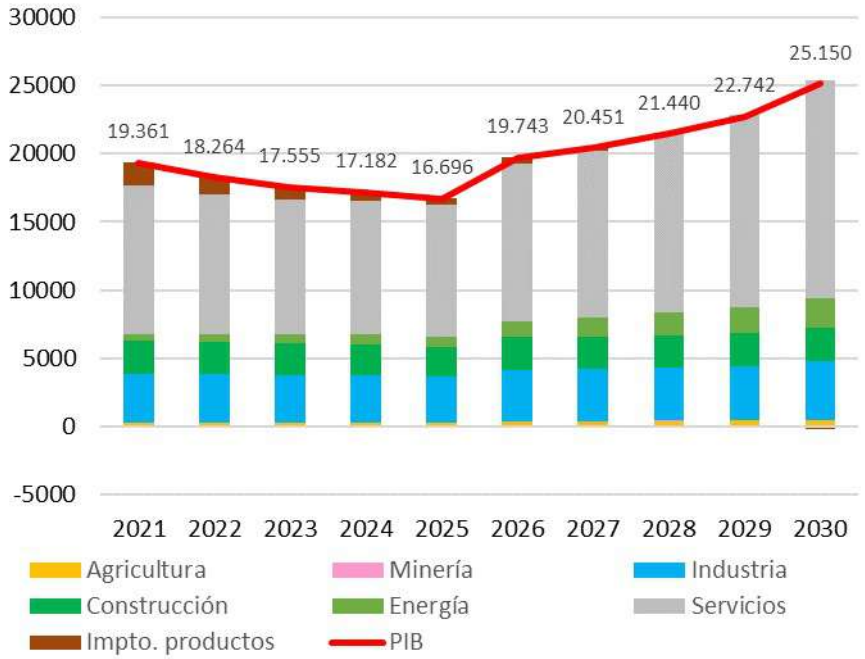
Figura 4.3. Impacto en el PIB: demanda (M€)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

La figura 4.4 recoge el cambio en PIB por el lado de la oferta lo que nos 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 del sector de la minería. El valor añadido del sector industrial crece sustancialmente (entre 3.500 M€ en 2021 y 4.200 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 energía renovable autóctona (entre 500 M€ a 2.100 M€). El valor añadido del sector de la construcción también aumenta notablemente (entre 2.400 M€ en 2021 y 2.500 M€ en 2030) como consecuencia de las inversiones en rehabilitación de viviendas y el despliegue de todas las infraestructuras necesarias para el despliegue de las renovables o los vehículos eléctricos. Finalmente, el sector servicios acapara, como es lógico, una parte importante parte del aumento en el valor añadido dado su peso en la economía española (supone un 65% del PIB). Este aumento en la actividad del sector servicios 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.

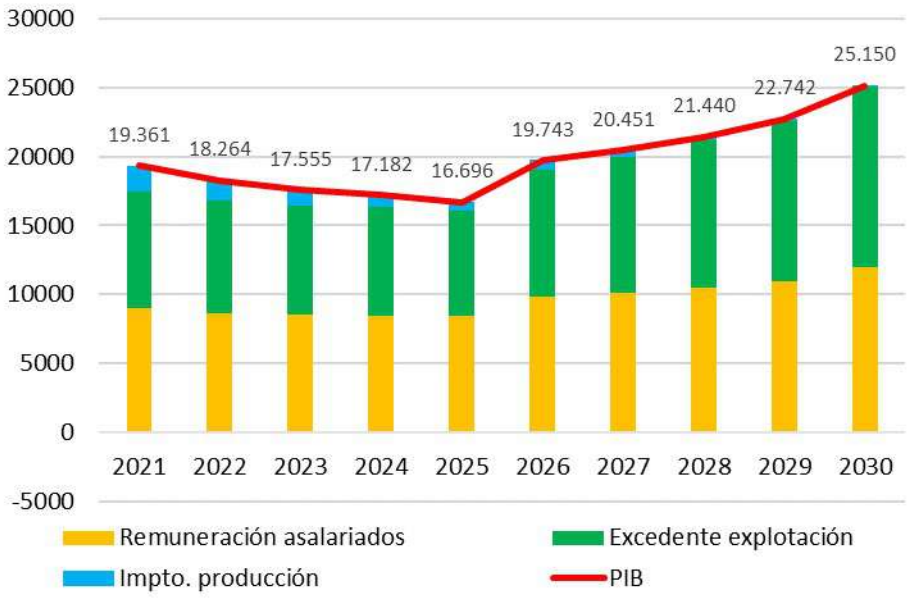
Figura 4. 4. Impacto en el PIB: oferta (M€)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

Finalmente, el impacto en el PIB por el lado de la renta (figura 4.5.) nos permite conocer la distribución de las rentas generadas entre capital y trabajo. El Excedente Bruto de Explotación aumenta notablemente (entre 8.400 M€ y 13.000 M€), ya que una parte del impacto proviene de inversiones que se canalizan hacia intensivos en capital (industria, construcción, energía). La remuneración a los asalariados también aumenta de forma muy notable (entre 9.000 M€ y 12.200 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 rentas de las empresas pequeñas o unipersonales y también de los autónomos.

Figura 4.5. Impacto en el PIB: rentas (M€)

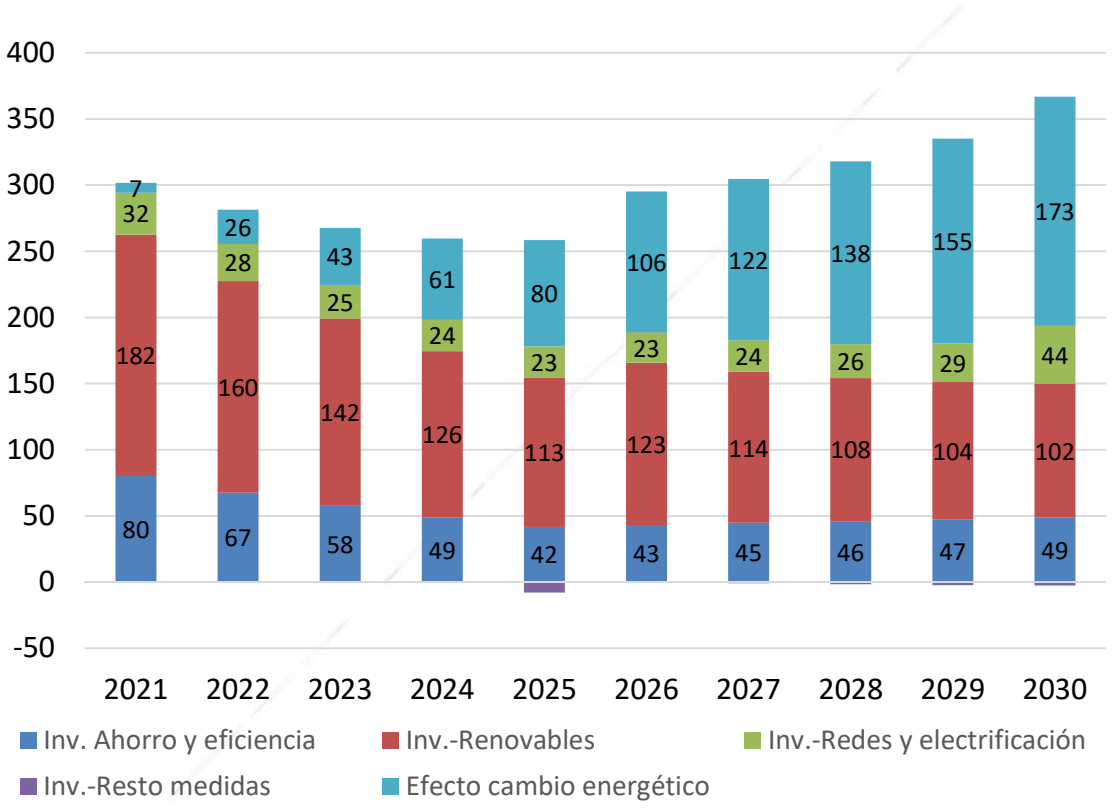


Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

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 entre 250.000 y 364.000 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 102.000 y 182.000 empleos/año, mientras que las inversiones en ahorro y eficiencia energética generarían entre 42.000 y 80.000 empleos/año. Las inversiones en redes generarían entre 23.000 y 44.000 empleos/año. El cambio energético generaría indirectamente hasta 173.000 empleos/año en 2030. Finalmente, también se recoge el impacto negativo asociado a desinversiones contempladas en centrales nucleares y carbón a partir de 2025 y respecto al tendencial.

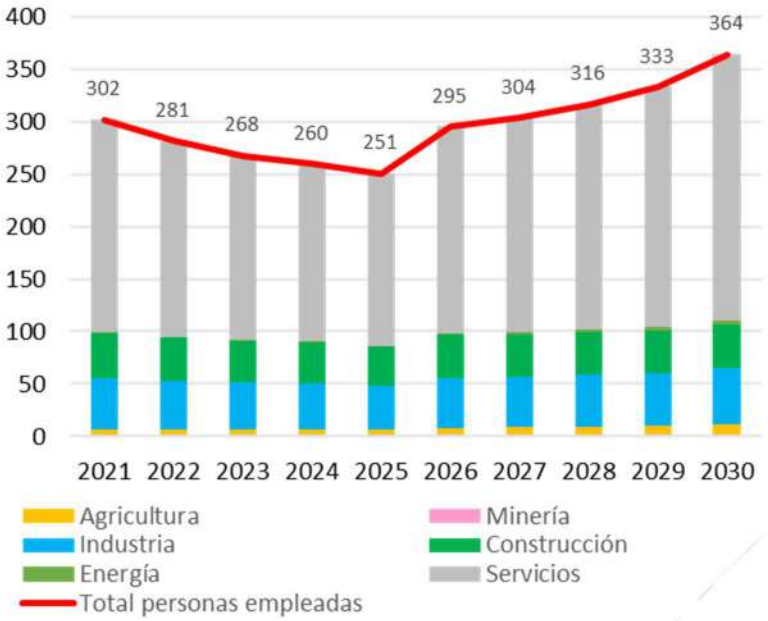
Figura 4.6. Impacto en el empleo por tipo de medida (miles de personas/año)



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 48.000 y 53.000 personas/año, mientras que en la construcción aumenta entre 37.000 y 42.000 personas/año. Finalmente, el empleo en el sector servicios aumenta de forma más notable, entre 165.000 y 250.000 personas/año, como consecuencia de los servicios asociados a las nuevas inversiones y por el cambio en la estructura de consumo.

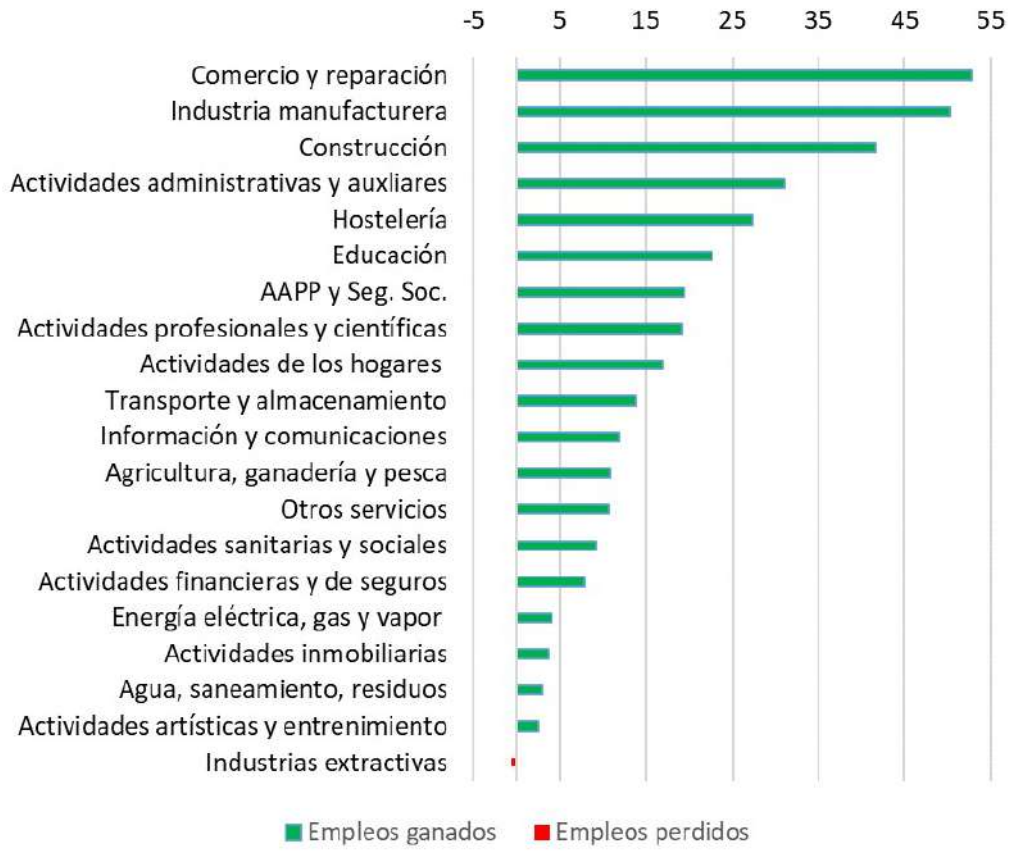
Figura 4.7. Impacto en el empleo por sectores (miles de personas/año)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

La figura 4.8 recoge el impacto en el empleo en 2030 para las ramas de actividad de la contabilidad nacional. Las ramas de actividad que más empleo generarían serían Comercio y reparación (52.700 empleos), Industria manufacturera (50.200 empleos) y Construcción (41.700 empleos). El sector eléctrico tendría una creación neta de empleo (4.100 empleos), incluyendo la pérdida de empleo asociada a la reducción de la actividad 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 (569 empleos), derivada de la reducción de la actividad en la extracción de carbón.

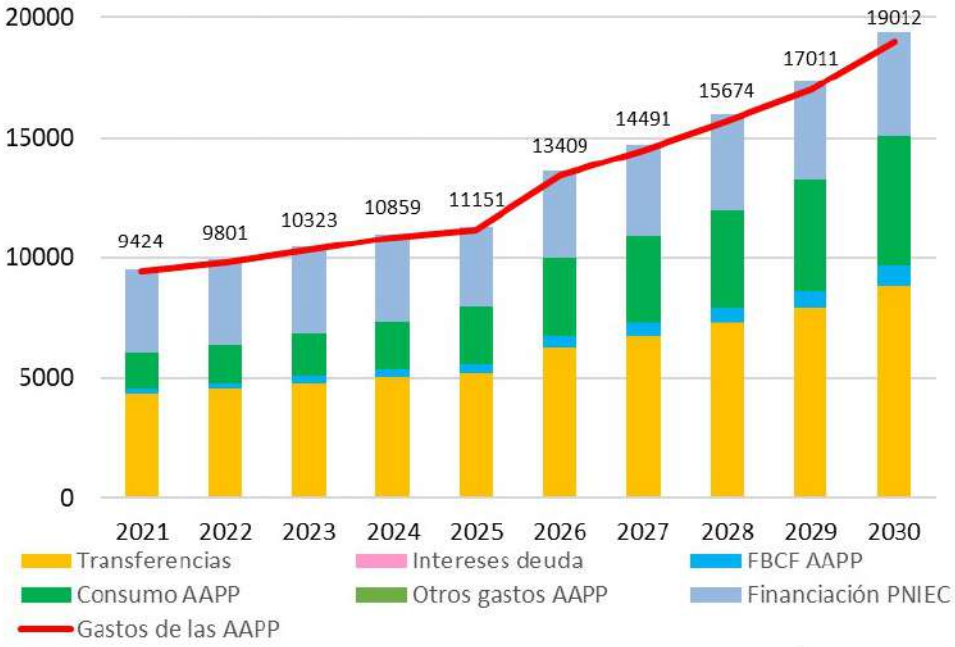
Figura 4.8. Impacto en el empleo por ramas de actividad (miles de personas/año)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

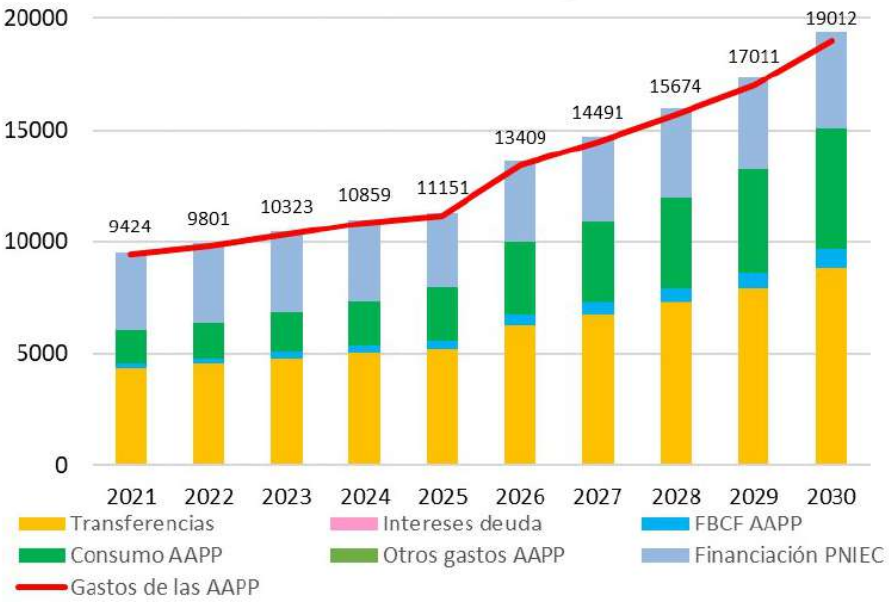
Finalmente, las figuras 4.9 y 4.10 recogen los impactos económicos en las cuentas de las Administraciones Públicas. La figura 4.9 muestra cómo los gastos aumentarían entre 9.400 M€ y 19.000 M€ (a precios corrientes). Estos gastos recogen los que están vinculados al PNIEC (entre 3.473 M€ y 4.300 M€) y aquellos gastos adicionales fruto del aumento de la recaudación impositiva generada por el propio Plan. Aunque algunos impuestos, como los impuestos a la energía, reducirían su recaudación, éstos se verían compensados por un aumento de la recaudación por otras vías. En particular, ver figura 4.10, los impuestos sobre la renta, patrimonio y capital aumentarían entre 4.100 y 11.300 M€ y las contribuciones a la Seguridad Social entre 2.900 M€ y 6.000 M€.

Figura 4.9. Impacto en las cuentas de las Administraciones Públicas (AAPP): gastos (M€)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

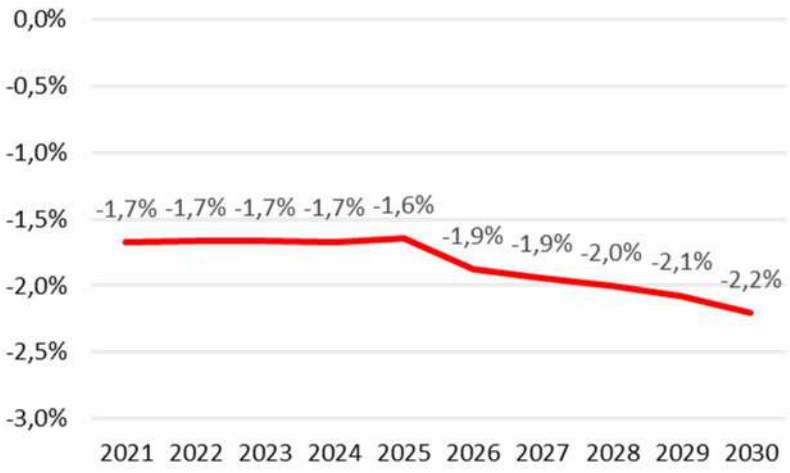
Figura 4.10. Impacto en las cuentas de las Administraciones Públicas: ingresos (M€)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

Es importante destacar que el aumento del gasto público es exclusivamente fruto del impacto económico inducido por el plan, ya que una de las restricciones que se han introducido es el cumplimiento del Pacto de Estabilidad y Crecimiento. De hecho, el cumplimento de la senda de déficit unido al mayor nivel de actividad económica permite la ratio entre deuda y PIB se reduzca un 2,2% 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.

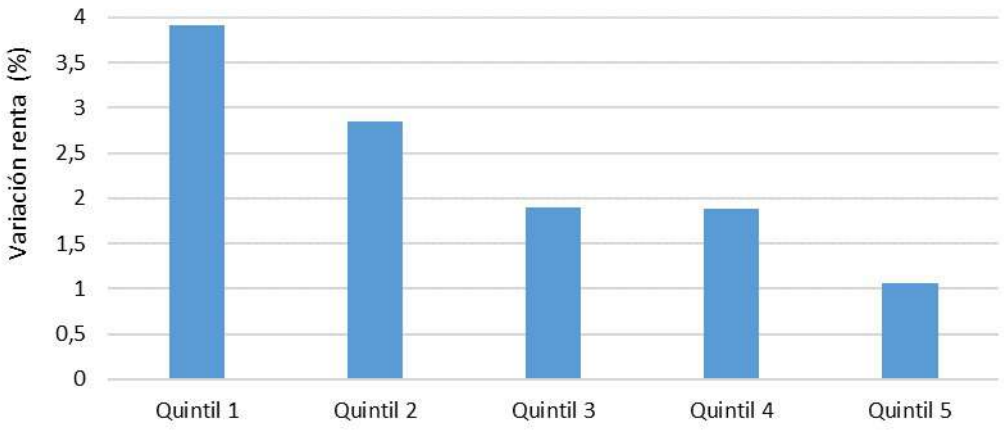
Impactos sociales

En el caso de los impactos sociales, los resultados obtenidos para toda una batería de indicadores nos permiten concluir que las medidas[51] 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, pero aumenta en mayor medida en los quintiles de menor renta, debido en parte a los efectos de las ayudas a la rehabilitación en vivienda que tiene un efecto más positivo sobre estos grupos. El quintil 1 y 2 ven aumentada su renta disponible un 3,9% y un 2,8%, mientras que el quintil 4 y 5 aumentan su renta un 1,9 y un 1,1% respectivamente.

[51] Las políticas analizadas en el PNIEC han incluido el diseño (preliminar y por parte de BC3) de algunas medidas con impacto redistributivo como las ayudas asociadas a la rehabilitación de viviendas, el fomento de autoconsumo de los hogares vulnerables o la extensión hacia el futuro del actual bono de calefacción

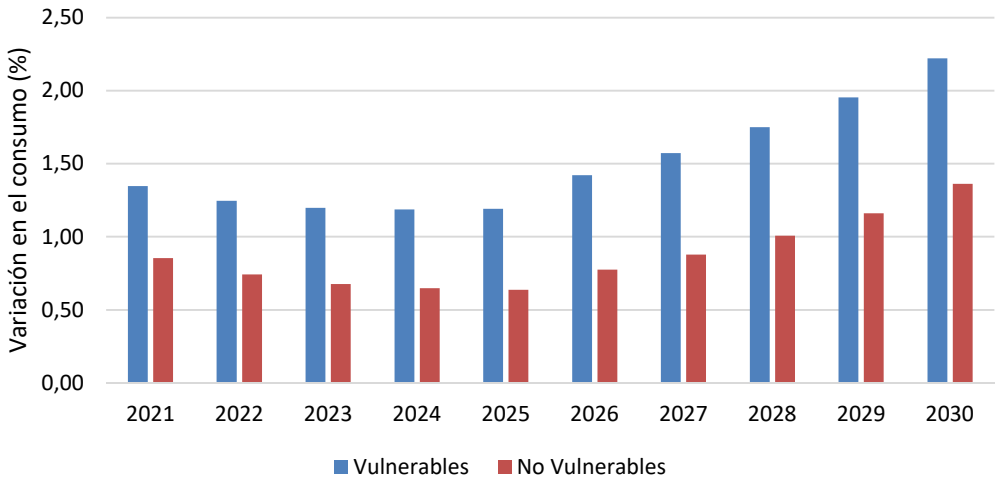
Figura 4.12. Variación en la renta disponible en 2030 por quintiles de renta (%)



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 estos se ven beneficiados de una forma más notable no solo del ahorro energético y la reducción de su factura energética, sino también por las ayudas asociadas al plan y canalizadas hacia los hogares de menor renta. Los hogares vulnerables aumentan en 2030 su gasto un 2,2% y los no vulnerables un 1,3%.

Figura 4.13. Variación en el consumo final entre hogares vulnerables y no vulnerables (%)



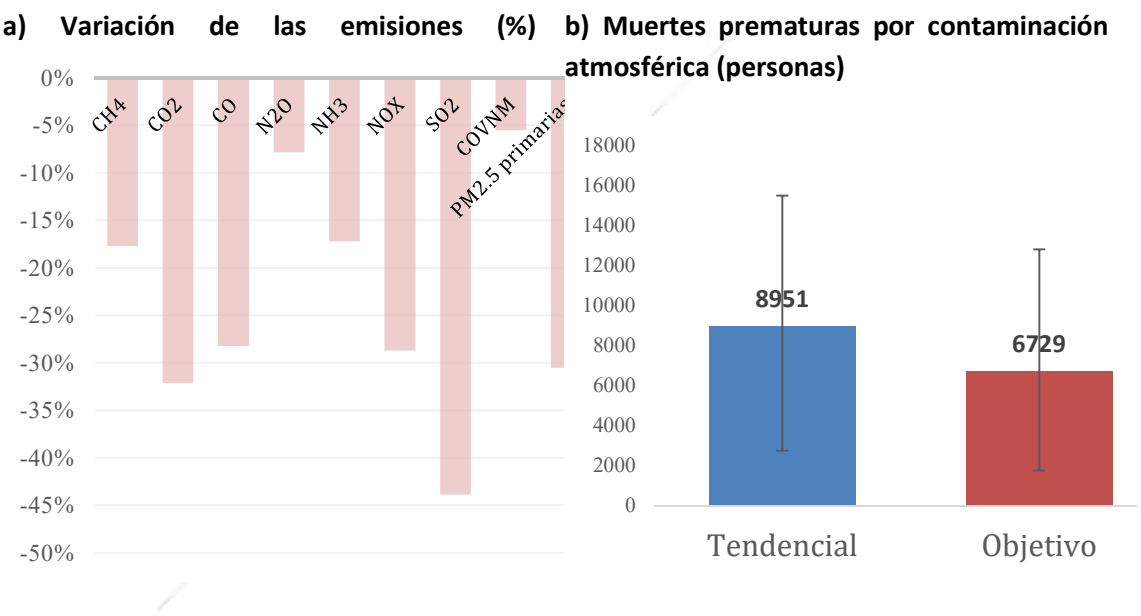
Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

Impactos sobre la contaminación y la salud pública

Según la Organización Mundial de la Salud (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 (O_3). Las emisiones de PM2.5 son las principales causantes de muertes prematuras derivadas de la contaminación, causando problemas en los sistemas respiratorios (cáncer de pulmón), cardiovasculares o cerebrales (ataques isquémicos). En cuanto al ozono (O_3), aunque normalmente suele asociarse con daños en los sistemas agrícolas, también produce 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 O_3. La figura 4.14. recoge esta disminución de emisiones por contaminante calculadas por la Unidad de Inventarios de MITECO a partir del nuevo mix energético.

Figura 4.11. Variación de las emisiones en 2030 respecto al Escenario Tendencial (a) y muertes prematuras en España derivadas de la contaminación atmosférica en 2030 (b)



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

Las emisiones de PM2.5 primarias, las más perjudiciales para la salud, se reducen un 31%, como consecuencia por el uso de tecnologías más limpias. Además, el dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos nitrosos (NO_x), los principales contaminantes para la formación de PM2.5 secundarias, se reducen un 44% y un 29% respectivamente. La reducción del SO_2 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.

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 términos de muertes prematuras. Como muestra la figura 4. 11b, las

muertes prematuras por contaminación atmosférica en el año 2030 se reducen en 2.222 personas, pasando de 8.951 en el escenario Tendencial hasta las 6.729 en el escenario Objetivo. Esta reducción en términos porcentuales del 25%, se situaría en un rango entre el 17% y 36% si tomásemos los valores extremos de la figura.

Análisis de sensibilidad

Este apartado recoge un análisis de sensibilidad del impacto económico del PNIEC a los precios de los combustibles fósiles a 2030 utilizados pare este estudio recomendados por la Comisión Europea. El análisis de sensibilidad se ha realizado únicamente sobre el modelo DENIO.

En el ejercicio de análisis de sensibilidad comparamos este 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 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 de un 25% respecto a los del escenario central genera una reducción del 16% en el impacto del plan en términos de PIB, mientras que un aumento del 25% supone un aumento del 8%.

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 permitirá un mayor crecimiento del consumo, que a su vez generará un aumento en las inversiones no asociadas al plan y también en la recaudación impositiva y consumo público. 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	21.078	25.150	27.257
Consumo Privado	6.470	10.509	12.903
Consumo Público	1.046	2.135	2.678
Formación Bruta de Capital Fijo	16.467	17.086	17.373
Exportaciones	0	0	0
Importaciones	2.905	4.580	5.698

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 364.000 personas/año en el escenario central en 2030, a un rango entre 329.000 y 378.000. Una reducción del precio de un 25% genera una reducción del 10% en el empleo creado, mientras que un aumento del 25% supone un aumento del 4%. 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	329	364	378
Agricultura y pesca	11	11	11
Minería	-1	-1	0
Industria	51	54	55
Construcción	39	42	43
Energía	5	4	5
Servicios	224	254	265

Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

Finalmente, es importante destacar que los precios futuros de los combustibles fósiles no sólo afectarán mediante el efecto sobre la factura energética, sino que también tendrán un efecto, por ejemplo, sobre el mix energético, sobre el grado de rentabilidad de las inversiones o sobre otras variables, como el propio crecimiento del PIB asumido en el escenario Tendencial, algo que está fuera del alcance de este análisis de sensibilidad.

Conclusiones

El PNIEC 2021-2030 supone una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para España con respecto a niveles de 1990 (base Kioto). El impacto macroeconómico del PNIEC analizado es positivo como destacan las siguientes cifras:

- Inversiones totales movilizadas: 236.000 M€ entre 2021 y 2030.
- Importaciones de combustibles fósiles: se reduce en 75.000 M€ acumulado entre 2021 y 2030.
- PIB: aumenta entre 19.300-25.100 M€/año (+1.8% PIB en 2030)
- Empleo neto: aumenta entre 250.000-364.000 empleos/año (+1.7% en 2030)

El PNIEC favorece además a los hogares de menor renta y a los colectivos vulnerables. Finalmente, los contaminantes atmosféricos se reducirían y con ello las muertes prematuras entre un 17% y un 36% respecto al escenario Tendencial.

ANEXO A. SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES: ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO

A1 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
PIB	1.071	1.223	1.334	1.421

Fuente: Ministerio de Economía y Empresa

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)*" [52].

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 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)				
Año	**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, y asumiendo un ligero ascenso en el futuro.

Adicionalmente a lo anterior, se realiza la aproximación de que el total de hogares coincide con el total de viviendas. Es decir, que se considera que todas las viviendas están habitadas. Esta hipótesis se ha elaborado teniendo en cuenta que este estudio se realiza para proyectar los

[52] Este informe está accesible en el siguiente enlace: https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/economy-finance/ip065_en.pdf

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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Número de viviendas	18.346	18.530	18.736	18.999

Fuente: Comisión Europea, Instituto Nacional de Estadística

Señalar que el número de viviendas comprende las viviendas 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 capítulo 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 sólo 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 Economía y Empresa

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)				
Año	**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 CO_2 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 CO_2[53]

Precios internacionales de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (Unidades: € a precios constantes de 2016/ tCO_2)				
Año	**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.

[53] Datos recomendados por la Unión Europea para el Escenario de Referencia. Se implementan los valores del llamado "Recommended EU ETS carbon prices".

A.2 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN

Una vez expuestas las principales variables exógenas, se pasa a la descripción de los Escenarios Tendencial y escenario 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 y condiciona algunos de los resultados que se ven en las otras dimensiones, influyendo, por ejemplo, en el objetivo de producción de energía final mediante fuentes renovables o en el aumento en la eficiencia energética del sistema energético nacional.

Para más detalle sobre las emisiones de GEI puede consultarse el final de este anexo.

En la siguiente tabla se presentan las emisiones totales de GEI correspondientes al Escenario Tendencial y al Escenario Objetivo del PNIEC, detalladas por sectores.

Tabla A.7. Proyección de emisiones totales en el Escenario Tendencial

Proyección de emisiones en el Escenario Tendencial (miles de toneladas de CO_2 equivalente)						
Año	**1990**	**2005**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Transporte	59.199	102.310	83.197	89.851	91.888	92.131
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	58.750	42.064	40.900
Sector industrial (procesos de combustión)	45.099	68.598	40.462	42.046	42.204	41.218
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.520	22.043	22.451
Sectores Residencial Comercial e Institucional	17.571	31.124	28.135	29.304	29.166	27.710
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	12.592	12.974	13.356
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	734	755	763
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	14.169	14.563	14.859
Emisiones Fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.817	4.976	5.139
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.229	1.286	1.326
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	331.734	315.710	310.632

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

En la siguiente tabla se muestran las emisiones de GEI correspondientes al Escenario Objetivo del PNIEC.

Tabla A.8. Proyección de emisiones totales en el Escenario Objetivo

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo (Unidades: miles de toneladas de CO_2 equivalente)						
Año	**1990**	**2005**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Transporte	59.199	102.310	83.197	85.722	74.638	57.695
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	63.518	27.203	19.650
Sector industrial (procesos de combustión)	45.099	68.598	40.462	40.499	37.246	33.530
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.509	22.026	22.429
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	26.558	23.300	19.432
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.086	10.791
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.898	9.650
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.247	11.607	10.968
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	721	568	543
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	14.169	13.701	13.259
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.715	4.419	4.254
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.231	1.283	1.316
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	287.656	439.070	335.809	327.443	266.343	226.737

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Adicionalmente se presentan las emisiones desagregadas entre aquéllas 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.9. 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)					
Año	**2005**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Transporte	4.013	2.481	2.566	2.622	2.508
Generación de energía eléctrica	100.042	69.465	59.669	24.441	17.053
Sector industrial (procesos de combustión)	56.007	35.073	35.517	32.621	29.316
Sector industrial (emisiones de procesos)	29.005	18.066	18.402	18.891	19.268
Sectores residencial, comercial e institucional	51	156	183	196	186
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	12.124	11.491	10.858
Otras industrias energéticas	622	477	440	346	331
Otros sectores	0	0	0	0	0
Emisiones fugitivas	1.514	2.590	2.813	2.666	2.519
Uso de productos	0	0	0	0	0
Gases fluorados	0	0	0	0	0
Total ETS	204.201	139.751	131.714	93.275	82.039

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.10. Proyección de emisiones en los sectores difusos

Proyección de emisiones en el Escenario Objetivo en sectores difusos (miles de toneladas de CO_2 equivalente)					
Año	**2005**	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Transporte	98.297	80.716	83.157	72.016	55.187
Generación de energía eléctrica	12.582	4.586	3.849	2.762	2.597
Sector industrial (procesos de combustión)	12.591	5.390	4.982	4.625	4.213
Sector industrial (emisiones de procesos)	2.988	2.970	3.107	3.135	3.161
Sectores residencial, comercial e institucional	31.073	27.980	26.375	23.104	19.247
Ganadería	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	10.868	11.679	11.382	11.086	10.791
Residuos	13.389	14.375	13.657	11.898	9.650
Industria del refino	131	116	122	116	110
Otras industrias energéticas	398	305	281	221	212
Otros sectores	11.729	11.991	14.169	13.701	13.259
Emisiones fugitivas	1.872	1.865	1.903	1.753	1.734
Uso de productos	1.762	1.146	1.231	1.283	1.316
Gases fluorados	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
Total	**234.869**	**196.058**	**195.729**	**173.068**	**144.698**

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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. Los únicos sectores en los que aumentan las emisiones son el de emisiones de procesos industriales, otros sectores y uso de productos. Cabe señalar que estos sectores presentan dificultades técnicas difíciles de salvar de una manera coste eficiente con la tecnología actual.

En conclusión, el objetivo establecido en este Plan es la reducción de 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 21%, 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 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 la Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018.

Tabla A.11. Porcentaje de energías renovables sobre el consumo de energía final en el Escenario Tendencial*

Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final en el Escenario Tendencial					
Años		**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable)	Agricultura (ktep)	4.310	94	96	98
	Industria (ktep)		1.630	1.646	1.683
	Residencial (ktep)		2.215	2.007	1.807
	Servicios y otros (ktep)		210	220	240
	Transporte (ktep)	176	2.307	2.137	2.151
Energía suministrada por bombas de calor (ktep)		353	516	516	2.578
Generación renovable eléctrica (ktep)		8.642	9.835	9.833	11.887
Energía renovable total (ktep)		13.481	16.807	16.804	20.572
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	90.423	90.405	94.064
Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final		**16%**	**19%**	**22%**	**25%**

** Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones de elaboración propia*

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.12. Porcentaje de energías renovables sobre el consumo de energía final en el Escenario Objetivo*

Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final en el Escenario Objetivo					
Años		**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Consumo de EERR de uso final (excluyendo el consumo eléctrico renovable)	Agricultura (ktep)	4.310	94	187	278
	Industria (ktep)		1.721	2.142	2.585
	Residencial (ktep)		2.607	2.932	3.123
	Servicios y otros (ktep)		355	481	596
	Transporte (ktep)	176	2.283	2.006	1.568
Energía suministrada por bombas de calor (ktep)		353	651	2.943	4.076
Generación renovable eléctrica (ktep)		8.642	9.793	15.778	20.988
Energía renovable total (ktep)		13.481	17.504	26.469	33.216
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	87.576	85.453	79.413
Porcentaje de energías renovables sobre consumo de energía final		**16%**	**20%**	**31%**	**42%**

** Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones de elaboración propia*

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

En la tabla anterior se ve 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 25%. Es decir, como consecuencia de la implementación de las medidas contenidas en este Plan, se produce un aumento de 17 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,** los únicos componentes que aumentan el citado porcentaje son el incremento de la generación eléctrica renovable y la mayor contribución de las bombas de calor.

- **En el Escenario Objetivo:**
  - Se dobla la contribución de la generación de energía renovable eléctrica, por las políticas de incremento del parque renovable instalado.
  - La aportación de las bombas de calor aumenta un 14% respecto al Escenario Tendencial.
  - A diferencia del Escenario Tendencial, en el escenario Objetivo en todos los sectores se producen aumentos en el uso de energías renovables finales, esto es: agricultura, industria, residencial y servicios.
  - Según la tabla anterior, 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 en este sector, 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.

En las siguientes tablas se presenta 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 siguiente tabla se presentan los resultados de esta contribución.

Tabla A.13. 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	15%	15%	20%	22%
Escenario Objetivo	15%	18%	28%	34%

** Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones de elaboración propia*

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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

Tabla A.14. Porcentaje de energías renovables en el sector del transporte*

Porcentaje de energías renovables en el transporte				
Años	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Escenario Tendencial	1%	10%	9%	11%
Escenario Objetivo	1%	10%	12%	22%

** Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones de elaboración propia*

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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.

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 claramente de manifiesto al analizar el dato disponible de consumo real de biocarburantes para el año 2016 que es de un 5,28%.

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:

- **Introducción acelerada del vehículo eléctrico en el Escenario Objetivo.** En el año 2030 existirán en el parque automovilístico más de 3,5 millones de turismos eléctricos y más de un millón 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 sólo 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**.

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.15. Porcentaje de energías renovables en el sector de generación de energía eléctrica*

Porcentaje de energías renovables en generación de energía eléctrica				
Años	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Escenario Tendencial	37%	41%	50%	55%
Escenario Objetivo	37%	40%	60%	74%

** Los datos del año 2015 son reales, el resto son proyecciones*

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Adicionalmente, se realiza una exposición más detallada sobre el sector eléctrico, dado que este 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 113,09 GW en el año 2020 hasta los 124,49 GW en el año 2030, lo que supone un aumento del 10% durante dicho periodo (11,40 GW). Los principales incrementos provienen de las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, con alrededor de 10 GW cada una. Cabe reseñar que al final del periodo se mantiene en funcionamiento el 100% de la potencia térmica nuclear, así como la del carbón, respecto a la potencia instalada en 2020.

Tabla A.16. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Tendencial

Parque de generación del Escenario Tendencial (MW)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Eólica	22.925	27.968	32.968	37.968
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	13.404	18.382
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	235	235	235
Biomasa	677	877	877	877
Carbón	11.311	10.524	4.532	4.532
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.232	1.890
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.790	2.790
Cogeneración renovable	535	430	372	361
Cogeneración con residuos	30	24	18	11
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.400	7.400	7.400
Total	105.621	113.087	116.042	124.492

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Por su parte, en el Escenario Objetivo la potencia total instalada se incrementa hasta los 156,96 GW en el año 2030, lo que supone un incremento próximo al 40% durante dicho periodo (43,8 GW), así como un 26% 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 y solar fotovoltaica, con aproximadamente 22 GW y 28 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 topologías 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.17. Parque de generación de energía eléctrica en el Escenario Objetivo

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Eólica	22.925	27.968	40.258	50.258
Solar fotovoltaica	4.854	8.409	23.404	36.882
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	235	235	235
Geotérmica	0	0	15	30
Energías del mar	0	0	25	50
Biomasa	677	877	1.077	1.677
Carbón	11.311	10.524	4.532	0-1.300
Ciclo combinado	27.531	27.146	27.146	27.146
Cogeneración carbón	44	44	0	0
Cogeneración gas	4.055	4.001	3.373	3.000
Cogeneración productos petrolíferos	585	570	400	230
Fuel/Gas	2.790	2.790	2.441	2.093
Cogeneración renovable	535	491	491	491
Cogeneración con residuos	30	28	28	24
Residuos sólidos urbanos	234	234	234	234
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Total	105.621	113.151	137.117	156.965

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Adicionalmente destacar el alza de las tecnologías de bombeo hidráulico y de solar termoeléctrica, 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 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.

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 descartable que se mantenga parte de la potencia instalada allí donde se han acometido inversiones para cumplir con el marco comunitario y por prudencia contable este dato queda reflejado en la tabla relativa a la evolución de la potencia instalada de energía eléctrica a partir del carbón.

La razón principal de dicho cese 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 CO_2 será, como mínimo, de 35 euros. En todo caso, la finalización de la generación eléctrica de las centrales térmicas de carbón será imprescindible para lograr el objetivo central de mitigación de GEI de este Plan Nacional, el menos 20% en 2030 respecto a 1990.En ese sentido, la viabilidad misma de los objetivos de mitigación del PNIEC dependerá de ese elemento, por lo que el Gobierno llevará a cabo en su momento las actuaciones que considere necesarias, al objeto de que no queden malogrados los objetivos de descarbonización del sector eléctrico para el año 2030.

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** incorporado 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-Sinergia[54].

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 eléctrica[55]:

[54] Como se puede comprobar en el anexo correspondiente al modelado, el parque de generación de energía eléctrica resultante del modelo TIMES-Sinergia ha sido analizado por Red Eléctrica de España.

[55] 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.18. Generación eléctrica bruta del Escenario Tendencial

Generación eléctrica bruta del Escenario Tendencial* (GWh)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Eólica	49.325	60.511	75.225	90.991
Solar fotovoltaica	13.860	15.132	24.122	33.080
Solar termoeléctrica		4.968	4.968	4.968
Hidráulica	28.140	28.282	28.282	28.282
Bombeo	3.228	4.690	4.690	4.690
Biogás/Geotérmica/Energías del mar	982	447	482	897
Carbón	122.415	47.361	28.981	23.820
Ciclo combinado		23.108	22.129	31.243
Cogeneración carbón		76	0	0
Cogeneración gas		24.054	20.314	12.023
Cogeneración productos petrolíferos		2.065	1.425	697
Fuel/Gas		4.367	4.367	4.367
Cogeneración renovable	5.766	862	873	1.133
Biomasa		3.991	4.105	4.714
Cogeneración con residuos		96	71	46
Residuos sólidos urbanos		1.575	1.575	1.575
Nuclear	57.305	57.693	57.693	57.693
Total general	281.021	279.281	279.301	300.219

* La generación de las tecnologías hidráulica, bombeo puro y bombeo mixto se engloba en generación hidráulica y bombeo

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.19. Balance eléctrico del Escenario Tendencial

Balance eléctrico del Escenario Tendencial (GWh)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Generación eléctrica bruta	276.754	279.281	279.301	300.219
Consumos en generación	-11.626	-11.254	-10.140	-10.238
Generación eléctrica neta	265.128	268.027	269.161	289.982
Consumos en bombeo	-6.354	-6.354	-6.354	-6.354
Exportación	-15.074	-9.251	-12.600	-26.839
Importación	14.847	18.111	23.846	22.415
Demanda en barras de central[56]	258.547	270.533	274.053	279.204
Consumos en sector transformación de la energía	-6.967	-7.265	-7.311	-7.521
Pérdidas en transporte y distribución	-24.264	-25.157	-25.359	-25.819
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	227.315	238.111	241.382	245.864

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Principales conclusiones referidas al Escenario Tendencial:

- La demanda eléctrica final en el territorio español se incrementa un 3,3% durante el periodo contemplado, ascendiendo desde los 238 TWh en el año 2020 hasta los 246 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 4,42 TWh.

[56] 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 55% en el año 2030, esto es, 14 puntos porcentuales de diferencia.

Tabla A.20. Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo

Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo* (GWh)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Eólica	49.325	60.521	92.053	116.110
Solar fotovoltaica	13.860	15.132	42.118	66.373
Solar termoeléctrica		4.968	13.953	22.578
Hidráulica	28.140	28.282	28.663	29.045
Bombeo	3.228	4.690	5.610	8.369
Biogás	982	447	482	897
Geotermia		0	94	188
Energías del mar		0	59	74
Carbón	122.415	47.195	15.094	0
Ciclo combinado		32.800	15.304	34.922
Cogeneración carbón		76	0	0
Cogeneración gas		24.054	20.603	15.566
Cogeneración productos petrolíferos		2.065	1.425	697
Fuel/Gas		5.372	4.700	4.029
Cogeneración renovable	5.766	862	1.192	1.556
Biomasa		3.991	5.605	10.714
Cogeneración con residuos		96	93	84
Residuos sólidos urbanos		605	783	1.447
Nuclear	57.305	57.686	57.686	24.800
Total	281.021	288.843	305.518	337.448

* La generación de las tecnologías Hidráulica, Bombeo puro y Bombeo mixto se engloba en generación Hidráulica y Bombeo

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.21. Balance eléctrico del Escenario Objetivo

Balance eléctrico del Escenario Objetivo (GWh)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Generación eléctrica bruta	281.021	288.843	305.518	337.448
Consumos en generación	-11.270	-11.229	-10.255	-10.143
Generación eléctrica neta	269.751	277.614	295.264	327.305
Consumos en bombeo	-4.520	-6.354	-7.548	-11.132
Exportación	-15.089	-12.951	-28.351	-39.987
Importación	14.956	9.055	12.638	8.225
Demanda en barras de central	265.098	267.365	272.003	284.412
Consumos en sector transformación de la energía	-6.501	-7.070	-6.545	-6.195
Pérdidas en transporte y distribución	-26.509	-24.852	-24.994	-25.622
Demanda eléctrica final de sectores no energéticos	232.088	235.443	240.463	252.594

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Principales conclusiones referidas al Escenario Objetivo:

- La demanda eléctrica final asciende desde los 235,4 TWh en 2020 hasta los 252,6 TWh en 2030, un alza del 7,3%.
- El saldo neto en fronteras resulta claramente exportador en 2030, alcanzando los 31,7 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 34 puntos porcentuales en este periodo, pasando del 39,7 % en 2020 al 73,6% 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 124,49 GW frente a 156,96 GW, esto es, 32 GW más de potencia instalada en el Escenario Objetivo frente al Tendencial.
- Incremento neto de potencia renovable de 57 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 las centrales térmicas de carbón en la generación eléctrica.
- Mayor demanda eléctrica final en el Escenario Objetivo, por valor de 6,7 TWh (un 2,7% de incremento respecto al tendencial).
- Mayor porcentaje de generación renovable en el sector eléctrico en el Escenario Objetivo: 73,6%, equivale a 18,7 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, exportando, en valor neto, 27 TWh adicionales respecto al Escenario Tendencial.

A.3 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

En este capítulo 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 el objetivo principal 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.22. 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)				
Año	2015	2020	2025	2030
Carbón	13.714	11.440	7.607	6.552
Petróleo y sus derivados	52.949	51.860	52.366	52.195
Gas natural	24.538	27.013	28.236	29.861
Energía Nuclear	14.927	15.033	15.033	15.033
Energías Renovables	16.646	20.833	22.499	25.050
Residuos industriales		282	292	301
RSU (no renovable)	252	322	295	209
Electricidad	-11	762	967	-380
Total	123.015	127.545	127.295	128.820

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.23. 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)				
Año	2015	2020	2025	2030
Carbón	13.714	11.337	4.362	1.128
Petróleo y sus derivados	52.949	50.999	45.453	38.149
Gas natural	24.538	26.498	23.501	24.531
Energía Nuclear	14.927	15.031	15.031	6.462
Energías Renovables	16.646	20.856	28.093	35.066
Residuos industriales		238	282	341
RSU (no renovable)	252	105	123	190
Electricidad	-11	-335	-1.351	-2.731
Total	123.015	124.727	115.494	103.136

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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 van en la dirección de reducir esta dependencia de los hidrocarburos en el balance energético del país.
- **En el Escenario Tendencial,** el consumo de energía en 2030 se incrementa aproximadamente un 5% desde el 2015.

- **En el Escenario Objetivo:**
  - Se refleja claramente 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 16%. Lo que contrasta con el incremento de un 6% registrado en el Escenario Tendencial para el mismo periodo.
  - 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 consumo 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 28% respecto al año 2015; el de gas natural se mantiene muy similar.
  - El consumo 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.24. 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)				
Año	2015	2020	2025	2030
Carbón	1.522	1.337	1.395	1.427
Productos petrolíferos	40.330	40.747	40.910	40.452
Gas natural	13.139	18.184	19.985	21.060
Electricidad	19.951	20.332	20.612	20.996
Energías renovables	5.287	6.470	6.122	5.994
Otros no renovables	2	306	310	312
No energéticos	4.311	4.405	4.681	4.894
Total	84.542	91.781	94.017	95.136

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.25. 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)				
Año	2015	2020	2021	2022
Carbón	1.522	1.239	1.090	1.040
Productos petrolíferos	40.330	39.690	34.528	27.653
Gas natural	13.139	16.218	16.701	15.677
Electricidad	19.951	20.105	20.537	21.579
Energías renovables	5.287	7.073	7.702	8.073
Otros no renovables	2	263	306	362
No energéticos	4.311	4.405	4.681	4.894
Total	84.542	88.994	85.544	79.279

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Los siguientes son los principales comentarios sobre el consumo de energía final:

- La principal diferencia entre los escenarios tendencial y 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 mucho más eficiente en el año 2030 y mucho menos dependiente del petróleo.
- Respecto al Escenario Objetivo:

- El consumo de energía final se reduce en torno a un 6%, a pesar de que la senda de crecimiento económico 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 8%.
- El consumo final de productos petrolíferos se reduce en torno a un 30% respecto a los datos reales del año 2015. Sin embargo, el consumo de gas natural aumenta en torno a un 19%.
- El consumo de energías renovables aumenta alrededor del 50%.

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.26. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Carbón	1.158	1.292	1.357	1.389
Productos petrolíferos	2.742	2.262	2.439	2.866
Gas natural	6.895	9.962	10.264	10.117
Electricidad	6.540	6.898	7.306	7.628
Energías renovables	1.344	1.644	1.660	1.697
Otros no renovables	0	306	310	312
Total	18.678	22.363	23.338	24.009

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.27. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Carbón	1.158	1.217	1.082	1.040
Productos petrolíferos	2.742	2.057	1.662	1.417
Gas natural	6.895	9.748	9.786	9.262
Electricidad	6.540	6.821	7.017	7.363
Energías renovables	1.344	1.735	2.095	2.507
Otros no renovables	0	263	306	362
Total	18.678	21.840	21.948	21.952

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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, causado por 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.28. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Carbón	89	8	0	0
Productos petrolíferos	3.031	2.308	1.512	613
Gas natural	3.022	3.589	4.256	5.057
Electricidad	6.025	5.952	5.830	5.695
Energías renovables	2.832	2.216	2.008	1.808
Total general	14.998	14.073	13.606	13.172

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.29. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Carbón	89	8	0	0
Productos petrolíferos	3.031	2.247	1.184	550
Gas natural	3.022	2.983	3.024	2.737
Electricidad	6.025	5.656	5.477	5.301
Energías renovables	2.832	2.607	2.932	3.123
Total general	14.998	13.501	12.617	11.710

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

La principal conclusión que se extrae del sector residencial es un incremento de la eficiencia, que, junto con un aumento de las energías renovables y una disminución importante en el consumo del gas natural, permiten que este sector reduzca sus emisiones de GEI a una velocidad mucho mayor que en el Escenario Tendencial gracias a las medidas propuestas en el Plan.

Servicios y otros

Las siguientes tablas contienen el consumo de energía final en el sector servicios y otros.

Tabla A.30. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Carbón	29	37	38	38
Productos petrolíferos	1.118	969	689	458
Gas natural	2.819	3.180	3.689	3.712
Electricidad	6.406	6.505	6.446	6.551
Energías renovables	337	210	221	240
Total	10.710	10.901	11.082	10.999

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.31. 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 (Unidades: ktep)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Carbón	29	14	7	0
Productos petrolíferos	1.118	857	575	325
Gas natural	2.819	2.899	3.089	2.911
Electricidad	6.406	6.618	6.461	6.467
Energías renovables	337	355	481	596
Total	10.710	10.743	10.613	10.300

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Las principales conclusiones que se extraen del sector servicios y otros son el incremento de la eficiencia, así como una mayor electrificación y 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.32. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Productos petrolíferos	27.979	33.048	34.053	34.256
Gas natural	328	1.371	1.693	2.089
Electricidad	480	391	427	509
Energías renovables	756	2.307	2.137	2.151
Total	29.542	37.117	38.311	39.005

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.33. 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)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Productos petrolíferos	27.979	32.369	29.030	23.362
Gas natural	328	508	720	684
Electricidad	480	423	953	1.776
Energías renovables	756	2.283	2.006	1.568
Total	29.542	35.583	32.709	27.390

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Se presentan las principales conclusiones que afectan al consumo de energía final en el sector del transporte:

- En primer lugar, destaca el acusado 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 muy importante en el consumo de productos petrolíferos, que se sustituyen por electricidad.
- Por último, tanto el consumo de gas como el consumo de biocombustibles son menores 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.

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 de eficiencia y de reducción de emisiones de GEI en el Escenario Objetivo. En el que se alcanzan valores de intensidad energética que significan un descenso de aproximadamente un 30% respecto al valor de 2017. En 2017 la intensidad energética fue de 115 tep/M€ en energía primaria, y de 79 tep/M€ en energía final.

Tabla A.34. 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)					
Año		**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Escenario Tendencial	Intensidad energética primaria	115	104	95	91
	Intensidad energética final	79	75	70	67
Escenario Objetivo	Intensidad energética primaria	115	102	87	73
	Intensidad energética final	79	73	64	56

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 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 podrían 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 energéticas 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 muy 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.
    - Importante consumo para transporte aéreo por 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 sólo 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 es el siguiente:

- **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.35. Intercambios internacionales físicos mensuales por frontera*

Intercambios internacionales físicos mensuales por frontera (GWh)				
Año		**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 (1)	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 60% de las importaciones se realizaron a través de gasoducto, frente a un 40% 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.36 Origen de la energía primaria, Escenario Tendencial

Origen de la energía primaria, Escenario Tendencial (ktep)				
Año	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Producción nacional	**33.615 (27%)**	**37.004 (29%)**	**37.626 (30%)**	**40.458 (31%)**
Carbón	1.246	1.145	0	0
Productos petrolíferos	236	310	312	314
Gas natural	54	24	24	24
Nuclear	14.927	15.033	15.033	15.033
Energías renovables	16.899	19.567	21.376	24.369
Residuos	252	926	881	719
Neto importado/ exportado	**89.400 (73%)**	**90.541 (71%)**	**89.669 (70%)**	**88.361 (69%)**
Carbón	12.468	10.295	7.607	6.552
Productos petrolíferos	52.713	51.550	52.054	51.880
Gas natural	24.484	26.989	28.212	29.837
Electricidad	-11	762	967	-380
Energías renovables	-253	944	829	472
Total Energía Primaria	**123.015**	**127.545**	**127.295**	**128.820**

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Tabla A.37 Evolución de la ratio de dependencia energética primaria (ktep)

Origen de la energía primaria, Escenario Objetivo (ktep)				
Años	**2015**	**2020**	**2025**	**2030**
Producción nacional	**33.615 (27%)**	**36.719 (29%)**	**42.892 (37%)**	**41.823 (41%)**
Carbón	1.246	1.110	0	0
Productos petrolíferos	236	310	312	314
Gas natural	54	24	24	24
Nuclear	14.927	15.031	15.031	6.462
Energías renovables	16.899	19.797	26.998	34.301
Residuos	252	448	528	721
Neto importado/ exportado	**89.400 (73%)**	**88.008 (71%)**	**72.602 (63%)**	**61.313 (59%)**
Carbón	12.468	10.227	4.362	1.128
Productos petrolíferos	52.713	50.688	45.141	37.835
Gas natural	24.484	26.474	23.478	24.507
Electricidad	-11	-335	-1.351	-2.731
Energías renovables	-253	954	973	575
Total Energía Primaria	**123.015**	**124.727**	**115.494**	**103.136**

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

Respecto de la situación en 2017, en que se tiene un coeficiente de dependencia a las importaciones de un 74%, el Escenario Objetivo supone una considerable reducción, de en torno a un 15%, bajando por tanto de la barrera del 60% de dependencia energética del exterior. Con este logro se comienza a reducir una de las debilidades estructurales del sistema energético nacional.

Adicionalmente, la importación de combustibles fósiles se reduce en un porcentaje aún mayor que 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 muy 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 95.945 ktep entre carbón, gas natural y petróleo en 2017, a 63.470 ktep en 2030 (reducción del 34%).

Respecto a 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 que 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.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 hacer 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 pueden realizar 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 una 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. Considerando también que España está muy lejos de cumplir los objetivos a nivel Unión Europea en materia de interconexiones.

- 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 mediante 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 sólo de las capacidades nominales de las líneas que cruzan la frontera sino también de la red conexa, 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 70[57] (en línea con ENTSO-E[58]) 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.38. Capacidad comercial de intercambio eléctrico

Capacidad comercial de intercambio eléctrico (MW)				
	NTC Francia -> España		NTC Portugal -> España	
Año	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
2018[59]	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.
- 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 eSIOS[60].
- El valor de potencia instalada es el correspondiente al inicio del periodo considerado.

[57] 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.

[58] 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.

[59] Hasta 15 de junio de 2018

[60] eSIOS Es el sistema de información del operador del sistema español (REE). https://www.esios.ree.es/es

Tabla A.39 Evolución de potencia eléctrica de generación instalada España-Portugal

Año	Potencia instalada Sistema español peninsular[61] (MW)	Potencia instalada Sistema Portugués (MW)
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[1]	101.207	19.800

Fuente: Red Eléctrica Española

Tabla A.40 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[62]	**España**	6,3%	7,5%	
	Península Ibérica	*2,4%*	*2,9%*	

Fuente: Red Eléctrica Española

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-Vilafría, 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

[61] Incluye la potencia instalada en el sistema Balear a partir de la puesta en servicio del enlace Península - Mallorca
[62] Hasta 15 de junio de 2018.

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 Ichaso o a través de Navara (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 podrá conseguir 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). Estas interconexiones 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 el flujo 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. Para ese día concreto, la capacidad de interconexión firme con Francia podía aportar sólo 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 interconexiones 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 supone 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 supone 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 supone 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.

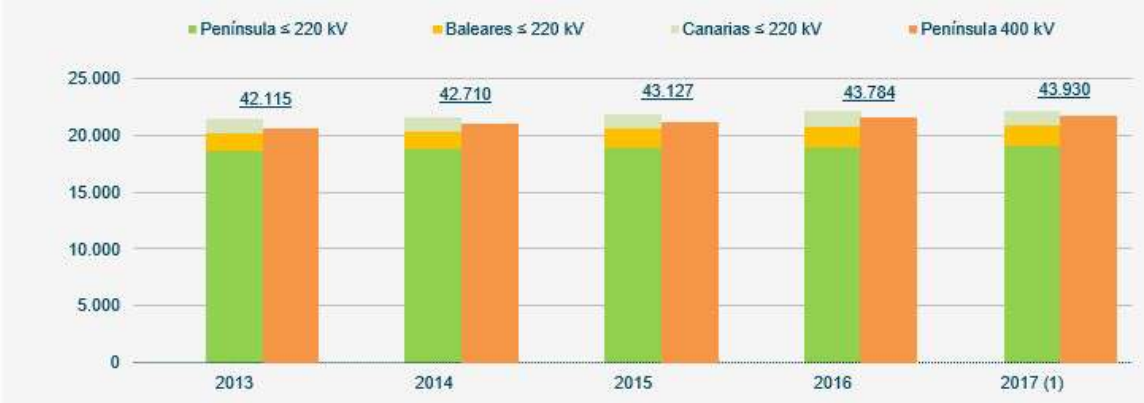
Tabla A.41 Instalaciones de la red de transporte en España

	400 kV	≤ 220 kV			
	Península	Península	Baleares	Canarias	Total
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 Española

Figura A.1 Evolución de la longitud de la red de transporte



Fuente: Red Eléctrica Española

Tabla A.42 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 Española

Adicionalmente, la red de transporte cuenta con los siguientes elementos de control de tensión y energía reactiva, reactancias y condensadores:

Tabla A.43 Elementos de control de tensión y energía reactiva en la red de transporte

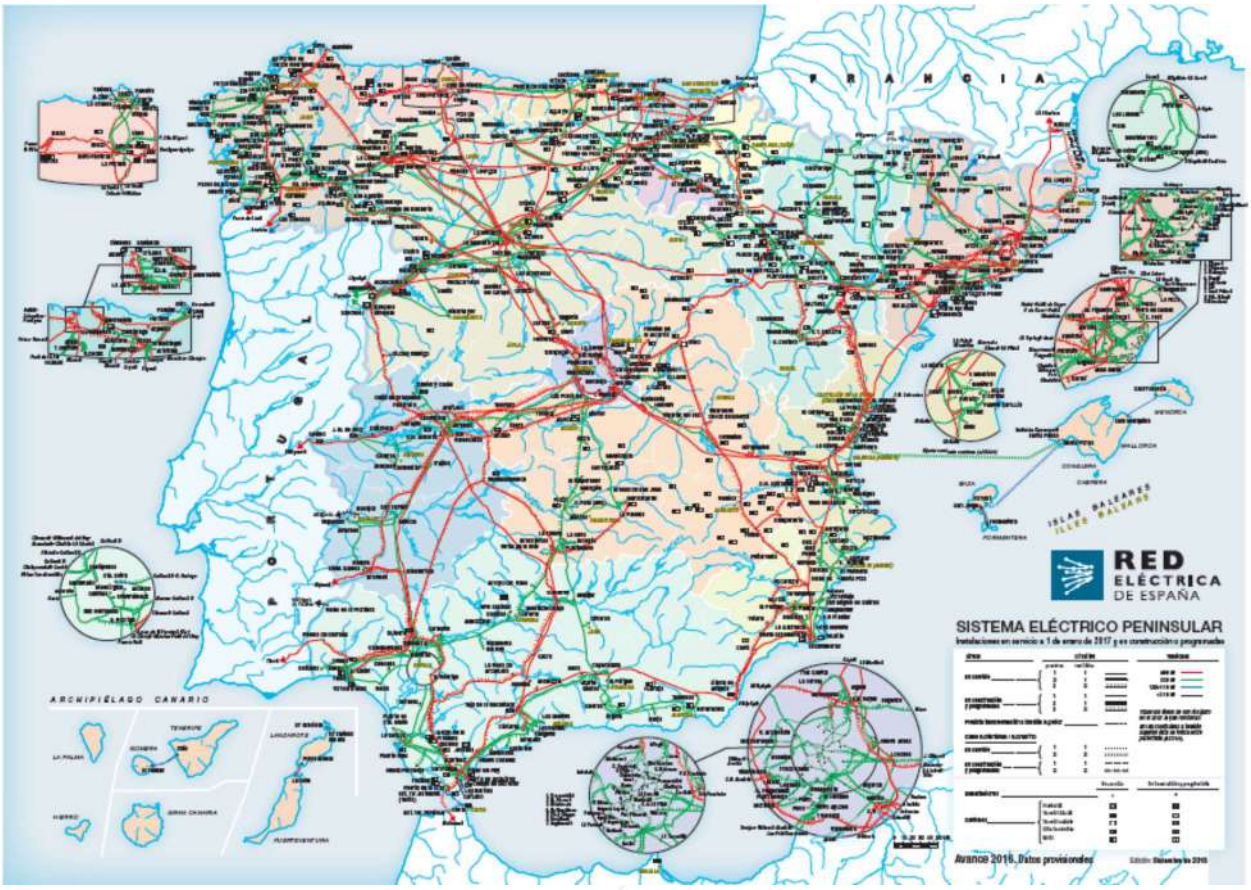
	400 kV	≤ 220 kV			
	Península	Península	Baleares	Canarias	Total
Reactancias (MVAr)	**9.050**	**3.414**	**373**	**0**	**12.837**
Número de unidades	62	54	17	0	133
Condensadores (MVAr)	**200**	**1.100**	**0**	**0**	**1.300**
Número de unidades	2	11	0	0	13

Fuente: Red Eléctrica Española

El mapa del sistema eléctrico español se muestra a continuación[63].

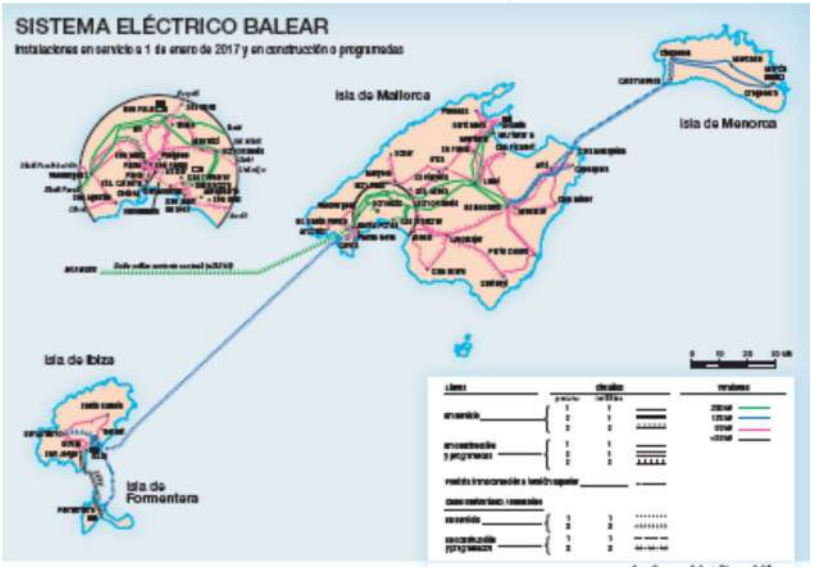
[63] Para mayor detalle se puede consultar en la web del TSO, en el link: http://www.ree.es/es/actividades/gestor-de-la-red-y-transportista/mapas-de-la-red

Figura A.2 Mapa del sistema eléctrico Peninsular



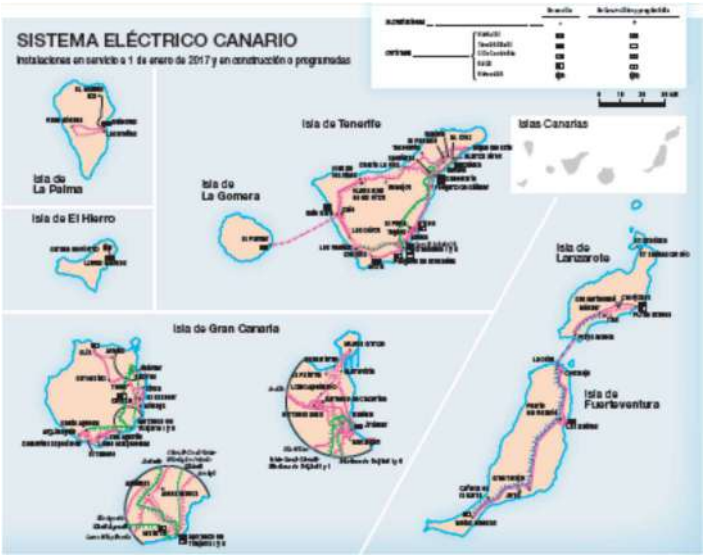
Fuente: Red Eléctrica Española

Figura A.3 Mapa del sistema eléctrico Balear



Fuente: Red Eléctrica Española

Figura A.4 Mapa del sistema eléctrico Canario



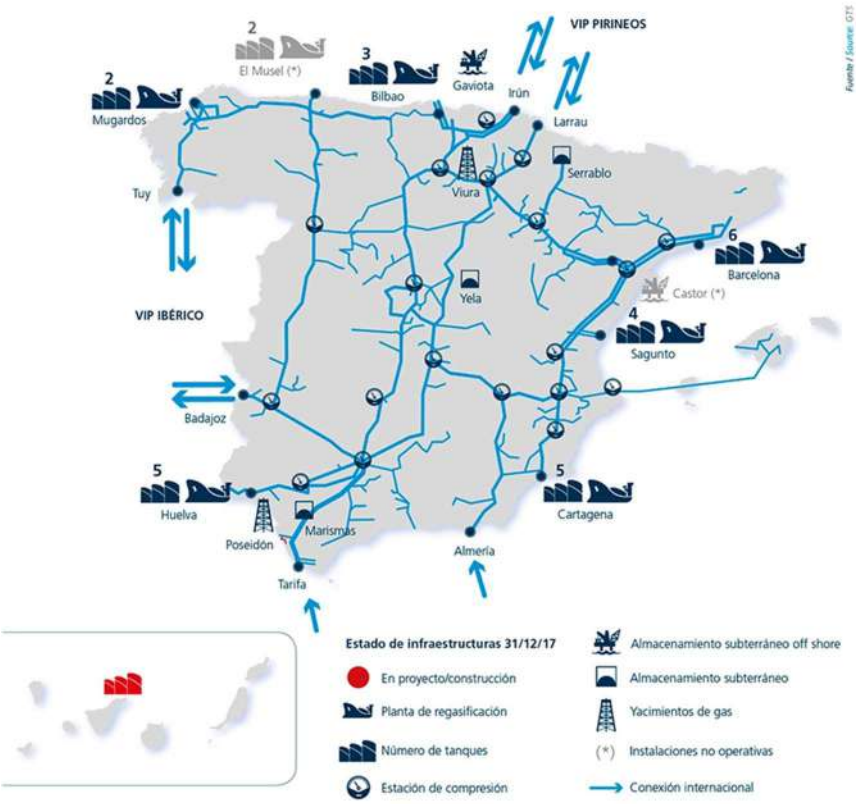
Fuente: Red Eléctrica Española

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

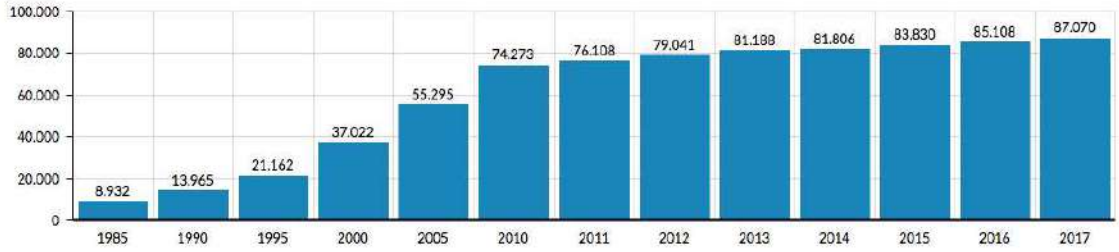
Red de gasoductos

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 sólo 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 inferior.

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 m^3 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.44 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.45 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 sólo 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.41. Operaciones del mercado organizado de gas, MIBGAS

Operaciones en MIBGAS			
PARÁMETRO	**2016**	**2017**	**2018 (enero-junio)**
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
Churn rate (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

Fuente: Mercado Mayorista Organizado de Gas [64]

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

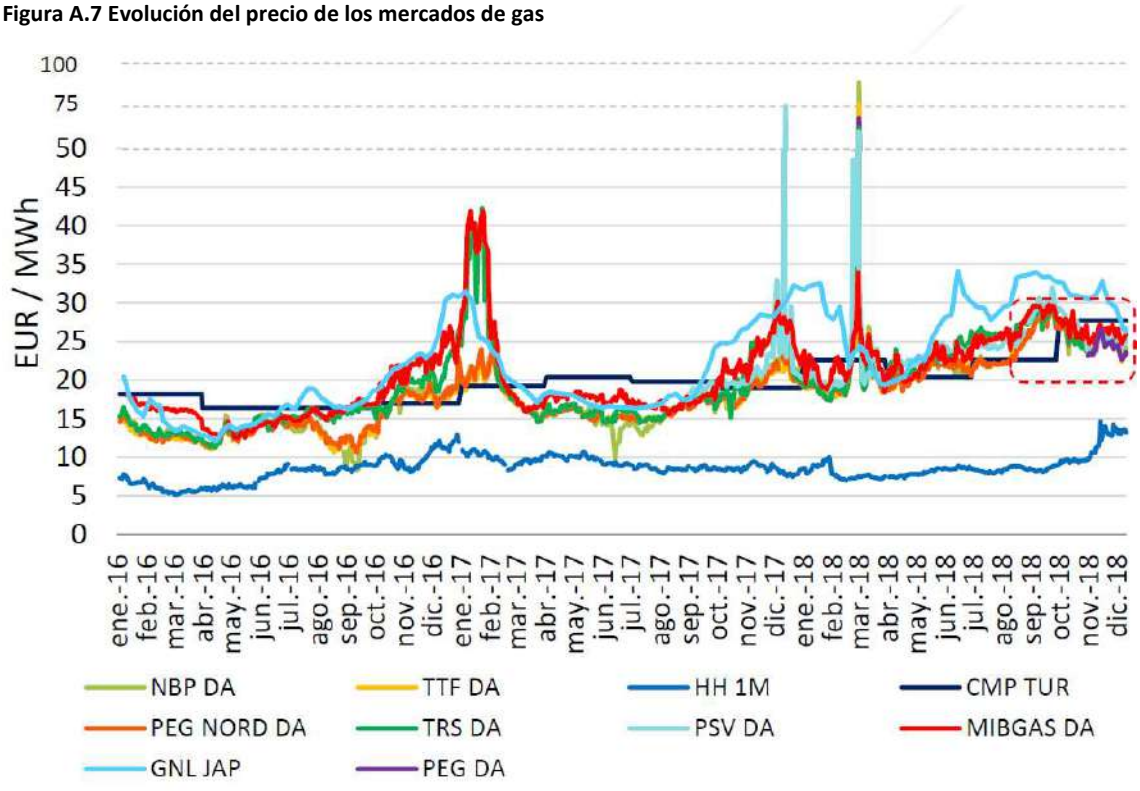
[64] Datos de número de agentes a 31/12/2016 y 2017; 30/06/2018. Resto de parámetros acumulados durante el ejercicio de referencia.

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 el siguiente cuadro se puede ver una evolución de los precios de gas.

Figura A.7 Evolución del precio de los mercados de gas



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica

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.47 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-Hirschman[65] (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.

[65] Índice 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.

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.

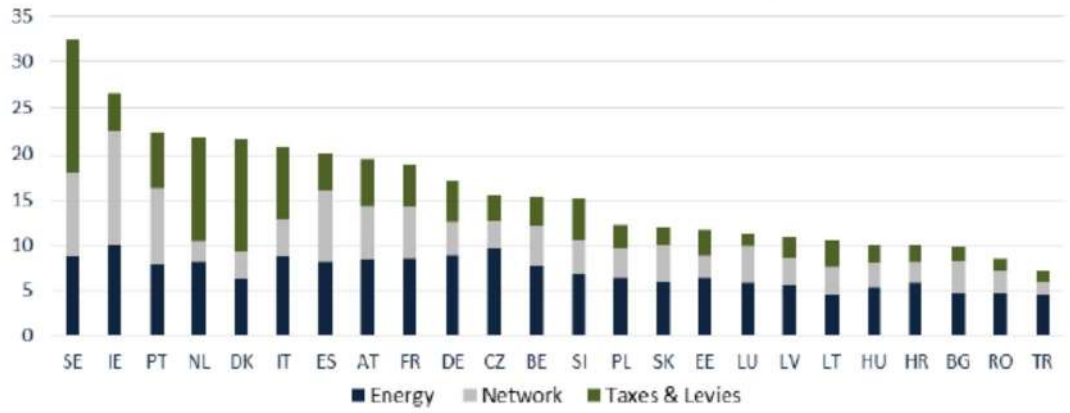
En referencia a los precios finales para el consumidor, la CNMC concluye que "en términos generales, en el mercado doméstico las ofertas de suministro de gas están, en su mayoría, referenciadas a la evolución de la tarifa de último recurso".

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 (€/GJ)



Fuente: Comisión Europea

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.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, Innovación y Universidades.

Esta financiación se puede desglosar en financiación de proyectos de I+i+c y financiación de la infraestructura pública de investigación y desarrollo. La financiación de este esfuerzo se canaliza a través de:

- Centro Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI): Financiación de proyectos de I+i+c empresarial.
- 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 Europea de Investigación o "ERANETs".
- El propio Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades: Financiación de los Organismos Públicos de Investigación.

En el caso del CDTI, En el marco del Plan Estatal, tomando como referencia el año 2017 el CDTI 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€[66].

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,

[66]Convocatorias 2017 mediante subvenciones: CIIP, Subprograma Interempresas Internacional; INNO, Programa Innoglobal Subvenciones; SERA, Eranet; y SNEO, Subvenciones Neotec. El Programa Feder-Innterconecta no fue convocado en 2017. Convocatorias permanentes CDTI: ID, que contemplan los Proyectos de I+I, CIEN, Proyectos Estratégicos, Proyectos Eureka, Iberoeka,…; y LIC, Proyectos de Innovación.

impulsando empresas innovadoras o de base tecnológica (principalmente pequeñas y medianas empresas) y facilitando la participación estable del capital privado a largo plazo mediante la inversión en vehículos público-privados.

Las inversiones de los vehículos de capital riesgo apoyados por INNVIERTE en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2017, se presenta en la tabla a continuación.

Tabla A.48 Inversiones programa INNVIERTE en energía y medio ambiente

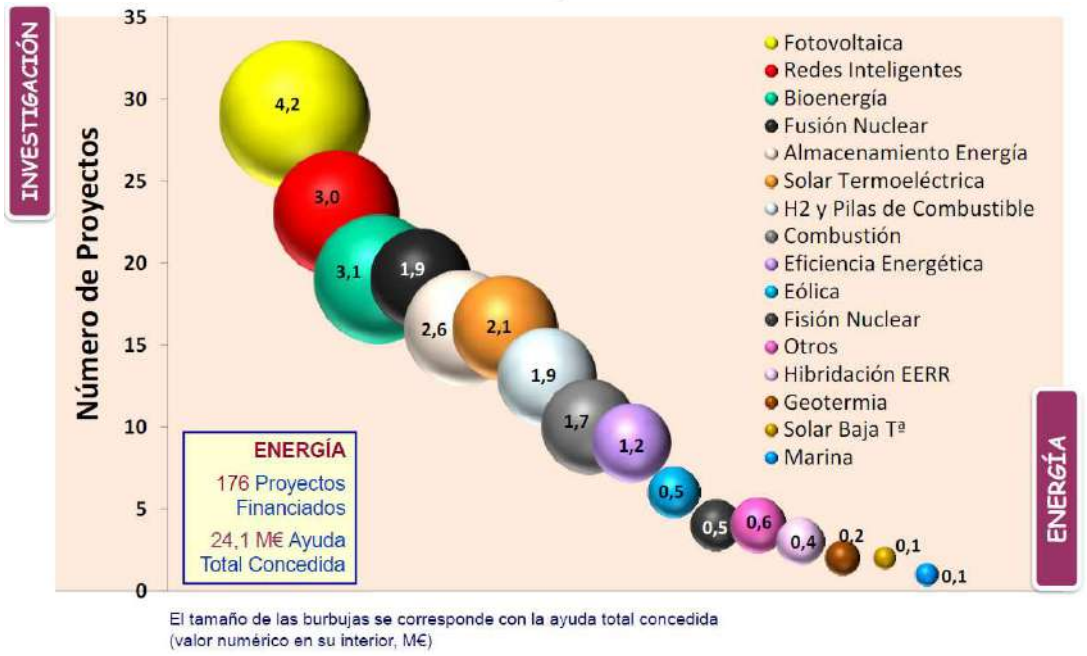
Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
AGBAR	7	10.726.957
Iberdrola	2	1.200.000
Repsol	4	5.507.822

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+i+c orientado a los Retos de la Sociedad y específicamente para proyectos I+i+c "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+i+c - Retos de la Sociedad (M€)



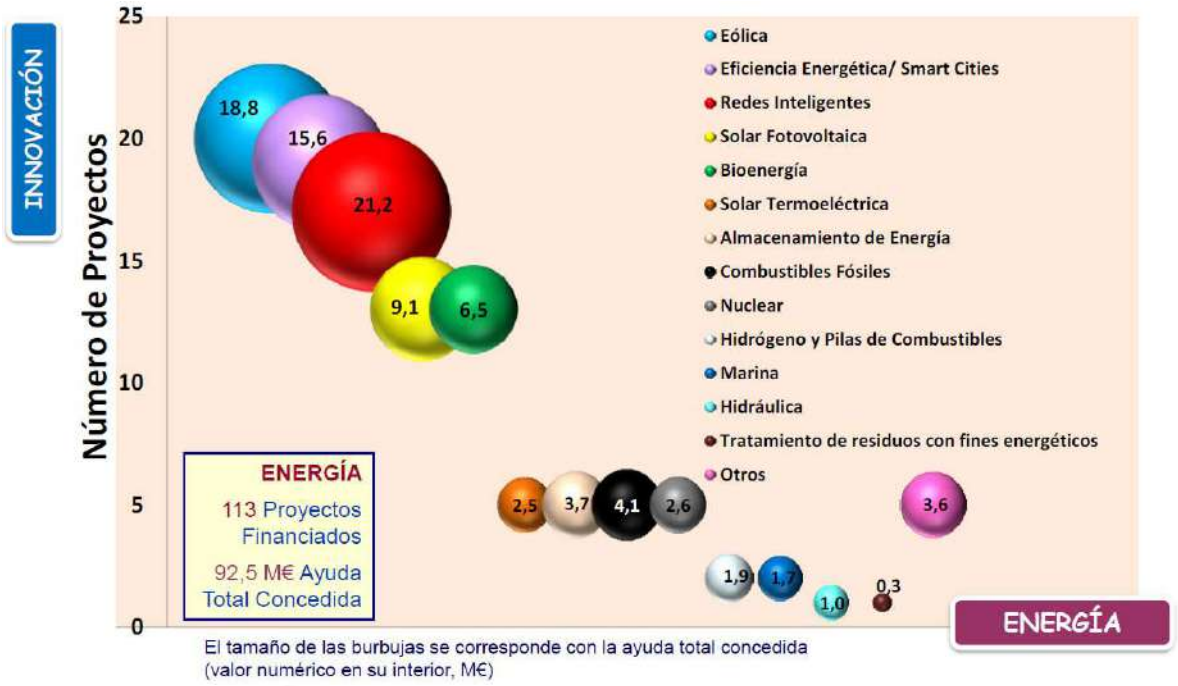
Fuente: Agencia Estatal de Innovación

El mayor número de proyectos financiados corresponden a fotovoltaica, seguidos de redes eléctricas/Inteligentes, bioenergía, fusión nuclear, almacenamiento de energía y solar termoeléctrica. A continuación, hay proyectos relacionados con hidrógeno y pilas de combustible, combustión/CO_2 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+i+c - 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 nº de proyectos financiados, están las temáticas de solar termoeléctrica (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 (olas), hidráulica y otros.

A.6.2 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 de la energía 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 del precio 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.49 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	0,0701	0,0724	0,0876
D2	≥ 20	< 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		< 1.000	0,0367	0,0372	0,045
I2	≥ 1.000	< 10.000	0,0349	0,0354	0,0429
I3	≥ 10.000	< 100.000	0,0285	0,029	0,0351
I4	≥ 100.000	< 1000.000	0,0241	0,0247	0,0299
I5	≥ 1000.000	< 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, 2019

A.6.3 Descripción de subsidios energéticos (incluidos los combustibles fósiles)

Exenciones al impuesto especial de hidrocarburos

Se establecen en el artículo 9 de la Ley 38/1992 de impuestos especiales, aplicando específicamente al impuesto especial de hidrocarburos las letras e) y f).

"1. Sin perjuicio de lo establecido en los artículos 21, 23, 42, 51, 61 y 64 de esta Ley, estarán exentas, en las condiciones que reglamentariamente se establezcan, la fabricación e importación de productos objeto de los impuestos especiales de fabricación que se destinen:

a) A ser entregados en el marco de las relaciones diplomáticas o consulares.

b) A organizaciones internacionales reconocidas como tales en España y a los miembros de dichas organizaciones, dentro de los límites y en las condiciones que se determinen en los convenios internacionales constitutivos de dichas organizaciones o en los acuerdos de sede.

c) A las fuerzas armadas de cualquier Estado, distinto de España, que sea parte del Tratado del Atlántico Norte y a las fuerzas armadas a que se refiere el artículo 1 de la Decisión 90/6407/CEE para uso de dichas fuerzas o del personal civil a su servicio o para el abastecimiento de sus comedores y cantinas.

d) Al consumo en el marco de un acuerdo celebrado con países terceros u organizaciones internacionales, siempre que dicho acuerdo se admita o autorice en materia de exención del Impuesto sobre el Valor Añadido.

e) Al avituallamiento de los buques siguientes excluidos, en todo caso, los que realicen navegación privada de recreo:

1º. Los que realicen navegación marítima internacional.

2º. Los afectos al salvamento o la asistencia marítima, con exclusión del suministro de provisiones de a bordo, cuando la duración de su navegación, sin escala, no exceda de cuarenta y ocho horas.

f) Al avituallamiento de aeronaves que realicen navegación aérea internacional distinta de la aviación privada de recreo.>>

Tipos reducidos

En el artículo 50 se establecen los tipos impositivos, diferenciando en función del destino, lo que ocasiona que existan tipos reducidos para los siguientes usos de hidrocarburos:

- Gasóleos utilizables como carburantes en los vehículos agrícolas mencionados en el artículo 54.2 de la Ley y, en general, como combustible (calefacción): 90,71 euros por 1.000 litros.
- GLP destinados a usos distintos a los de carburante.
- Gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios.
- 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.
- Queroseno destinado a usos distintos de los de carburante.
- 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.
- Gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de energía eléctrica y de calor.
- Fuelóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de energía eléctrica y de calor.

A) Cuantificación

En total, conforme a los datos facilitados por la Agencia Estatal de Administración Tributaria, la suma en 2017 de las exenciones y deducciones anteriores alcanzó los siguientes importes para cada uno de los combustibles fósiles:

- Petróleo: 2.302.799.622,78 €
- Gas natural: 756.107.645,06 €
- Carbón: 2.866.278,82 €

A.7 TABLAS ANEXO REGLAMENTO GOBERNANZA 2018/1999

A.7.1 Tabla Anexo I Parte 2 Escenario Tendencial

Tabla A.50 Parámetros, variables y balances del Escenario Tendencial

		Unidades	2015	2020	2025	2030
1. Parámetros y variables generales						
1	**Población**	**millones**	**46,449570**	**47**	**47**	**47**
2	**PIB**	**Miles de millones EUR (constantes 2016)**	**1070,71**	**1223,4**	**1333,8**	**1421,4**
3	**Valor añadido bruto sectorial**	**millones EUR**				
	Agricultura	**millones EUR**				
	Construcción	**millones EUR**				
	Servicios	**millones EUR**				
	Sector energético	**millones EUR**				
	Industria	**millones EUR**				
4	**Número de hogares**	**millones**	**18,35**	**18,53**	**18,74**	**19,00**
5	**Tamaño de los hogares**	**habitantes/hogares**	**2,53**	**2,51**	**2,50**	**2,48**
6	**Ingresos disponibles para los hogares**	**EUR**				
7	**Pasajeros-km**	**millones pkm**				
	Autobuses	millones pkm	54869,30	56203,43	57688,93	58805,29
	Automóviles	millones pkm	469924,14	530375,08	544393,36	554928,08
	Motocicletas	millones pkm	36400,03	41498,32	42595,16	43419,43
	Ferrocarril	millones pkm	33069,61	36724,82	37695,49	38424,94
	Aviación	millones pkm				
	Navegación interior	millones pkm				
8	**Transporte mercancías**	**millones tkm**				
	Carretera	millones tkm	256689,00	287321,30	305287,20	319213,74
	Ferrocarril	millones tkm	10811,61	12049,20	12802,63	13386,66
	Navegación interior	millones tkm				
9	**Precios internacionales de importación en consonancia con las recomendaciones de la Comisión**	**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 en consonancia con las recomendaciones de la Comisión**	**EUR/ ton CO2**	**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**	**1,15**	**1,27**	**1,39**	**1,53**
12	**Número de grados-día de calefacción**					
13	**Número de grados-día de refrigeración**					
14	**Hipótesis de coste de las tecnologías utilizadas en la modelización respecto de las principales tecnologías pertinentes**					

	2. Balances energéticos e indicadores	Unidades	2015	2020	2025	2030
	2.1 Suministro de energía					
1	**Producción autóctona por tipo de combustible**	**ktep**	**33615,00**	**37004,14**	**37625,60**	**40458,30**
	Carbón	ktep	1246,00	1145,07	0,00	0,00
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	236,00	310,33	312,37	314,40
	Gas natural	ktep	54,00	23,51	23,66	23,81
	Energía nuclear	ktep	14927,00	15032,53	15032,53	15032,53
	Fuentes renovables de energía	ktep	16899,00	19566,63	21375,75	24368,67
	Residuos	ktep	252,01	926,06	881,29	718,88
2	**Importaciones netas por tipo de combustible (incluida la electricidad y divididas entre importaciones netas intraeuropeas y extraeuropeas)**	**ktep**	**89400,00**	**90540,86**	**89669,34**	**88361,22**
	Carbón	ktep	12468,00	10295,24	7607,27	6552,36
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	52713,00	51549,96	52053,92	51880,14
	Gas natural	ktep	24484,00	26989,38	28212,41	29836,99
	Electricidad	ktep	-11,00	761,82	966,94	-380,38
	Fuentes renovables de energía	ktep	-253,00	944,48	828,80	472,12
3	**Dependencia de las importaciones de terceros países**	**%**	**73,00%**	**70,99%**	**70,44%**	**68,59%**
4	**Principales fuentes de importación (países) con los principales vectores energéticos (incluidos el gas y la electricidad)**					
	Primer país (especificar país) de origen de las importaciones de electricidad	**% del total de importaciones**				
	Primer país (especificar país) de origen de las importaciones de gas	**% del total de importaciones**				
	Segundo país (especificar país) de origen de las importaciones de gas	**% del total de importaciones**				
	Tercer país (especificar país) de origen de las importaciones de gas	**% del total de importaciones**				
5	**Consumo interior bruto por tipo de combustible**	**ktep**	**123015,00**	**127545,00**	**127294,94**	**128819,52**
	Carbón	ktep	13714,00	11440,31	7607,27	6552,36
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	52949,00	51860,29	52366,28	52194,54
	Gas natural	ktep	24538,00	27012,88	28236,06	29860,80
	Energía nuclear	ktep	14927,00	15032,53	15032,53	15032,53
	Electricidad	ktep	-11,00	761,82	966,94	-380,38
	Fuentes renovables de energía	ktep	16646,00	20833,31	22499,10	25049,96
	Residuos	ktep	252,01	603,85	586,74	509,70
	2.2. Electricidad y calor					
1	**Producción bruta de electricidad**	**GWhe**	**286320,00**	**279280,95**	**279301,22**	**300219,36**
2	**Producción bruta de electricidad por combustible**					
	Energía nuclear	GWhe	57305,00	57693,36	57693,36	57693,36
	Carbón	GWhe	128946,00	47437,51	28981,23	23820,19
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	GWhe		6432,36	5792,30	5063,64
	Gas natural	GWhe		47162,77	42442,90	43265,74
	Biomasa y residuos	GWhe	4687,00	6524,02	6623,43	7468,01
	Hidráulica (excluido bombeo)	GWhe	28140,00	28281,87	28281,87	28281,87
	Eólica	GWhe	49325,00	60511,12	75224,76	90991,43
	Solar	GWhe	13862,00	20100,46	29089,78	38048,54
	Geotérmica y otras fuentes renovables de energía	GWhe	822,00	447,50	481,58	896,59
	Bombeo	GWhe	3233,00	4689,99	4689,99	4689,99
	Otros	GWhe	0,00	0,00	0,00	0,00
3	**Cuota de la generación eléctrica de la cogeneración en el total de la generación eléctrica (La electricidad generada en las cogeneraciones dividido por el total de la electricidad bruta generada, incluida la generación en bombeo)**	**%**	10,50%	9,69%	8,10%	4,61%
	Cuota del calor generado en la cogeneración en el total del calor generado (El calor generado en las cogeneraciones dividido por el total del calor de la calefacción de distrito)	**%**				
4	**Capacidad de generación de electricidad por fuentes, incluidos los desmantelamientos y las nuevas inversiones**	**GW**	**105,62**	**113,09**	**116,04**	**124,49**
	Energía nuclear	**GW**	7,40	7,40	7,40	7,40
	Carbón	**GW**	11,36	10,57	4,53	4,53
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	**GW**	3,38	3,36	3,19	3,02
	Gas natural	**GW**	31,59	31,15	30,38	29,04
	Biomasa y residuos	**GW**	1,48	1,56	1,50	1,48
	Hidráulica (excluido bombeo)	**GW**	15,75	15,75	15,75	15,75
	Eólica	**GW**	22,93	27,97	32,97	37,97
	Solar	**GW**	7,15	10,71	15,71	20,68
	Geotérmica y otras fuentes renovables de energía	**GW**	0,22	0,23	0,23	0,23
	Bombeo	**GW**	4,39	4,39	4,39	4,39
	Otros	**GW**	0,00	0,00	0,00	0,00
5	**Generación de calor mediante instalaciones térmicas**	**GWhe**				
6	Generación de calor mediante centrales de cogeneración, incluido el calor residual industrial	**GWhe**	-	29305,43	24173,77	14270,81
7	**Capacidad de las instalaciones transfronterizas de interconexión para el gas y la electricidad y sus índices de utilización previstos**					

	2.3. Sector de la transformación	Unidades	2015	2020	2025	2030
1	**Aportaciones de combustible para la generación de energía térmica**	**ktep**	23692,22	21911,95	16684,67	14805,22
	Carbón	ktep	11868,32	10320,00	6300,12	5178,18
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	3563,87	2041,84	1902,02	1744,64
	Gas natural	ktep	8260,04	9550,12	8482,52	7882,40
2	**Aportaciones de combustible para otros procesos de conversión**	**ktep**				
	2.4. Consumo de energía					
1	**Consumo de energía primaria (incluye consumos no energéticos)**	**ktep**	**123015,00**	**127545,00**	**127294,94**	**128819,52**
1	**Consumo de energía final (incluye consumos no energéticos)**	**ktep**	**84542,00**	**91781,35**	**94016,63**	**95135,89**
2	***Consumo de energía final por sector (excluye consumos no energéticos)***					
	Industria	ktep	18064,00	22363,10	23337,60	24008,55
	Residencial	ktep	14998,00	14072,86	13605,91	13172,16
	Terciario	ktep	10710,00	10901,32	11082,41	10999,19
	Transporte	ktep	29542,00	37117,08	38311,04	39004,75
	Agricultura	ktep	2502,40	2921,65	2998,87	3056,90
	Desglose entre transporte de pasajeros y de mercancías, cuando esté disponible					
	Transporte de pasajeros	ktep		27387,32	28127,38	28374,63
	Transporte de mercancías	ktep		9729,77	10183,65	10630,12
3	***Consumo de energía final por combustible (excluye consumos no energéticos)***					
	Carbón	ktep	1522,00	1337,00	1395,39	1426,92
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	40330,00	40746,74	40910,28	40452,42
	Gas natural	ktep	13139,00	18183,52	19985,40	21059,98
	Electricidad	ktep	19951,00	20332,00	20612,47	20996,26
	Calor	ktep				
	Fuentes renovables de energía	ktep	5287,00	6470,35	6121,84	5993,72
	Residuos	ktep	2,00	306,40	310,45	312,25
4	**Consumo no energético final**	**ktep**	4311,00	4405,34	4680,80	4894,33
5	**Intensidad de energía primaria de la economía general (consumo de energía primario/PIB)**	**tep/millones euro**	**115,00**	**104,26**	**95,44**	**90,63**
6	**Intensidad de energía final por sector**					
	Industria	tep/euro de valor añadido				
	Residencial	tep/euro de valor añadido				
	Terciario	tep/euro de valor añadido				
	Desglose entre transporte de pasajeros y de mercancías, cuando esté disponible					
	Transporte de pasajeros	tep/millones pkm				
	Transporte de mercancías	tep/millones tkm				

	2.7. Energías renovables	Unidades	2015	2020	2025	2030
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 tecnología**					
	Cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía	**%**	**16,00%**	**18,59%**	**21,87%**	**24,65%**
	Calefacción y refrigeración	%	16,84%	15,12%	19,58%	21,54%
	Electricidad	%	37,00%	40,47%	48,51%	56,27%
	Transporte	%	1,00%	10,05%	9,20%	11,36%
	Contribución del consumo final de energía renovable en el transporte al objetivo general	%		2,55%	2,27%	2,25%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado A del listado del Anexo IX consumidos en el transporte	%		0,86%	1,12%	1,58%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado B del listado del Anexo IX consumidos en el transporte	%		0,00%	0,08%	0,97%
	Contribución de biocombustibles consumidos en el transporte producidos de cultivos alimentarios	%		5,35%	4,38%	2,97%
	Contribución de otros biocombustibles consumidos en el transporte	%				
	Consumo final bruto de energías renovables en calefacción y refrigeración	ktep	4.663,00	4.665,69	6.548,67	7.401,67
	Producción de energía renovable.	ktep	8.642,00	9.834,74	11.889,42	14.045,14
	Consumo final bruto de energías renovables en el transporte	ktep	176,00	2.997,12	3.106,86	3.666,94
	Total del consumo final bruto de energías renovables	ktep	13.481,00	16.807,37	20.575,53	23.598,14
	Consumo final bruto de calor y frio residual en calefacción y refrigeración	ktep				
	Contribución de calor y frio residual en el consumo final bruto de calefacción y refrigeración	%				
	Consumo final bruto de energías renovables en calefacción y refrigeración de distrito	ktep				
	Contribución de la energía renovable procedente de la calefacción y refrigeración de distrito en el consumo final bruto de calefacción y refrigeración	%				
	refrigeración de distrito	ktep				
	Contribución del calor y frio residual en la calefacción y frio de distrito en el consumo final bruto de calefacción y refrigeración	%				
2	**renovables en edificios (según la definición del artículo 2, apartado 1, de la Directiva 2010/31/UE; deben incuirse datos desglosados sobre energía producida, consumida e inyectada en la red mediante sistemas solares fotovoltaicos, sistemas solares térmicos, biomasa, bombas de calor y sistemas**					
3	**En su caso, otras trayectorias nacionales, incluidas las establecidas a largo plazo o las sectoriales (la cuota de biocombustibles avanzados y producidos a partir de cultivos alimentarios, la cuota de energías renovables en la calefacción urbana, así como la energía renovable producida por las ciudades y las comunidades energéticas tal como define el artículo 22 de [refundición de la Directiva 2009/28/CE, propuesta por el documento COM(2016) 767)**					
	Cuota de biocombustibles a partir de cultivos alimentarios	%		5,35%	4,38%	2,97%
	Cuota de biocombustibles avanzados	%		0,86%	1,20%	2,55%

	3. Indicadores relativos a las emisiones y la absorc	Unidades	2015	2020	2025	2030
1	**Emisiones de GEI por sector (RCDE, Reglamento sobre el reparto del esfuerzo y UTCUTS)**	**teq.CO2**	**335.809.458**	**331.734.107**	**315.709.973**	**310.632.069**
	Emisiones RCDE (en el ámbitos RCDE de 2013)	teq.CO2	139.751.465	129.091.755	114.209.161	113.166.752
	Reglamento sobre el reparto del esfuerzo (en el ámbitos de 2013)	teq.CO2	196.057.993	202.642.352	201.500.812	197.465.317
	UTCUTS (contabilizado de acuerdo con los requisitos de la legislación de la UE)	teq.CO2	-42007067	-35281478	-32520218	-31588501
2	**Emisiones de GEI por sector del IPCC y por gas (cuando sea pertinente, desglosado en RCDE y RRE)**	**teq.CO2**				
	Transformación, energía primaria e intercambios	teq.CO2	16.796.815	18.142.975	18.705.209	19.256.878
	Agricultura	teq.CO2	34.532.980	34.622.675	34.578.946	34.534.945
	Generación Eléctrica	teq.CO2	74.050.523	58.750.283	42.063.999	40.899.547
	Industria (combustión)	teq.CO2	40.462.329	42.045.632	42.203.889	41.217.549
	Industria (procesos)	teq.CO2	21.036.000	21.520.089	22.042.913	22.450.715
	Residencial	teq.CO2	17.212.310	16.113.704	15.243.228	14.430.510
	Terciario	teq.CO2	10.923.001	13.190.675	13.922.829	13.279.814
	Transporte	teq.CO2	83.197.462	89.851.024	91.888.365	92.130.564
3	**Intensidad de carbón de la economía general**	**teq.CO2/PIB (Millones EUR)**	**313,63**	**271,17**	**236,71**	**218,55**
4	**Indicadores relacionados con las emisiones de CO2**					
a	**Intensidad de carbono de la producción de electricidad y vapor**	**teq.CO2/MWh**	**0,26**	**0,21**	**0,15**	**0,14**
b	**Intensidad de carbono de la demanda de energía final por sector**	**teq.CO2/tep**				
	Industria	teq.CO2/tep	2,24	1,88	1,81	1,72
	Residencial	teq.CO2/tep	1,15	1,15	1,12	1,10
	Terciario	teq.CO2/tep	1,02	1,21	1,26	1,21
	Transporte de pasajeros	teq.CO2/tep	2,82	2,42	2,40	2,36
	Transporte de mercancías	teq.CO2/tep	IE	IE	IE	IE
5	**Paramentros relacionados con las emisiones distintas de las de CO2**					
a	**Ganado**					
	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 nitrógen**	**1.068**	**1000**	**1000**	**1000**
c	**Aportaciones de nitrógeno resultante de la aplicación de estiércol**	**kt nitrógen**	**442**	**460**	**464**	**468**
d	**Nitrógeno fijado por cultivos fijadores de nitrógeno**	**kt nitrógen**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
e	**Nitrógeno en residuos de cultivos que retornan a los suelos**	**kt nitrógen**	**120**	**123**	**126**	**129**
f	**Área de suelos orgánicos cultivados**	**hectáres**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**
g	**Generación de residuos sólidos urbanos (RSU)**	**t**	**21.158.000**	**21754011**	**21887610**	**22021208**
h	**Residuos sólidos urbanos (RSU) depositados en vertederos**	**t**	**12.129.000**	**11094545,7**	**10391938,7**	**9689331,7**
i	**Proporción de CH4 recuperado del total de CH4 generado en los vertederos**	**%**	**18,0%**	***0,18***	***0,2***	***0,2***

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

A.7.2 Tabla Anexo I Parte 2 Escenario Objetivo

Tabla A.51 Parámetros, variables y balances del Escenario Objetivo

		Unidades	2015	2020	2025	2030
1. Parámetros y variables generales						
1	**Población**	**millones**	**46,449570**	**47**	**47**	**47**
2	**PIB**	**Miles de millones EUR (constantes 2016)**	**1070,71**	**1223,4**	**1333,8**	**1421,4**
3	**Valor añadido bruto sectorial**	**millones EUR**				
	Agricultura	**millones EUR**				
	Construcción	**millones EUR**				
	Servicios	**millones EUR**				
	Sector energético	**millones EUR**				
	Industria	**millones EUR**				
4	**Número de hogares**	**millones**	**18,35**	**18,53**	**18,74**	**19,00**
5	**Tamaño de los hogares**	**habitantes/hogares**	**2,53**	**2,51**	**2,50**	**2,48**
6	**Ingresos disponibles para los hogares**	**EUR**				
7	**Pasajeros-km**	**millones pkm**				
	Autobuses	millones pkm	54869,30	56166,05	82070,92	108285,97
	Automóviles	millones pkm	469924,14	529765,18	480527,89	425580,88
	Motocicletas	millones pkm	36400,03	41353,16	42079,31	42620,79
	Ferrocarril	millones pkm	33069,61	36696,91	62111,12	87957,72
	Aviación	millones pkm				
	Navegación interior	millones pkm				
8	**Transporte mercancías**	**millones tkm**				
	Carretera	millones tkm	256689,00	287321,30	294090,17	296230,61
	Ferrocarril	millones tkm	10811,61	12049,20	23769,21	35429,87
	Navegación interior	millones tkm				
9	**Precios internacionales de importación en consonancia con las recomendaciones de la Comisión**	**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 en consonancia con las recomendaciones de la Comisión**	**EUR/ ton CO2**	**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**	**1,15**	**1,27**	**1,39**	**1,53**
12	**Número de grados-día de calefacción**					
13	**Número de grados-día de refrigeración**					
14	**Hipótesis de coste de las tecnologías utilizadas en la modelización respecto de las principales tecnologías pertinentes**					

	2. Balances energéticos e indicadores	Unidades	2015	2020	2025	2030
	2.1 Suministro de energía					
1	**Producción autóctona por tipo de combustible**	**ktep**	**33615,00**	**36718,80**	**42891,70**	**41822,93**
	Carbón	ktep	1246,00	1109,95	0,00	0,00
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	236,00	310,33	312,37	314,40
	Gas natural	ktep	54,00	23,51	23,66	23,81
	Energía nuclear	ktep	14927,00	15030,50	15030,50	6461,96
	Fuentes renovables de energía	ktep	16899,00	19796,79	26997,62	34301,27
	Residuos	ktep	252,01	447,71	527,55	721,49
2	**Importaciones netas por tipo de combustible (incluida la electricidad y divididas entre importaciones netas intraeuropeas y extraeuropeas)**	**ktep**	**89400,00**	**88008,35**	**72602,31**	**61313,16**
	Carbón	ktep	12468,00	10226,58	4362,24	1127,85
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	52713,00	50688,26	45140,91	37834,77
	Gas natural	ktep	24484,00	26474,21	23477,54	24506,88
	Electricidad	ktep	-11,00	-334,99	-1351,05	-2730,98
	Fuentes renovables de energía	ktep	-253,00	954,29	972,68	574,63
3	**Dependencia de las importaciones de terceros países**	**%**	**73,00%**	**70,56%**	**62,86%**	**59,44%**
4	**Principales fuentes de importación (países) con los principales vectores energéticos (incluidos el gas y la electricidad)**					
	Primer país (especificar país) de origen de las importaciones de electricidad	**% del total de importaciones**				
	Primer país (especificar país) de origen de las importaciones de gas	**% del total de importaciones**				
	Segundo país (especificar país) de origen de las importaciones de gas	**% del total de importaciones**				
	Tercer país (especificar país) de origen de las importaciones de gas	**% del total de importaciones**				
5	**Consumo interior bruto por tipo de combustible**	**ktep**	**123015,00**	**124727,15**	**115494,01**	**103136,09**
	Carbón	ktep	13714,00	11336,53	4362,24	1127,85
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	52949,00	50998,60	45453,28	38149,18
	Gas natural	ktep	24538,00	26497,71	23501,20	24530,70
	Energía nuclear	ktep	14927,00	15030,50	15030,50	6461,96
	Electricidad	ktep	-11,00	-334,99	-1351,05	-2730,98
	Fuentes renovables de energía	ktep	16646,00	20855,81	28093,04	35066,20
	Residuos	ktep	252,01	342,99	404,80	531,18
	2.2. Electricidad y calor					
1	**Producción bruta de electricidad**	**GWhe**	**286320,00**	**288843,31**	**305518,46**	**337447,91**
2	**Producción bruta de electricidad por combustible**					
	Energía nuclear	GWhe	57305,00	57685,56	57685,56	24800,35
	Carbón	GWhe	128946,00	47271,13	15094,26	0,00
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	GWhe		7436,80	6125,29	4725,18
	Gas natural	GWhe		56854,65	35907,61	50488,04
	Biomasa y residuos	GWhe	4687,00	5554,25	7674,00	13800,63
	Hidráulica (excluido bombeo)	GWhe	28140,00	28281,87	28663,49	29045,11
	Eólica	GWhe	49325,00	60521,11	92053,23	116110,08
	Solar	GWhe	13862,00	20100,46	56070,76	88951,42
	Geotérmica y otras fuentes renovables de energía	GWhe	822,00	447,50	634,46	1157,91
	Bombeo	GWhe	3233,00	4689,99	5609,79	8369,19
	Otros	GWhe	0,00	0,00	0,00	0,00
3	**Cuota de la generación eléctrica de la cogeneración en el total de la generación eléctrica (La electricidad generada en las cogeneraciones dividido por el total de la electricidad bruta generada, incluida la generación en bombeo)**	**%**	10,50%	9,37%	7,60%	5,28%
	Cuota del calor generado en la cogeneración en el total del calor generado (El calor generado en las cogeneraciones dividido por el total del calor de la calefacción de distrito)	**%**				
4	**Capacidad de generación de electricidad por fuentes, incluidos los desmantelamientos y las nuevas inversiones**	**GW**	**105,62**	**113,15**	**137,12**	**156,97**
	Energía nuclear	**GW**	7,40	7,40	7,40	3,18
	Carbón	**GW**	11,36	10,57	4,53	0,00
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	**GW**	3,38	3,36	2,84	2,32
	Gas natural	**GW**	31,59	31,15	30,52	30,15
	Biomasa y residuos	**GW**	1,48	1,63	1,83	2,43
	Hidráulica (excluido bombeo)	**GW**	16,79	15,75	16,00	16,25
	Eólica	**GW**	22,93	27,97	40,26	50,26
	Solar	**GW**	7,15	10,71	28,21	44,18
	Geotérmica y otras fuentes renovables de energía	**GW**	0,22	0,23	0,27	0,31
	Bombeo	**GW**	3,34	4,39	5,26	7,89
	Otros	**GW**	0,00	0,00	0,00	0,00
5	**Generación de calor mediante instalaciones térmicas**	**GWhe**				
6	Generación de calor mediante centrales de cogeneración, incluido el calor residual industrial	**GWhe**	-	29305,43	24714,87	18655,51
7	**Capacidad de las instalaciones transfronterizas de interconexión para el gas y la electricidad y sus índices de utilización previstos**					

2.3. Sector de la transformación		Unidades	2015	2020	2025	2030
1	**Aportaciones de combustible para la generación de energía térmica**	**ktep**	23692,22	23783,67	12799,41	10910,80
	Carbón	ktep	11868,32	10284,87	3281,29	0,00
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	3563,87	2408,84	2023,68	1620,96
	Gas natural	ktep	8260,04	11089,96	7494,45	9289,84
2	**Aportaciones de combustible para otros procesos de conversión**	**ktep**				
2.4. Consumo de energía						
1	**Consumo de energía primaria (incluye consumos no energéticos)**	**ktep**	**123015,00**	**124727,15**	**115494,01**	**103136,09**
1	**Consumo de energía final (incluye consumos no energéticos)**	**ktep**	**84542,00**	**88994,07**	**85543,60**	**79278,81**
2	***Consumo de energía final por sector (excluye consumos no energéticos)***					
	Industria	ktep	18064,00	21840,41	21948,38	21951,81
	Residencial	ktep	14998,00	13500,96	12617,34	11710,29
	Terciario	ktep	10710,00	10743,11	10612,95	10299,63
	Transporte	ktep	29542,00	35582,60	32709,25	27390,30
	Agricultura	ktep	2502,40	2921,65	2974,88	3032,45
	Desglose entre transporte de pasajeros y de mercancías, cuando esté disponible					
	Transporte de pasajeros	ktep		26473,06	24371,26	20354,10
	Transporte de mercancías	ktep		9109,54	8337,98	7036,20
3	***Consumo de energía final por combustible (excluye consumos no energéticos)***					
	Carbón	ktep	1522,00	1239,42	1089,54	1040,45
	Crudo de petróleo y productos petrolíferos	ktep	40330,00	39689,89	34527,55	27652,68
	Gas natural	ktep	13139,00	16218,44	16700,52	15676,55
	Electricidad	ktep	19951,00	20104,64	20537,31	21579,08
	Calor	ktep				
	Fuentes renovables de energía	ktep	5287,00	7073,31	7701,83	8073,36
	Residuos	ktep	2,00	263,03	306,05	362,37
4	**Consumo no energético final**	**ktep**	4311,00	4405,34	4680,80	4894,33
5	**Intensidad de energía primaria de la economía general (consumo de energía primario/PIB)**	**tep/millones euro**	**115,00**	**101,96**	**86,59**	**72,56**
6	**Intensidad de energía final por sector**					
	Industria	tep/euro de valor añadido				
	Residencial	tep/euro de valor añadido				
	Terciario	tep/euro de valor añadido				
	Desglose entre transporte de pasajeros y de mercancías, cuando esté disponible					
	Transporte de pasajeros	tep/millones pkm				
	Transporte de mercancías	tep/millones tkm				

	2.7. Energías renovables	Unidades	2015	2020	2025	2030
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 tecnología**					
	Cuota de energías renovables en el consumo final bruto de energía	**%**	**16,00%**	**19,99%**	**30,98%**	**41,83%**
	Calefacción y refrigeración	%	16,84%	18,09%	27,53%	34,04%
	Electricidad	%	37,00%	40,69%	64,67%	82,31%
	Transporte	%	1,00%	10,17%	12,31%	22,20%
	Contribución del consumo final de energía renovable en el transporte al objetivo general	%		2,61%	2,35%	1,97%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado A del listado del Anexo IX consumidos en el transporte	%		0,04%	0,06%	0,11%
	Contribución de biocombustible y biogás incluidos en el apartado B del listado del Anexo IX consumidos en el transporte	%		0,00%	0,89%	1,69%
	Contribución de biocombustibles consumidos en el transporte producidos de cultivos alimentarios	%		5,60%	5,18%	3,93%
	Contribución de otros biocombustibles consumidos en el transporte	%				
	Consumo final bruto de energías renovables en calefacción y refrigeración	ktep	4.663,00	5.427,63	8.684,99	10.659,19
	Producción de energía renovable.	ktep	8.642,00	9.793,43	15.777,91	20.988,45
	Consumo final bruto de energías renovables en el transporte	ktep	176,00	3.003,75	3.845,36	5.188,13
	Total del consumo final bruto de energías renovables	ktep	13.481,00	17.503,82	26.469,29	33.216,05
	Consumo final bruto de calor y frio residual en calefacción y refrigeración	ktep				
	Contribución de calor y frio residual en el consumo final bruto de calefacción y refrigeración	%				
	Consumo final bruto de energías renovables en calefacción y refrigeración de distrito	ktep				
	Contribución de la energía renovable procedente de la calefacción y refrigeración de distrito en el consumo final bruto de calefacción y refrigeración	%				
	Consumo final bruto de calor y frio residual en calefacción y refrigeración de distrito	ktep				
	Contribución del calor y frio residual en la calefacción y frio de distrito en el consumo final bruto de calefacción y refrigeración	%				
2	**Generación de electricidad y calor a partir de energías renovables en edificios (según la definición del artículo 2, apartado 1, de la Directiva 2010/31/UE; deben incuirse datos desglosados sobre energía producida, consumida e inyectada en la red mediante sistemas solares fotovoltaicos, sistemas solares térmicos, biomasa, bombas de calor y sistemas geotérmicos, así como otros sistemas de energías renovables descentralizadas)**					
3	**En su caso, otras trayectorias nacionales, incluidas las establecidas a largo plazo o las sectoriales (la cuota de biocombustibles avanzados y producidos a partir de cultivos alimentarios, la cuota de energías renovables en la calefacción urbana, así como la energía renovable producida por las ciudades y las comunidades energéticas tal como define el artículo 22 de [refundición de la Directiva 2009/28/CE, propuesta por el documento COM(2016) 767)**					
	Cuota de biocombustibles a partir de cultivos alimentarios	%		5,60%	5,18%	3,93%
	Cuota de biocombustibles avanzados	%		0,82%	0,95%	1,80%

	3. Indicadores relativos a las emisiones y la absorción de GEI	Unidades	2015	2020	2025	2030
1	**Emisiones de GEI por sector (RCDE, Reglamento sobre el reparto del esfuerzo y UTCUTS)**	**teq.CO2**	**335.809.458**	**327.442.938**	**266.342.791**	**226.737.050**
	Emisiones RCDE (en el ámbitos RCDE de 2013)	teq.CO2	139.751.465	131.713.529	93.274.704	82.039.183
	Reglamento sobre el reparto del esfuerzo (en el ámbitos de 2013)	teq.CO2	196.057.993	195.729.408	173.068.087	144.697.867
	UTCUTS (contabilizado de acuerdo con los requisitos de la legislación de la UE)	teq.CO2	-42007067	-35281478	-32520218	-31588501
2	**Emisiones de GEI por sector del IPCC y por gas (cuando sea pertinente, desglosado en RCDE y RRE)**	**teq.CO2**				
	Transformación, energía primaria e intercambios	teq.CO2	16.796.815	17.682.662	16.593.642	15.763.988
	Agricultura	teq.CO2	34.532.980	34.628.465	32.302.027	29.975.278
	Generación Eléctrica	teq.CO2	74.050.523	63.518.408	27.203.490	19.650.340
	Industria (combustión)	teq.CO2	40.462.329	40.498.934	37.246.075	33.529.629
	Industria (procesos)	teq.CO2	21.036.000	21.509.481	22.026.062	22.428.912
	Residencial	teq.CO2	17.212.310	14.633.204	11.632.116	9.083.487
	Terciario	teq.CO2	10.923.001	11.924.742	11.667.694	10.348.859
	Transporte	teq.CO2	83.197.462	85.722.267	74.638.027	57.695.037
3	**Intensidad de carbón de la economía general**	**teq.CO2/PIB (Millones EUR)**	**313,63**	**267,66**	**199,69**	**159,52**
4	**Indicadores relacionados con las emisiones de CO2**					
a	**Intensidad de carbono de la producción de electricidad y vapor**	**teq.CO2/MWh**	**0,26**	**0,22**	**0,09**	**0,06**
b	**Intensidad de carbono de la demanda de energía final por sector**	**teq.CO2/tep**				
	Industria	teq.CO2/tep	2,24	1,85	1,70	1,53
	Residencial	teq.CO2/tep	1,15	1,08	0,92	0,78
	Terciario	teq.CO2/tep	1,02	1,11	1,10	1,00
	Transporte de pasajeros	teq.CO2/tep	2,82	2,41	2,28	2,11
	Transporte de mercancías	teq.CO2/tep	IE	IE	IE	IE
5	**Paramentros relacionados con las emisiones distintas de las de CO2**					
a	**Ganado**					
	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 nitrógen**	**1.068**	**1000**	**970**	**940**
c	**Aportaciones de nitrógeno resultante de la aplicación de estiércol**	**kt nitrógen**	**442**	**462**	**480**	**498**
d	**Nitrógeno fijado por cultivos fijadores de nitrógeno**	**kt nitrógen**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
e	**Nitrógeno en residuos de cultivos que retornan a los suelos**	**kt nitrógen**	**120**	**123**	**126**	**129**
f	**Área de suelos orgánicos cultivados**	**hectáres**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**
g	**Generación de residuos sólidos urbanos (RSU)**	**t**	**21.158.000**	**21754011**	**20786549**	**19819088**
h	**Residuos sólidos urbanos (RSU) depositados en vertederos**	**t**	**12.129.000**	**9789305,0**	**7074752,1**	**4360199,3**
i	**Proporción de CH4 recuperado del total de CH4 generado en los vertederos**	**%**	**18,0%**	***0,18***	***0,2***	***0,2***

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica, 2019

A.7.3 Tabla Anexo V MMR

CO_2

Submission Year	2019	Export to XML			
MS	ES				
Category (1.3)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	CO2 (kt)	CO2 (kt)	CO2 (kt)	CO2 (kt)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	260.985,9	269.552,7	256.512,8	254.427,5
Total including LULUCF	WEM	219.781,1	233.868,0	223.598,0	222.452,6
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	260.985,9	265.400,6	210.874,3	177.992,7
Total including LULUCF	WAM	216.965,3	223.573,4	170.728,9	141.584,9

N2O

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (1.3)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	N2O (kt)	N2O (kt)	N2O (kt)	N2O (kt)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	55,1	56,3	56,2	56,5
Total including LULUCF	WEM	56,1	57,1	57,0	57,2
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	55,1	56,4	53,9	52,3
Total including LULUCF	WAM	56,1	57,2	54,7	53,1

CH4

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (1.3)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	CH4 (kt)	CH4 (kt)	CH4 (kt)	CH4 (kt)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	1.490,4	1.482,0	1.447,9	1.409,3
Total including LULUCF	WEM	1.496,9	1.488,5	1.454,4	1.415,8
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	1.490,4	1.475,4	1.326,5	1.160,7
Total including LULUCF	WAM	1.496,9	1.481,9	1.333,1	1.167,2

HFC

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (1.3)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	HFC (kt CO2e)	HFC (kt CO2e)	HFC (kt CO2e)	HFC (kt CO2e)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	9.713,6	8.007,1	5.873,9	3.740,7
Total including LULUCF	WEM	9.713,6	8.007,1	5.873,9	3.740,7
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	9.713,6	8.007,1	5.873,9	3.740,7
Total including LULUCF	WAM	9.713,6	8.007,1	5.873,9	3.740,7

PFC

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (13)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	PFC (kt CO2e)	PFC (kt CO2e)	PFC (kt CO2e)	PFC (kt CO2e)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	92,0	97,8	101,4	103,6
Total including LULUCF	WEM	92,0	97,8	101,4	103,6
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	92,0	97,8	101,4	103,6
Total including LULUCF	WAM	92,0	97,8	101,4	103,6

SF6

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (13)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	SF6 (kt CO2e)	SF6 (kt CO2e)	SF6 (kt CO2e)	SF6 (kt CO2e)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	229,6	254,7	275,3	295,9
Total including LULUCF	WEM	229,6	254,7	275,3	295,9
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	229,6	254,7	275,3	295,9
Total including LULUCF	WAM	229,6	254,7	275,3	295,9

GHG

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (13)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	Total GHGs (ktCO2e)	Total GHGs (ktCO2e)	Total GHGs (ktCO2e)	Total GHGs (ktCO2e)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	324.706,6	331.734,1	315.710,0	310.632,1
Total including LULUCF	WEM	283.957,6	296.452,6	283.189,8	279.043,6
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	324.706,6	327.442,9	266.342,8	226.737,1
Total including LULUCF	WAM	281.141,8	286.018,9	226.591,8	190.715,6

ETS GHG

Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (13)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	Total ETS GHGs (ktCO2e)	Total ETS GHGs (ktCO2e)	Total ETS GHGs (ktCO2e)	Total ETS GHGs (ktCO2e)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	126.234,3	129.091,8	114.209,2	113.166,8
Total including LULUCF	WEM	126.234,3	129.091,8	114.209,2	113.166,8
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	126.234,3	131.713,5	93.274,7	82.039,2
Total including LULUCF	WAM	126.234,3	131.713,5	93.274,7	82.039,2

ESD GHG

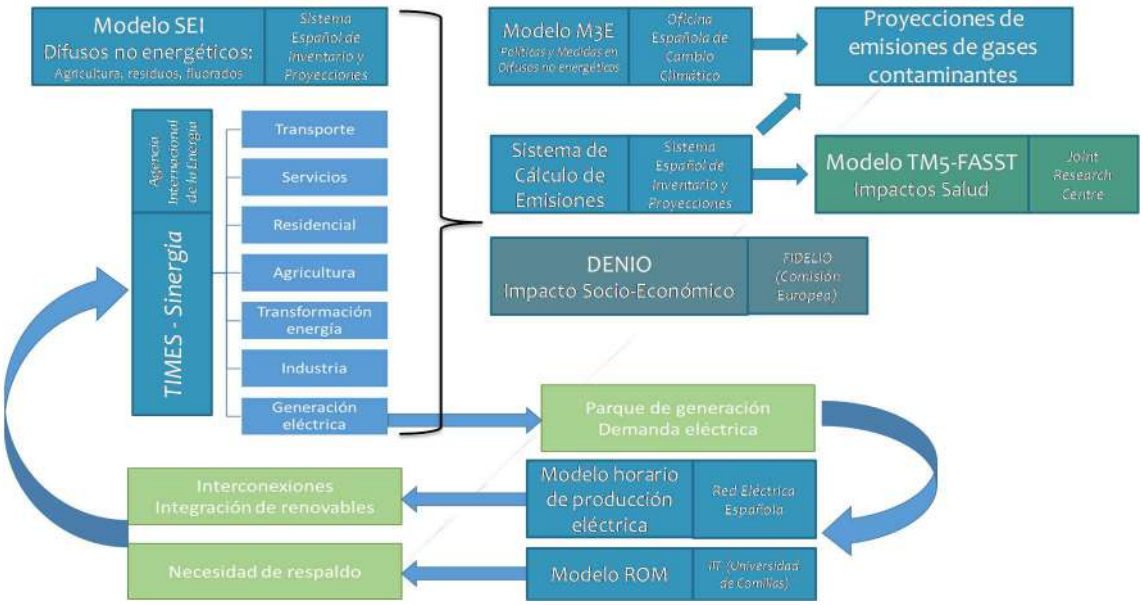
Submission Year	2019				
MS	ES				
Category (1,3)	Scenario (WEM, WAM, WOM)	Total ESD GHGs (ktCO2e)	Total ESD GHGs (ktCO2e)	Total ESD GHGs (ktCO2e)	Total ESD GHGs (ktCO2e)
		2016	2020	2025	2030
Total excluding LULUCF	WEM	198.472,2	202.642,4	201.500,8	197.465,3
Total including LULUCF	WEM	198.472,2	202.642,4	201.500,8	197.465,3
Total excluding LULUCF	WOM				
Total including LULUCF	WOM				
Total excluding LULUCF	WAM	198.472,2	195.729,4	173.068,1	144.697,9
Total including LULUCF	WAM	198.472,2	195.729,4	173.068,1	144.697,9

ANEXO B. MODELOS UTILIZADOS EN EL PNIEC

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. Los otros modelos utilizados, que se describirán más adelante en este epígrafe, han sido el modelo de REE y el modelo ROM (Reliability and Operation Model for Renewable Energy Sources) del Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad de Comillas.

Figura B.1 Metodología



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 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 de- terminadas 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 los modelos de REE y ROM. 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 los modelos de REE y ROM. Posteriormente, las salidas de estos modelos han determinado los requerimientos de funcionamiento del parque de generación convencional y de las tecnologías renovables con estos modelos de orden superior, integrando posteriormente los resultados en TIMES-Sinergia. Con este ejercicio se incorporan en el modelo general del sistema energético, las restricciones técnicas contempladas en los modelos específicos 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

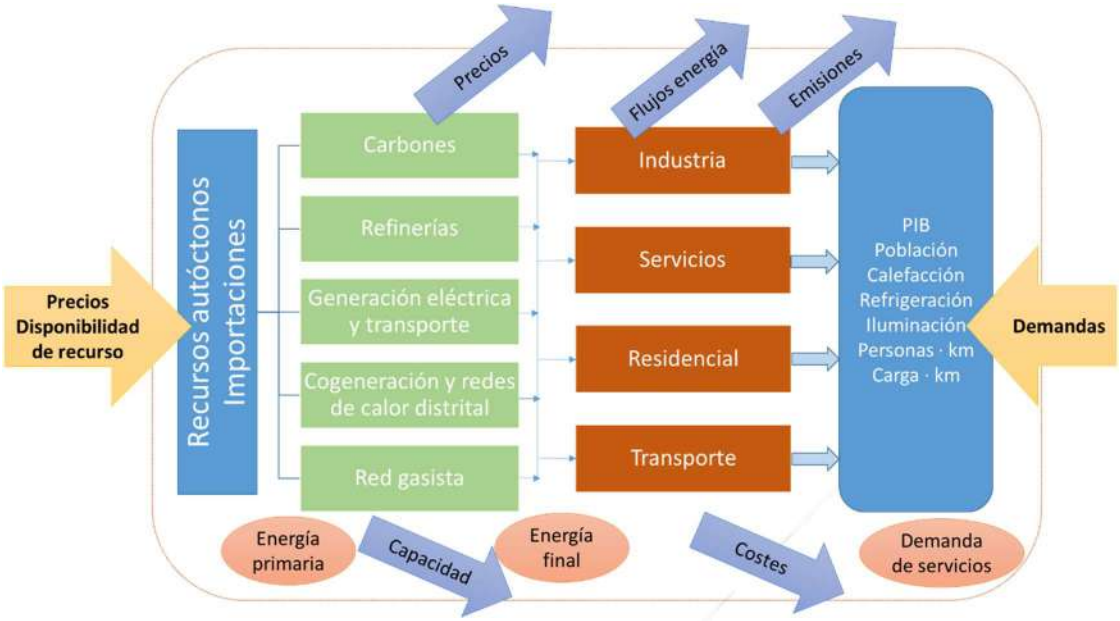
Tiene una detallada caracterización de las tecnologías energéticas y de demandas de servicios energéticos como, por ejemplo, pasajeros-km para el sector transporte, o producción en toneladas para los sectores industriales. Para los distintos escenarios planteados en el modelo, TIMES cubre la demanda 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 sólo 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

1 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 2014. 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.

2 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 2014, definido como año base. Además, se utilizan los datos históricos del año 2015 para calibrar el modelo. Adicionalmente, se incluyen los resultados del año 2017 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

capacidad acorde a su vida útil. Así, la **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 (CO_2, CH_4, N_2O y gases fluorados), como para las emisiones de contaminantes atmosféricos asociadas (NH_3, 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 CO_2 sujetos al sistema ETS[67] 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.

3 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

[67] 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 bio- carburantes 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 cuadriciclos.** 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;
- y 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 sólo 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 2014 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 trasporte 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 (2014), así como una serie de tecnologías nuevas, que serían aquellas que entrarían en servicio a partir del año 2014.

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
  - 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 2014) 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.
- 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 2014 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 (2014), 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 2014.

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 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 de Red Eléctrica de España

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 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 CO_2. 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 par- te 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. El modelo utiliza un valor fijo de capacidad comercial de intercambio entre los sistemas modelados no considerando las variaciones de 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. 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.

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 efectuadas de despacho de generación se ha implementado una restricción al conjunto de la generación térmica acoplada en la Península ibérica de 5.500 MW.

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.

B.1.3 Modelo ROM del IIT de la Universidad de Comillas

El modelo ROM[68] permite calcular el impacto técnico-económico de la operación del sistema eléctrico, incluyendo el impacto de la generación de origen variable y otros tipos de tecnologías (gestión activa de la demanda, vehículos eléctricos, generación termosolar) considerando además criterios de fiabilidad del sistema. El modelo ROM está acreditado y ha sido utilizado y validado en diferentes proyectos nacionales e internacionales.

Se trata de un modelo de programación diaria que incluye restricciones de operación detalladas como mínimos técnicos, rampas de subida y bajada, y mínimo tiempo de funcionamiento y de parada de los grupos térmicos.

En la ejecución de las simulaciones se considera una ejecución cronológica para evaluar cada día del año, considerando 24 horas del día. El modelo considera el perfil horario para la generación renovable basado en series históricas del período 2012-2016 publicadas por REE.

Para el cálculo de potencia de respaldo adicional se basa en el escenario hidráulico más seco considerado. Con este respaldo se garantiza que se cubra la demanda en todas las horas y que

[68] https://www.iit.comillas.edu/oferta-tecnologica/rom

haya suficiente reserva de operación para hacer frente a cambios inesperados en la demanda o en la generación.

Las decisiones por encima de este alcance diario, como la gestión de la operación del bombeo semanal, se hacen internamente en el modelo mediante criterios heurísticos. La gestión anual de las centrales hidráulicas viene decidida por modelos de jerarquía superior, por ejemplo, un modelo de coordinación hidrotérmica que determina unas consignas semanales basado en datos históricos de aportaciones hidráulicas[69].

[69] S. Cerisola, J.M. Latorre, A. Ramos. Stochastic dual dynamic programming applied to nonconvex hydrothermal models. European Journal of Oper- ational Research. vol. 218, no. 3, pp. 687-697, Mayo 2012.

B.2. MODELOS DE EMISIONES NO ENERGÉTICAS

B.2.1. PROYECCIONES DE LOS SECTORES NO ENERGÉTICOS

1. Introducción

De forma complementaria al modelado del sistema energético para el PNIEC 2021-2030, realizado con el modelo TIMES-Sinergia (ver Anexo I), 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 (CO_2, CH_4, N_2O y gases fluorados), como para las emisiones de contaminantes atmosféricos asociadas (NH_3, COVNM, PM2.5, SOx, NOx 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).

2. 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 Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación, 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 orgánica (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, COVNM, PM2.5, SOx, NOx y CO) que se incluirán en el Programa de Control de la Contaminación Atmosférica.

3. 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 (Subdirección General de Residuos de

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).

4. 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).

5. 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 m^2 de vivienda, t de bio residuo, 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 CO_2 – Energía
- Campo de aplicación de la medida
- Tipología de la medida

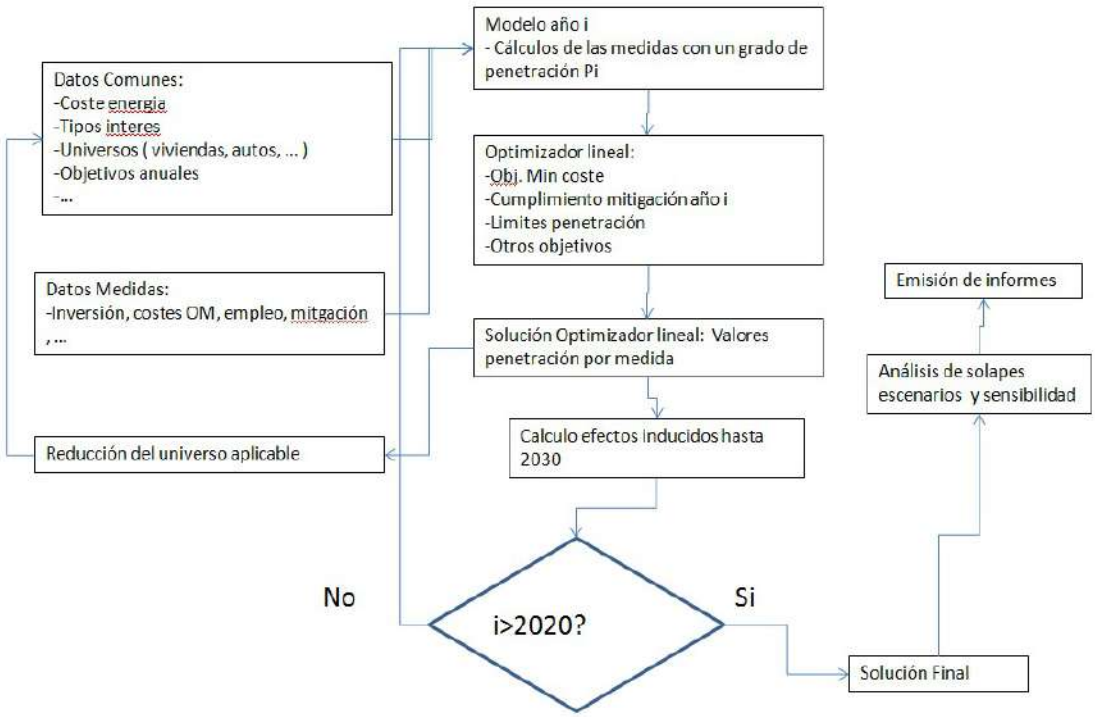
El modelo identifica la mitigación por medida en los años en los que aplica sobre un universo potencial, asimismo detrae del universo en cada año aquellas unidades (viviendas, vehículos, etc.) sobre las que ya ha actuado en años anteriores.

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 lineal 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. En nuestro caso, el objetivo elegido para aplicar el modelo ha sido el de minimizar una función compuesta de coste de aplicación de las medidas, que incluye también empleo y coste de CO_2.

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 funcionario que garantice la continuidad de las revisiones.

Figura B.5 Estructura del Modelo M3E



Fuente: Basque Centre for Climate Change, 2019.

En base a los datos de entrada y la ejecución del optimizador lineal, 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 CO_2.

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 ($MtCO_2$/año)
- Mitigación en sectores ETS ($MtCO_2$/año)
- Total Mitigación ($MtCO_2$/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.

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-Ouput 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 propen- sión 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 CO_2). 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 de- manda 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 endógenas 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 bot- tom-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 Com- mission, 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 del a 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 in- formación 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 pre- sentadas 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 ventil de renta. Una vez calculada la estructura media de las fuentes de ingresos por ventil de la ECV, se han aplicado estas mismas estructuras a los hogares de la EPF acorde al ventil 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 inte- grados 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:

$$W_i = \alpha_i + \sum_{J=1}^{n} \gamma_{ij} \ln p_j + \beta_i \ln\left(Y_i/\tilde{p}\right) + t + \sum_{d=1}^{7} d_d + e_{it} \qquad [1]$$

donde W_i representa el porcentaje de consumo del bien i (sobre el consumo total de los bienes incluidos), αi 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:

$$\sum_{i=1}^{n} \alpha_i = 1 \qquad [2]$$

$$\sum_{j=1}^{n} \gamma_{ij} = 0 \qquad [3]$$

$$\sum_{i=1}^{n} \beta_i = 0 \qquad [4]$$

La condición de simetría viene dada como:

$$\gamma_{ij} = \gamma_{ji} \qquad [5]$$

Finalmente, la suma de W_i también debe satisfacer que:

$$\sum_{i=1}^{n} W_i = 1 \qquad [6]$$

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:

Elasticidad Marshalliana precio-propia: $$\varepsilon_{ii} = \frac{\gamma_{ii}}{w_i} - \beta_i - 1 \quad [7]$$

Elasticidad Marshalliana precio-cruzado: $$\varepsilon_{ij} = \frac{\gamma_{ij}}{w_i} - \beta_i \quad [8]$$

Elasticidad de ingresos: $$\theta_i = \frac{\beta_i}{w_i} + 1 \quad [9]$$

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. 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:

$$C_{ij}(x,y) = c_j(y) + A_{ij}(x,y)E_i(x) \qquad (1)$$

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 1ºx1º (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:

$$A_{ij}(x,y) = \Delta C_j(y)/\Delta E_i(x) \qquad (2)$$

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 sólo 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:

$$C_j(x,y) = c_j(y) + \sum_x \sum_i A_{ij}(x,y)[E_i(x) - e_i(x)] \qquad (3)$$

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 (PM2.5) y ozono provocan en la salud humana.

Estos efectos son calculados como muertes prematuras derivadas de la exposición a dichos contaminantes (PM2.5 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.

Una vez calculadas las muertes prematuras, con el objetivo de realizar un análisis coste-beneficio, se aplica el valor estadístico de la vida para poder monetizar estos efectos y poder incorporarlos en el análisis. A pesar de existen diferentes instrumentos o métricas para monetizar los daños en la salud derivados de la exposición a contaminantes locales (PM2.5 y O3), en este estudio se utiliza el valor estadístico de la vida, dejando de lado potenciales costes como, por ejemplo, reducciones den la productividad.

El valor estadístico de la vida (VSL) es el valor monetario de una reducción relativa de la probabilidad en el riesgo de mortalidad. Debido a su naturaleza, normalmente se estima mediante métodos indirectos, tales como encuestas o regresiones hedónicas que relacionen los salarios con el riesgo de mortalidad. Dado que no todas las regiones han realizado este tipo de estudios de una manera directa, se han de- sarrollado diversos métodos que permiten extender los resultados obtenidos a dichas regiones.

Uno de estos principales métodos el "Unit Value Transfer Approach", que, tomando como referencia el valor calculado (y ampliamente aceptado) para las regiones de la OCDE (1.8 – 4.5M$), ajusta el VSL a cada región basándose en parámetros como en PIB o la tasa de crecimiento del PIB. Concretamente, el VSL de un país c en el año t será definido como:

$$\mathrm{VSL}_{\mathrm{c,t}} = \mathrm{VSL}_{\mathrm{OCDE},2005} * \left(\frac{\mathrm{Y}_{\mathrm{c},2005}}{\mathrm{Y}_{\mathrm{OCDE},2005}}\right)^{\mathrm{b}} * (1 + \%\Delta\mathrm{Y})^{\mathrm{b}}$$

$\mathrm{VSL}_{\mathrm{c,t}}$ es el VSL del país c en el año t; $\mathrm{VSL}_{\mathrm{OCDE},2005}$ es el valor para la OCDE en el año base (2005); Y es el PIB per cápita; $\%\Delta\mathrm{Y}$ la tasa de crecimiento de la renta y b es la elasticidad-renta del VSL que para este estudio, asumimos que toma un valor de 0,8.

Una vez obtenido el VSL para cada región y periodo, estimamos los costes de morbilidad. La literatura (Narain and Sall, 2016) incluye en la morbilidad costes directos, relacionados con el sistema sanitario (tratamientos, hospitalizaciones, ambulancias…) indirectos como incapacidades o costes de oportunidad. Sin embargo, a pesar de que ciertos estudios han tratado de normalizar la estimación mediante la aplicación de patrones generalizados (Searl et al., 2016a), no existe todavía una metodología ampliamente aceptada para el cálculo de la morbilidad. Para este estudio, como en (Markandya et al., 2018), se usan las directrices de la OCDE que estima que estos costes suponen alrededor de un 10% del total de los costes de mortalidad.

Dado que existe un amplio grado de incertidumbre, las estimaciones se presentarán como un rango de valores consistente con esta metodología, además de aplicar el dato de VSL que actualmente utiliza la OMS. En caso de los valores acumulados para el periodo de análisis (p.e.

desde 2020 hasta 2030), se calculará el valor actual neto a una tasa de descuento del 3%. Existe un amplio debate respecto a los posibles problemas éticos o morales de esta metodología, dado que el cálculo regional está basado en el PIB.

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).

Markandya, A., Sampedro, J., Smith, S.J., Van Dingenen, R., Pizarro-Irizar, C., Arto, I., González-Eguino, M., 2018. Health co-benefits from air pollution and mitigation costs of the Paris Agreement: a modelling study. Lancet Planet. Health 2, e126–e133.

Narain, U., Sall, C., 2016. Methodology for Valuing the Health Impacts of Air Pollution.

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

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA						
POLÍTICAS Y MEDIDAS INTERSECTORIALES						
Programas operativos de las Comunidades Autónomas	Inter-sectorial	Desarrollo regional y reducción de emisiones, especialmente en el Objetivo temático 4 "Favorecer el paso a una economía baja en carbono en todos los sectores"	CO_2; CH_4; N_2O; 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 CO2	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 GEI por sectores. Objetivo: Alcanzar en 2020 una reducción de las emisiones EU ETS del 21% respecto a los niveles de 2005.	CO_2; N_2O; 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

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
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_2O 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	que 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; HFC	N	I	2017
Impuesto nacional a los gases fluorados de efecto invernadero	Industrial	Reemplar los gases fluorados por otras usbstancias; Reducción of 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
Sector del Transporte						

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
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	Other	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

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
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	Other	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

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
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
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

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
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 (AGE)	RCI	Rehabilitación energética del parque de edificios	CO_2	P	I	2015
Reglamento de las Instalaciones Térmicas de 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

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
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
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_2O; CO_2	EC	E	2010

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
Estrategia para el apoyo a la producción ecológica	Agrícola	fomento de medidas de que puedan contribuir al desarrollo de la producción ecológica.	N_2O; 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_2O	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_2O	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_2O	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_2O; 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_2O	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 biogas y su uso.	CH_4; N_2O	EC	E	2015

Denominación	Sector /es	Objetivo y/o actividad afectada	GEI	I	S	Año I.
Estrategia "Más alimento, menos desperdicio"	Residuos	Reducción del desperdicio alimentario	CH_4; N_2O	I	I	2013
Plan Estatal de Prevención de Residuos 2014-2020	Residuos	Reducir la generación de residuos	CH_4; N_2O	P	I	2014
Plan estatal marco de residuos 2016-2022	Residuos	Implementar la Jerarquía de gestión de residuos	CH_4; N_2O	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

ANEXO D. ESTUDIOS DE LOS ESCENARIOS TENDENCIAL Y OBJETIVO PARA EL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA. HORIZONTE 2025 Y 2030 – RED ELECTRICA DE ESPAÑA

El objeto del presente documento es presentar los resultados del despacho de generación de los escenarios "Tendencial" y "Objetivo" definidos por el MITECO dentro del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 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 ENTSOE 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 precio) 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 precio 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. 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.

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 CO_2. 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.

El modelo considera coste variable cero para la generación renovable. La cogeneración, al igual que la generación renovable, se considera con coste variable cero lo que les confiere prioridad de despacho frente al resto de tecnologías de generación térmica.

A efectos del cálculo del despacho de generación, cada unidad de generación térmica 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.

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 (restricciones de 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 al conjunto de la generación térmica acoplada en la Península Ibérica de un valor mínimo de 5.500 MW.

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.

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 las 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 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. 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.

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 ENTSOE (BE2025) para los escenarios en el horizonte 2025 y el escenario Distributed Generation (DG2030) para los escenarios en el horizonte 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 la determinación de 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 CO_2 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 CO_2 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**

En la 0 más adelante 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 es de **0,575 t/MWh**, valor calculado a partir de la información proporcionada por el MITECO.

Tabla D.2 Factores de emisiones por tecnologías. TYNDP 2018

Fuel	Type	*Standard efficiency in NCV terms*	CO_2 emission factor	CO_2 emission factor
		%	kg/Net GJ	t/MWh
Nuclear	-	*33%*	0	0,000
Hard Coal	Old 1	*35%*	94	0,970
Hard Coal	Old 2	*40%*	94	0,848
Hard Coal	New	*46%*	94	0,738
Hard Coal	CCS	*38%*	9,4	0,089
Lignite	Old 1	*35%*	101	1,042
Lignite	Old 2	*40%*	101	0,912
Lignite	New	*46%*	101	0,793
Lignite	CCS	*38%*	10,1	0,096
Gas	Conventional old 1	*36%*	57	0,572
Gas	Conventional old 2	*41%*	57	0,502
Gas	CCGT old 1	*40%*	57	0,514
Gas	CCGT old 2	*48%*	57	0,429
Gas	CCGT new	*58%*	57	0,355
Gas	CCGT CCS	*51%*	5,7	0,040
Gas	OCGT old	*35%*	57	0,588
Gas	OCGT new	*42%*	57	0,490
Light oil	-	*35%*	78	0,805
Heavy oil	Old 1	*35%*	78	0,805
Heavy oil	Old 2	*40%*	78	0,704
Oil shale	Old	*29%*	100	1,245
Oil shale	New	*39%*	100	0,926

Como resultado de las anteriores hipótesis de precios de combustibles y de emisiones de CO_2 se obtienen los costes variables de generación de las tecnologías de generación consideradas en el escenario de ámbito europeo que se presentan en la 0 y 0. 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 los escenarios H2025. Precio de CO_2 23,3 €/t

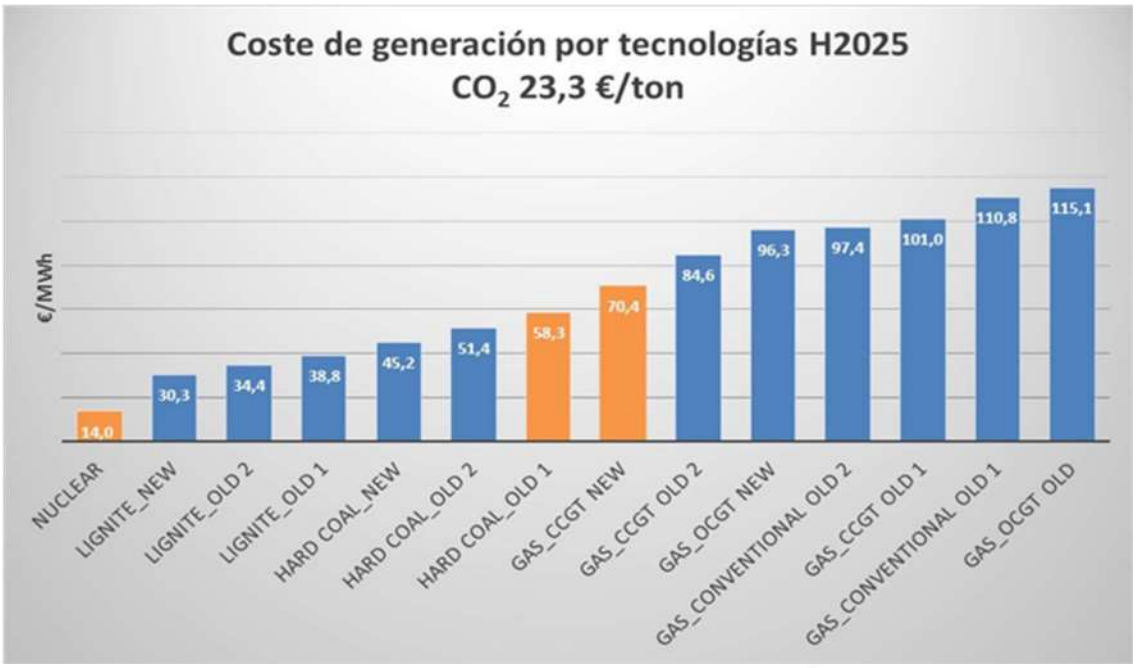
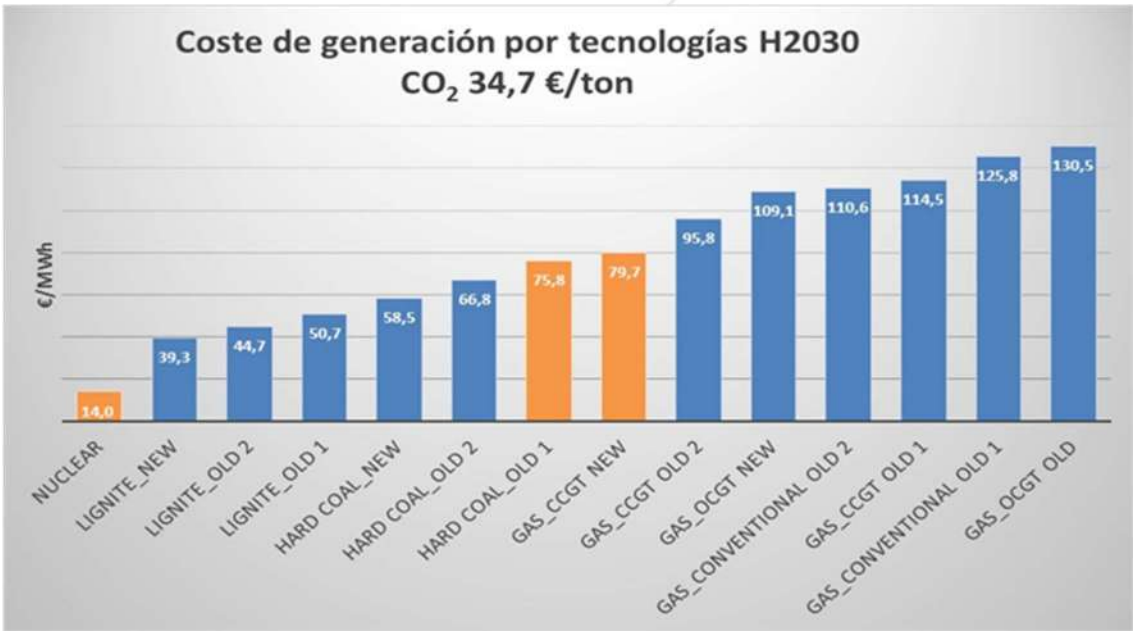


Figura D.2 Coste de generación por tecnologías de los escenarios H2030. Precio de CO_2 de 34,7 €/t



Horas de funcionamiento generación renovable

Las horas de funcionamiento indicadas por el MITECO y consideradas en las simulaciones para el sistema español peninsular se recogen en la 0.

Tabla D.3 Horas de funcionamiento anuales por tecnología

Tecnologías	Horas funcionamiento anuales **MITECO**
Eólica	2.100 / 2.500
Termosolar existente	2.250
Termosolar futura	3.594
Fotovoltaica	1.800
Cogeneración y otros	4.210
Resto RES	5.000

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 ENTSOE 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 0. En la 0 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)	274,1	279,2	**274,1**	**279,2**
Demanda b.c. Peninsular (TWh)	-		**258,3**	**263,0**
Punta de demanda Peninsular (MW)	-		**46.200**	**48.652**

Tabla D.5 Valores de demanda eléctrica escenario objetivo MITECO H2025 y H2030

Demanda	Escenario Objetivo MITECO (nacional)		Escenario Objetivo Peninsular **ADAPTADO**	
	2025	2030	2025	2030
Demanda b.c. Nacional (TWh)	272,4	284,0	**272,4**	**284,0**
Demanda b.c. Peninsular (TWh)			**256,3**	**267,5**
Punta de demanda Peninsular (MW)			**46.200**	**48.652**

Parque de generación instalada

Los aspectos más relevantes en cuanto al parque de generación considerado por el MITECO en los escenarios tendenciales 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 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	4.480	4.480	**4.236**	**4.236**
Carbón nacional	50	50	**0**	**0**
Ciclo combinado	27.150	27.150	**24.560**	**24.560**
Hidráulica	15.750	15.750	**20.140**	**20.140**
Bombeo	4.390	4.390		
Eólica	32.970	37.970	**31.666**	**36.290**
Solar fotovoltaica	13.400	18.380	**12.784**	**17.634**
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	**2.300**	**2.300**
Biogás	230	230		
Biomasa	880	880		
RSU	230	230		
Energías del mar	0	0		
Geotermia	0	0		
Resto RES	1.340	1.340	**1.340**	**1.340**
Cogeneración carbón	0	0		
Cogeneración gas	3.230	1.890		
Cogeneración productos petrolíferos	400	230		
Cogeneración renovable	370	270		
Cogeneración residuos	20	10		
Cogeneración y otros	4.020	2.400	**4.020**	**2.400**
Fuel/Gas (TNP)	2.790	2.790	**0**	**0**
Total peninsular	**116.040**	**124.400**	**108.163**	**116.017**
Almacenamiento	0	0	**0**	**0**

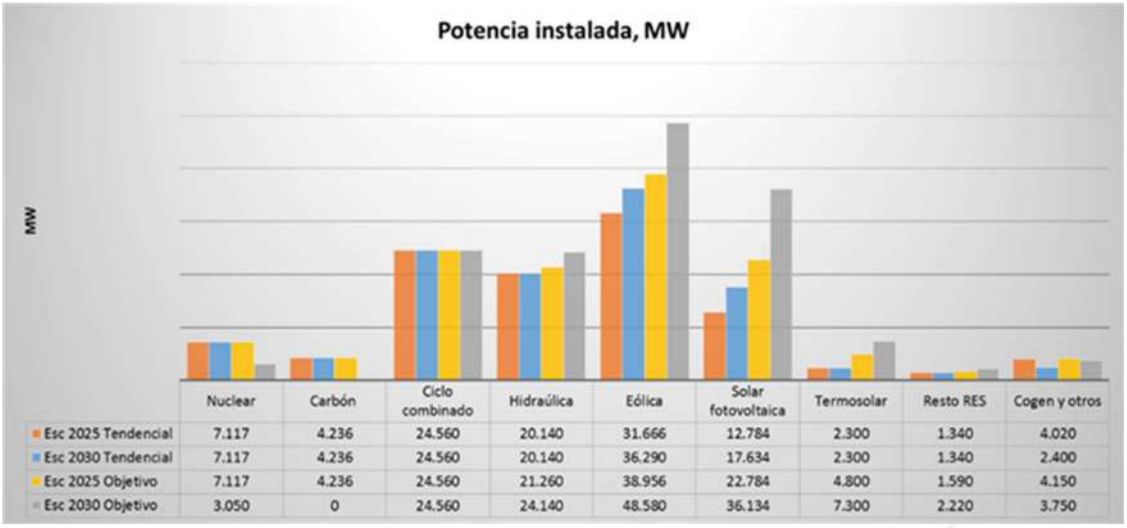
En relación al parque de generación considerado por el MITECO en los escenarios objetivo cabe señalar la reducción paulatina del parque de generación nuclear hasta considerar en 2030 disponibles tres grupos nucleares de los siete disponibles en la actualidad, y el cierre paulatino del parque de generación 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	4.480	0	**4.236**	**0**
Carbón nacional	50	0	**0**	**0**
Ciclo combinado	27.150	27.150	**24.560**	**24.560**
Hidráulica	16.000	16.250	**21.260**	**24.140**
Bombeo	5.260	7.890		
Eólica	40.260	50.260	**38.956**	**48.580**
Solar fotovoltaica	23.400	36.880	**22.784**	**36.134**
Solar termoeléctrica	4.800	7.300	**4.800**	**7.300**
Biogás	230	230		
Biomasa	1.080	1.680		
RSU	230	230		
Energías del mar	30	50		
Geotermia	20	30		
Resto RES	1.590	2.220	**1.590**	**2.220**
Cogeneración carbón	0	0		
Cogeneración gas	3.230	3.000		
Cogeneración productos petrolíferos	400	230		
Cogeneración renovable	490	490		
Cogeneración residuos	30	30		
Cogeneración y otros	4.150	3.750	**4.150**	**3.750**
Fuel/Gas (TNP)	2.440	2.090	**0**	**0**
Total peninsular	**136.980**	**156.970**	**129.453**	**149.734**
Almacenamiento	500	2.5000	**500**	**2.500**

En la 0 se recogen los valores de potencia neta correspondiente a cada tecnología de generación en el sistema eléctrico español peninsular en los escenarios analizados.

Figura 3 Potencia instalada en el Sistema Español Peninsular escenarios MITECO Tendencial y Objetivo H2025 y H2030



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

El intercambio entre España y Marruecos se modela con un perfil de intercambio con un saldo anual 0 GWh.

RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS HORIZONTE 2025

Los resultados completos de las simulaciones de los escenarios tendencial y objetivo 2025 se presentan en la 0 y 0 respectivamente. En la 0 y 0 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 (i)

	Escenario Tendencial H2025 hidraulicidad media			Escenario Objetivo H2025 hidraulicidad media			Escenario Objetivo - Tendencial H2030	
							Diferencia	%
DEMANDA (TWh)	258			256			-2	*-0,8%*
GENERACIÓN GWh (%)	253.877			276.654			22.777	*9,0%*
Nuclear	50.856			50.856			0	*0,0%*
P instal.(MW) Horas equiv.p.c.		*7.117*	*7.146*		*7.117*	*7.146*		
Carbón	27.044			21.052			-5.992	*-22,2%*
P instal.(MW) Horas equiv.p.c.		*4.236*	*6.384*		*4.236*	*4.970*		
Ciclo combinado	20.366			5.538			-14.828	*-72,8%*
P instal.(MW) Horas equiv.p.c.		*24.560*	*829*		*24.560*	*225*		
Hidráulica	31.982			32.258			276	*0,9%*
Eólica	71.796			86.545			14.749	*20,5%*
P instal.(MW) Horas equiv.p.c.		*31.666*	*2.267*		*38.956*	*2.222*		
Solar FV	23.011			41.003			17.992	*78,2%*
P instal.(MW) Horas equiv.p.c.		*12.784*	*1.800*		*22.784*	*1.800*		
Termosolar	5.175			14.160			8.985	*173,6%*
Resto RES	6.700			7.950			1.250	*18,7%*
Cogeneracion y otros	16.947			17.292			345	*2,0%*
BALANCE ALMACENAMIENTO (GWh)	-320			-1.359			-1.039	
Consumo bombeo y baterías	1.288			6.342			5.054	*392,4%*
Producción baterías	0			1.297			1.297	
Producción bombeo	968			3.686			2.718	*280,8%*
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	138.664			181.916			43.252	*31,2%*
VERTIDOS RENOVABLE (GWh)	330			2.355			2.025	*613,6%*
INTERCONEXIONES								
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	-4.743			18.565			23.308	-
FRANCIA	-11.150			8.134			19.284	-
PORTUGAL	6.407			10.431			4.024	-
Congestiones (% horas)								
ES-FR	38%			41%			4%	-
ES ->FR	12%			28%			17%	-
FR ->ES	26%			13%			-13%	-
ES-PT	1%			5%			5%	-
ES ->PT	0%			3%			3%	-
PT -> ES	0%			2%			2%	-
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	5,7			10,3			4,6	*80,7%*
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	123			228			105	*85,4%*

Tabla D.10 Resultados comparados escenarios tendencial y objetivo H2025 (ii)

	Escenario Tendencial H2025 hidraulicidad media	Escenario Objetivo H2025 hidraulicidad media	Escenario Objetivo - Tendencial H2030	
			Diferencia	%
COSTES DEL SISTEMA				
Coste medio marginal (€/MWh)	63,1	53,0	-10,1	-16,0%
Coste variable generación (€/MWh)	63,1	53,3	-9,8	-15,5%
Total anual coste variable generación (M€)	16.251	13.642	-2.609	-16,1%
EMISIONES CO_2 (kt)	43.187	32.324	-10.863	-25,2%
INDICADORES PARTICIPACIÓN RES (%)				
RES/demanda	54%	71%	17%	-
RES/Gen total	55%	66%	11%	-

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.

Figura D.4 Resultados escenario tendencial H2025

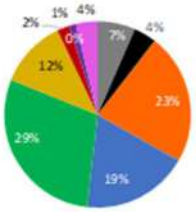
Escenario Tendencial H2025. Plan de Energía y Cambio Climático

España Peninsular — Generacion mínima síncrona: 5500 MW — Cod 021

La demanda en ES (TWh): 258 — Demanda punta (MW): 46.200

Capacidad instalada peninsular (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	7%
Carbón	4.236	4%
Ciclos	24.560	23%
Hidráulica (+ bombeo)	20.140	19%
Eólica	31.666	29%
Solar FV	12.784	12%
Termosolar	2.300	2%
Termosolar almacen. 9h	0	0%
Resto RES	1.340	1%
Cogeneración y otros	4.020	4%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**108.163**	**100%**



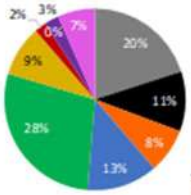
Capacidad de intercambio (MW)

Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW)	***75.347***	*70%*	*del total del sistema eléctrico*
(Renovables (incluye bombeo)+nuclear)			
RES en España peninsular (MW)	***68.230***	*63%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***16.681***	*77%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*60%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

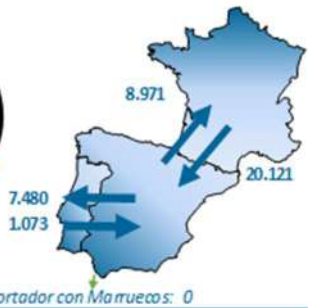
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.856	20%	7.146
Carbón	27.044	11%	6.384
Ciclos	20.366	8%	829
Hidráulica	31.982	13%	1.588
Eólica	71.796	28%	2.267
Solar FV	23.011	9%	1.800
Termosolar	5.175	2%	2.250
Termosolar almacen. 9h	0	0%	0
Resto RES	6.700	3%	5.000
Cogeneración y otros	16.947	7%	4.216
Generación	**253.878**	**100%**	



Balance almacenamiento	**-320**
Consumo almacenamiento	*1.288*
Producción bombeo	*968*
Producción baterías	*0*

Saldo de intercambios anual (GWh)



Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	*-11.150*	
Saldo ES-PT:	*6.407*	
Saldo Neto + Marruecos:	***-4.743***	***ES IMPORT***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	11,5%	26,4%
ES-PT	0,4%	0,2%
Spread ES-FR (€/MWh):	***5,7***	

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***31.226***	*68%*	*de la generac. Elec.*	*60%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***138.664***	*55%*	*de la generac. Elec.*	*54%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	*1.721.526*		*44% de la demanda total*		

Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton) [1]: *43.187* — *Rentas de la congestión (M€):* *123*

[1] *incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.*

Vertidos (GWh)

España: 330 — *0,3% del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh)

España: 0 — *0 Horas*

Costes en España

Coste variable (€/MWh):	*63,1*
Coste medio marginal (€/MWh):	*63,1*
Otros:	
Total coste gen adicional síncrona min (M€)	*2*
Total anual Coste var generación (M€):	*16.251*

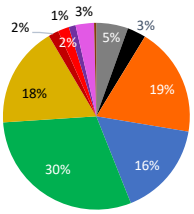
Figura D.5 Resultados escenario objetivo H2025

Escenario Objetivo H2025. Plan de Energía y Cambio Climático

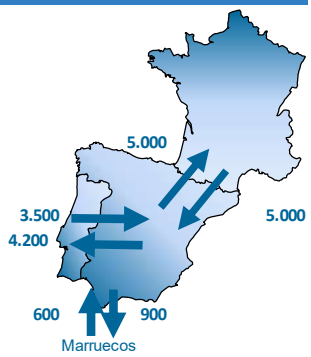
España Peninsular	Generacion mínima síncrona:	5500 MW	Cod 019
La demanda en ES (TWh): 256	Demanda punta (MW):	46.200	

Capacidad instalada peninsular (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	5%
Carbón	4.236	3%
Ciclos	24.560	19%
Hidráulica (+ bombeo)	21.260	16%
Eólica	38.956	30%
Solar FV	22.784	18%
Termosolar	2.300	2%
Termosolar almacen. 9h	2.500	2%
Resto RES	1.590	1%
Cogeneración y otros	4.150	3%
Baterías	500	0%
Total sistema eléctrico	**129.953**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)



Informacion adicional:

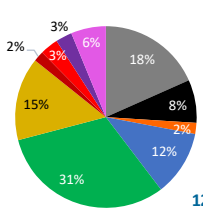
Generación sin emisiones en ES (MW)	***96.507***	*74%*	*del total del sistema eléctrico*
(Renovables (incluye bombeo)+nuclear)			
RES en España peninsular (MW)	***89.390***	*69%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***16.681***	*77%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*60%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

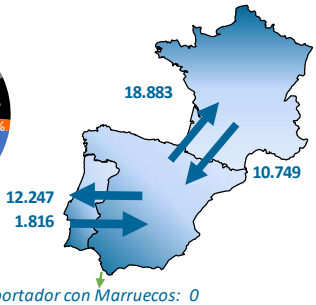
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.856	18%	7.146
Carbón	21.052	8%	4.969
Ciclos	5.538	2%	225
Hidráulica	32.258	12%	1.517
Eólica	86.545	31%	2.222
Solar FV	41.003	15%	1.800
Termosolar	5.175	2%	2.250
Termosolar almacen. 9h	8.985	3%	3.594
Resto RES	7.950	3%	5.000
Cogeneración y otros	17.292	6%	4.167
Generación	**276.655**	**100%**	

Balance almacenamiento	**-1.359**
Consumo almacenamiento	*6.342*
Producción bombeo	*3.686*
Producción baterías	*1.297*

Saldo de intercambios anual (GWh)





Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	*8.134*	
Saldo ES-PT:	*10.431*	
Saldo Neto + Marruecos:	***18.565***	***ES EXPORT***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	28,2%	13,2%
ES-PT	3,1%	2,1%
Spread ES-FR (€/MWh):	***10,3***	

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***31.206***	*73%*	*de la generac. Elec.*	*60%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***181.916***	*66%*	*de la generac. Elec.*	*71%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	*1.770.239*		*45% de la demanda total*		

Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton) [1]: *32.324*

Rentas de la congestión (M€): 228

[1] *Incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.*

Vertidos (GWh)

España	2.355	
	1,6%	*del producible eólico y solar*

Energía no suministrada (GWh)

España	0	
	0	*Horas*

Costes en España

Coste variable (€/MWh):	*53,3*
Coste medio marginal (€/MWh):	*53,0*
Otros:	
Total coste gen adicional síncrona min (M€)	*68*
Total anual Coste var generación (M€):	*13.642*

RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS HORIZONTE 2030

Los resultados completos de las simulaciones de los escenarios tendencial y objetivo 2030 se presentan en la 0 y 0 respectivamente. En la 0 y Tabla D.12 se recoge la comparación de los resultados obtenidos para los escenarios tendencial y objetivo en el horizonte 2030.

Tabla D.11 Resultados comparados escenarios tendencial y objetivo H2030 (i)

	Escenario Tendencial H2030 hidraulicidad media			Escenario Objetivo H2030 hidraulicidad media			Escenario Objetivo - Tendencial H2030	
							Diferencia	%
DEMANDA (TWh)	263			268			5	*1,9%*
GENERACIÓN GWh (%)	271.521			310.593			39.072	*14,4%*
Nuclear	50.868			21.846			-29.022	*-57,1%*
Pinstal.(MW) Horas equiv.p.c.		*7.117*	*7.147*		*3.050*	*7.163*		
Carbón	22.972			0			-22.972	*-100,0%*
Pinstal.(MW) Horas equiv.p.c.		*4.236*	*5.423*		*0*	*0*		
Ciclo combinado	25.218			34.043			8.825	*35,0%*
Pinstal.(MW) Horas equiv.p.c.		*24.560*	*1.027*		*24.560*	*1.386*		
Hidráulica	31.982			32.257			275	*0,9%*
Eólica	86.507			108.013			21.506	*24,9%*
Pinstal.(MW) Horas equiv.p.c.		*36.290*	*2.384*		*48.580*	*2.223*		
Solar FV	31.734			64.718			32.984	*103,9%*
Pinstal.(MW) Horas equiv.p.c.		*17.634*	*1.800*		*36.134*	*1.791*		
Termosolar	5.175			23.047			17.872	*345,4%*
Resto RES	6.700			11.011			4.311	*64,3%*
Cogeneracion y otros	10.365			15.658			5.293	*51,1%*
BALANCE ALMACENAMIENTO (GWh)	-670			-3.608			-2.938	
Consumo bombeo y baterías	2.703			18.611			15.908	*588,5%*
Producción baterías	0			6.103			6.103	
Producción bombeo	2.033			8.900			6.867	*337,8%*
GENERACIÓN RENOVABLE GWh	162.099			239.136			77.037	*47,5%*
VERTIDOS RENOVABLE (GWh)	571			7.734			7.163	*1254,5%*
INTERCONEXIONES								
Saldo neto (+ exportación desde ESPAÑA)	7.846			39.553			31.707	-
FRANCIA	-1.700			27.108			28.808	-
PORTUGAL	9.546			12.445			2.899	-
Congestiones (% horas)								
ES-FR	20%			29%			9%	-
ES ->FR	12%			27%			14%	-
FR ->ES	8%			3%			-5%	-
ES-PT	2%			5%			3%	-
ES ->PT	1%			5%			3%	-
PT -> ES	0%			0%			0%	-
SPREAD MEDIO ES - FR (€/MWh)	4,2			10,5			6,3	*150,0%*
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA (M€)	147			366			219	*149,0%*

Tabla D.12 Resultados comparados escenarios tendencial y objetivo H2030 (i)

	Escenario Tendencial H2030 hidraulicidad media	Escenario Objetivo H2030 hidraulicidad media	Escenario Objetivo - Tendencial H2030	
			Diferencia	%
COSTES DEL SISTEMA				
Coste medio marginal (€/MWh)	69,7	56,8	-12,9	-18,5%
Coste variable generación (€/MWh)	69,8	62,4	-7,4	-10,6%
Total anual coste variable generación (M€)	18.355	16.681	-1.674	-9,1%
EMISIONES CO_2 (kt)	37.170	21.055	-16.115	-43,4%
INDICADORES PARTICIPACIÓN RES (%)				
RES/demanda	62%	89%	28%	-
RES/Gen total	60%	77%	17%	-

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.

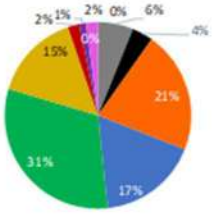
Figura D.6 Resultados escenario tendencial H2030

Escenario Tendencial H2030. Plan de Energía y Cambio Climático

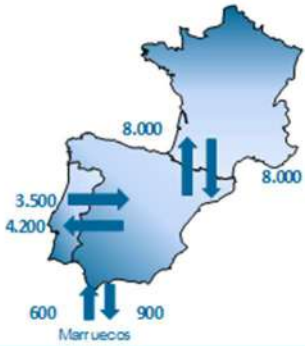
España Peninsular	Generacion mínima síncrona:	5500 MW	Cod 020
La demanda en ES (TWh): 263	Demanda punta (MW):	48.652	

Capacidad instalada peninsular (MW)

	MW	%
Nuclear	7.117	6%
Carbón	4.236	4%
Ciclos	24.560	21%
Hidráulica (+ bombeo)	20.140	17%
Eólica	36.290	31%
Solar FV	17.634	15%
Termosolar	2.300	2%
Termosolar almacen. 9h	0	0%
Resto RES	1.340	1%
Cogeneración y otros	2.400	2%
Baterías	0	0%
Total sistema eléctrico	**116.017**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)

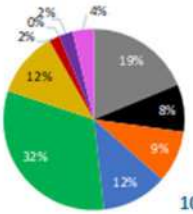


Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	*84.821*	*73%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	*77.704*	*67%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	*22.239*	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*71%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	50.868	19%	7.147
Carbón	22.972	8%	5.423
Ciclos	25.218	9%	1.027
Hidráulica	31.982	12%	1.588
Eólica	86.507	32%	2.384
Solar FV	31.734	12%	1.800
Termosolar	5.175	2%	2.250
Termosolar almacen. 9h	0	0%	0
Resto RES	6.700	2%	5.000
Cogeneración y otros	10.365	4%	4.319
Generación	**271.522**	**100%**	



Balance almacenamiento	**-671**
Consumo almacenamiento	*2.703*
Producción bombeo	*2.033*
Producción baterías	*0*

Saldo de intercambios anual (GWh)

Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	*-1.700*	
Saldo ES-PT:	*9.546*	
Saldo Neto + Marruecos:	***7.845***	***ES EXPORT***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	12,1%	8,0%
ES-PT	1,4%	0,2%
Spread ES-FR (€/MWh):	***4,2***	

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.611***	*80%*	*de la generac. Elec.*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***162.099***	*60%*	*de la generac. Elec.*	*62%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	*2.206.793*		*54% de la demanda total*		
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton) [1]:	*37.170*		*Rentas de la congestión (M€):*	*147*	

[1] *Incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.*

Vertidos (GWh)			**Energía no suministrada (GWh)**		
España	571		España	0	
	0,5%	*del producible eólico y solar*		*0*	*Horas*

Costes en España

Coste variable (€/MWh):	*69,8*
Coste medio marginal (€/MWh):	*69,7*
Otros:	
Total coste gen adicional síncrona min (M€)	*19*
Total anual Coste var generación (M€):	*18.355*

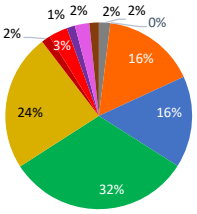
Figura D.7 Resultados escenario objetivo H2030

Escenario Objetivo H2030. Plan de Energía y Cambio Climático

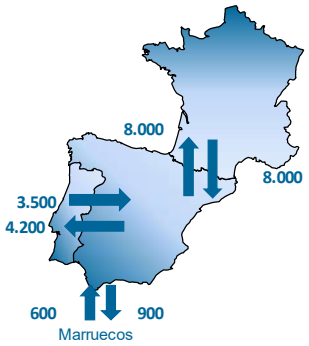
España Peninsular	Generacion mínima síncrona:	5500 MW	*Cod 018*
La demanda en ES (TWh): 268	Demanda punta (MW):	48.652	

Capacidad instalada peninsular (MW)

	MW	%
Nuclear	3.050	2%
Carbón	0	0%
Ciclos	24.560	16%
Hidráulica (+ bombeo)	24.140	16%
Eólica	48.580	32%
Solar FV	36.134	24%
Termosolar	2.300	2%
Termosolar almacen. 9h	5.000	3%
Resto RES	2.220	1%
Cogeneración y otros	3.750	2%
Baterías	2.500	2%
Total sistema eléctrico	**152.234**	**100%**



Capacidad de intercambio (MW)

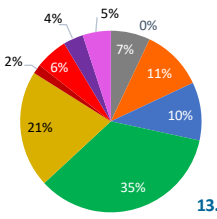


Informacion adicional:

Generación sin emisiones en ES (MW) (Renovables (incluye bombeo)+nuclear)	***121.424***	*80%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en España peninsular (MW)	***118.374***	*78%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Portugal (MW)	***22.239***	*81%*	*del total del sistema eléctrico*
RES en Europa (%)	*72%*	***Gen. térmica síncrona mínima (MW):***	***5.500***

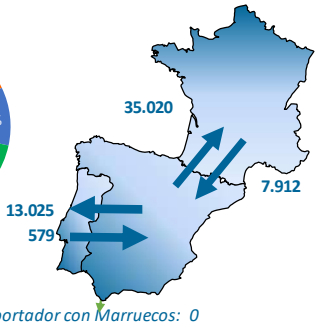
Balance de generación (GWh). España peninsular

	GWh	%	Horas utilización
Nuclear	21.846	7%	7.162
Carbón	0	0%	0
Ciclos	34.043	11%	1.386
Hidráulica	32.257	10%	1.336
Eólica	108.013	35%	2.223
Solar FV	64.718	21%	1.791
Termosolar	5.160	2%	2.243
Termosolar almacen. 9h	17.887	6%	3.577
Resto RES	11.100	4%	5.000
Cogeneración y otros	15.658	5%	4.175
Generación	**310.683**	**100%**	



Balance almacenamiento	**-3.609**
Consumo almacenamiento	*18.611*
Producción bombeo	*8.900*
Producción baterías	*6.103*

Saldo de intercambios anual (GWh)



Perfil exportador con Marruecos: 0

Saldo ES-FR	*27.108*	
Saldo ES-PT:	*12.445*	
Saldo Neto + Marruecos:	***39.554***	***ES EXPORT***
CONGESTIONES (% horas)	→	←
ES-FR	26,5%	2,9%
ES-PT	4,8%	0,1%
Spread ES-FR (€/MWh):	***10,5***	

Informacion adicional:

RES en Portugal (GWh)	***40.506***	*84%*	*de la generac. Elec.*	*68%*	*de la demanda*
RES en España (GWh)	***239.136***	*77%*	*de la generac. Elec.*	*89%*	*de la demanda*
RES en Europa (GWh)	*2.283.394*		*56% de la demanda total*		
Emisiones CO_2 del mix de generacion (Kton) [(1)]:	*21.055*		*Rentas de la congestión (M€):*	*366*	

[(1)] *Incluye emisiones del conjunto Cogeneración y otros de acuerdo con la información proporcionada por el MITECO.*

Vertidos (GWh)			**Energía no suministrada (GWh)**		
España	7.734		**España**	0	
	3,8%	*del producible eólico y solar*		*0*	*Horas*

Costes en España

Coste variable (€/MWh):	*62,4*
Coste medio marginal (€/MWh):	*56,8*
Otros:	
Total coste gen adicional síncrona min (M€):	*1.489*
Total anual Coste var generación (M€):	*16.681*

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 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima contribuyen a los distintos ODS.

Se configuran como objetivos centrales del plan 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 este Plan, más allá de la dimensión específica de Investigación, innovación y competitividad.

Para cumplir los objetivos de este plan 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.

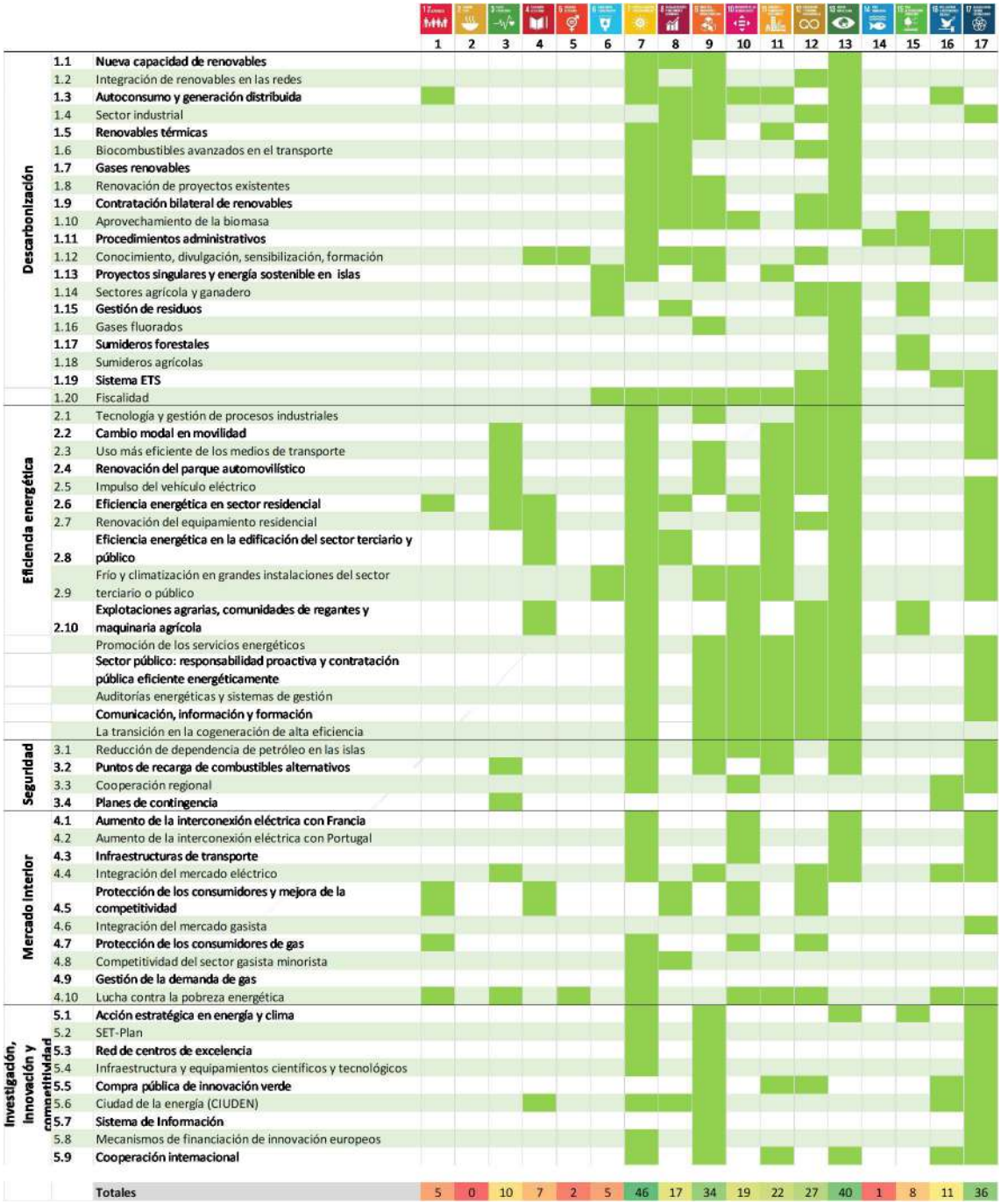
Por otra parte, el plan fomenta el desarrollo del autoconsumo y las comunidades energéticas locales, y en definitiva una mayor participación de la ciudadanía en el sector energético.

Se prevé que el Plan genere un incremento del PIB de entre 19.300 y 25.100 millones de euros al año y un aumento en el empleo de entre 250.000 y 364.000 personas por año, ámbito en el que destacan los sectores de construcción 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 a continuación 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



			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Descarbonización	1.1	**Nueva capacidad de renovables**							■	■	■				■				
	1.2	Integración de renovables en las redes							■		■	■	■	■	■			■	
	1.3	**Autoconsumo y generación distribuida**	■						■	■	■	■	■		■			■	
	1.4	Sector industrial								■	■			■	■				■
	1.5	**Renovables térmicas**							■	■	■		■		■				
	1.6	Biocombustibles avanzados en el transporte							■	■				■	■				
	1.7	**Gases renovables**							■	■					■				
	1.8	Renovación de proyectos existentes							■	■	■				■				
	1.9	**Contratación bilateral de renovables**							■	■	■	■		■	■				
	1.10	Aprovechamiento de la biomasa							■								■		
	1.11	**Procedimientos administrativos**							■							■	■	■	■
	1.12	Conocimiento, divulgación, sensibilización, formación				■	■		■	■	■			■				■	■
	1.13	**Proyectos singulares y energía sostenible en islas**						■	■		■		■						■
	1.14	Sectores agrícola y ganadero						■		■				■	■		■		
	1.15	**Gestión de residuos**									■				■				
	1.16	Gases fluorados													■		■		
	1.17	**Sumideros forestales**													■				
	1.18	Sumideros agrícolas													■		■		
	1.19	**Sistema ETS**												■	■			■	■
	1.20	Fiscalidad						■	■	■	■	■	■	■	■				■
Eficiencia energética	2.1	Tecnología y gestión de procesos industriales							■		■			■	■				■
	2.2	**Cambio modal en movilidad**			■				■				■	■	■				■
	2.3	Uso más eficiente de los medios de transporte			■				■		■		■	■	■				■
	2.4	**Renovación del parque automovilístico**			■				■		■		■	■	■				
	2.5	Impulso del vehículo eléctrico			■				■				■	■	■				■
	2.6	**Eficiencia energética en sector residencial**	■		■	■			■	■		■	■		■				■
	2.7	Renovación del equipamiento residencial			■	■			■				■	■	■				■
	2.8	**Eficiencia energética en la edificación del sector terciario y público**				■			■	■			■		■				■
	2.9	Frío y climatización en grandes instalaciones del sector terciario o público						■	■		■	■	■		■				■
	2.10	**Explotaciones agrarias, comunidades de regantes y maquinaria agrícola**				■			■			■	■	■	■		■		
		Promoción de los servicios energéticos							■		■	■	■	■	■				■
		Sector público: responsabilidad proactiva y contratación pública eficiente energéticamente							■		■	■	■	■	■				■
		Auditorías energéticas y sistemas de gestión							■		■	■	■	■	■				■
		Comunicación, información y formación							■		■	■	■	■	■				■
		La transición en la cogeneración de alta eficiencia							■		■	■	■	■	■				■
Seguridad	3.1	Reducción de dependencia de petróleo en las islas							■		■		■		■				■
	3.2	**Puntos de recarga de combustibles alternativos**			■				■		■		■		■				■
	3.3	Cooperación regional							■			■						■	
	3.4	**Planes de contingencia**			■														
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**							■										■
	4.4	Integración del mercado eléctrico			■				■		■			■	■			■	■
	4.5	**Protección de los consumidores y mejora de la competitividad**	■			■				■		■		■					
	4.6	Integración del mercado gasista																	■
	4.7	**Protección de los consumidores de gas**	■						■			■		■					
	4.8	Competitividad del sector gasista minorista							■	■									
	4.9	**Gestión de la demanda de gas**							■										
	4.10	Lucha contra la pobreza energética	■		■		■		■			■	■	■				■	■
Investigación, innovación y competitividad	5.1	**Acción estratégica en energía y clima**							■		■				■		■		■
	5.2	SET-Plan							■		■								■
	5.3	**Red de centros de excelencia**							■		■								■
	5.4	Infraestructura y equipamientos científicos y tecnológicos							■		■								■
	5.5	**Compra pública de innovación verde**									■		■	■				■	■
	5.6	Ciudad de la energía (CIUDEN)				■			■	■	■								■
	5.7	**Sistema de Información**									■								■
	5.8	Mecanismos de financiación de innovación europeos							■		■								■
	5.9	**Cooperación internacional**									■		■		■			■	■
		Totales	5	0	10	7	2	5	46	17	34	19	22	27	40	1	8	11	36