

Estudios sobre la Economía Española - 2020/09

Una valoración del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

Diego Rodríguez Rodríguez
UCM y Fedea

fedea

Una valoración del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

Diego Rodríguez Rodríguez

(UCM y Fedea)

Resumen:

El objetivo de este trabajo es realizar un análisis conjunto de las medidas más relevantes que se contemplan en el borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, así como de las principales dificultades que cabe anticipar para el cumplimiento de sus objetivos. Se valora positivamente que se planteen objetivos ambiciosos, aunque estos exigen ritmos de descarbonización, penetración de generación renovable y ahorros de energía más exigentes que los actualmente contemplados en el conjunto de la UE. Sin embargo, se enfatiza que las principales dificultades no provendrán del cambio en el mix de generación eléctrico, aun siendo este muy exigente, sino del cumplimiento de las previsiones sobre el cambio modal y la electrificación del sector del transporte para 2030.

En el trabajo se analizan con detalle los distintos cambios en el parque de generación eléctrico que se plantean en el escenario objetivo, con sus medidas e inversiones asociadas, así como su impacto sobre el ejercicio de garantía de suministro realizado. En relación con este, se pone de manifiesto que en el escenario analizado, que supone el cierre de cuatro grupos nucleares en 2030, la garantía de cobertura de la demanda en situaciones extremas dependería del cumplimiento de algunos supuestos que pueden ser cuestionables, particularmente de la hipótesis de un grado de apoyo elevado por parte de sistemas vecinos. También se indica el efecto que el anuncio de algunas actuaciones, como la fijación de un cupo cerrado de subastas de asignación de régimen retributivo específico a renovables con un diseño invariable, puede tener sobre los incentivos de los agentes y la posibilidad de cumplimiento de los objetivos. En relación con el transporte, se discute la intensidad del cambio modal que se asume en el escenario objetivo, tanto en relación con el transporte de personas como de mercancías, así como las posibilidades de alcanzar el parque de vehículos eléctricos planteado en el escenario objetivo a 2030 y el efecto que podrían tener otras medidas de renovación del parque. En particular, en el caso de la electrificación del parque de transporte ligero (turismos, motocicletas y furgonetas), se concluye que será muy difícil alcanzar el stock previsto en 2030.

Reconociendo la complejidad del objetivo de descarbonización, dada la multiplicidad de agentes implicados y de instrumentos requeridos, el trabajo enfatiza la necesidad de priorizar las actuaciones, máxime cuando estas incorporan decisiones de gasto público e implican medidas alternativas para un mismo fin. Esta cuestión constituye una vía de desarrollo que debe integrarse en la adopción de decisiones por parte de los reguladores y en las siguientes fases de seguimiento y evaluación del PNIEC, que se consideran esenciales para el cumplimiento de la estrategia de descarbonización. Por último, el PNIEC sigue sin desarrollar mínimamente las líneas de una reforma fiscal medioambiental, pese al elevado consenso acerca de que esta constituye una vía fundamental para alinear las decisiones de todos los agentes con el fin perseguido y, en ese sentido, para avanzar en una senda de descarbonización al mínimo coste.

Índice:

1. Introducción
2. Los objetivos europeos a 2030 y la gobernanza de la transición
 - 2.1 Los objetivos de descarbonización
 - 2.2 La gobernanza de la transición
3. El PNIEC de España: una visión de conjunto
 - 3.1 Emisiones de GEI
 - 3.2 El parque de generación eléctrica
 - 3.2.1 Escenario general, cobertura de la demanda y generación térmica
 - 3.2.2 La entrada de generación renovable y el objetivo del 74%
 - 3.3 La descarbonización del transporte
 - 3.3.1 Cambio modal
 - 3.3.2 Penetración de vehículos eléctricos
 - 3.4. Las inversiones en el PNIEC
4. Reflexiones finales
- Referencias

1. Introducción

En los últimos años, la agenda de la política energética ha pasado a tener como elemento tractor fundamental la necesidad de cumplir con los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París (COP 21)¹ de diciembre de 2015, ratificado por la Unión Europea diez meses después y en la actualidad por más de 190 partes. Como es bien sabido, el Acuerdo fija un plan de acción global con el objetivo último de limitar el aumento de temperaturas mundial muy por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, así como el compromiso de proseguir los esfuerzos para mantenerlo por debajo de 1,5°C. Para ello se considera imprescindible entrar en una senda rápida de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), si bien la pendiente que se considere necesaria para esa senda irá variando en función de la evidencia científica que vaya estando disponible.

De ese modo, los aspectos relativos a las consecuencias medioambientales de la generación y consumo de energía cobran todo el protagonismo frente a los otros dos componentes sobre los que tradicionalmente ha pivotado la intervención regulatoria europea en el ámbito energético: la creación del mercado interior de energía y la garantía de seguridad en el suministro energético. Aunque estos se mantienen como objetivos prioritarios, las actuaciones y estrategias a desarrollar se subordinan a la consecución de los objetivos medioambientales y, específicamente, a la reducción de emisiones de GEI.

La Unión Europea se ha comprometido a avanzar de modo decidido en la reducción de las emisiones de GEI en los próximos años, alcanzando emisiones netas nulas para mediados de este siglo². La *Comisión Juncker* lideró un ambicioso paquete de reformas regulatorias, culminado en los últimos meses de su mandato. Las discusiones sobre los distintos aspectos contenidos en este paquete fueron muy intensas, tanto entre los Estados Miembros (EEMM) en el Consejo, como en la Comisión y el Parlamento Europeos. Un aspecto central del mismo se refiere a los objetivos a alcanzar en términos de la penetración de generación renovable y de ganancias de eficiencia energética para el año 2030. La prioridad conferida a la política medioambiental se ha reforzado con la actual *Comisión von der Leyen*, que ha señalado a un *Green Deal* europeo como la primera de sus seis ambiciones para su mandato de cinco años. Esto se manifiesta en la propuesta de reforzar la ambición del objetivo de descarbonización para 2030 y el blindaje jurídico del objetivo de emisiones neutras para mediados de este siglo. En estos momentos ambas cuestiones se encuentran en una discusión inicial, pero el escenario previsible es un aumento en el grado de ambición del objetivo de descarbonización de la UE, apoyado en parte por nuevas medidas regulatorias.

¹ 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 21).

² Es decir, que las emisiones brutas que puedan existir se compensen con el efecto sumidero de los bosques y uso de la tierra.

El nuevo paquete³ de “Energía limpia para todos los europeos” se ha construido sobre dos elementos claves: la generación renovable y el nuevo papel de los consumidores. Aunque el conjunto normativo que se deriva del mismo es muy amplio, su núcleo está formado por las directivas de renovables, de mercado interior (y su reglamento), de eficiencia energética⁴ y el Reglamento de Gobernanza sobre la Unión de la Energía y el Clima. Precisamente este último Reglamento, publicado en diciembre de 2018, se convierte en un elemento fundamental en el proceso de transición hacia una economía descarbonizada, al establecer mecanismos de gobernanza para dar predictibilidad y fiabilidad a las actuaciones a adoptar por los EEMM. En particular, el núcleo del Reglamento de Gobernanza es la obligación que impone a los EEMM de elaborar Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) y una estrategia climática de largo plazo.

El objetivo fundamental de este trabajo es realizar una valoración del PNIEC presentado por el Gobierno de España, que fija compromisos y medidas para la próxima década. Este análisis permite poner de manifiesto tanto sus elementos más positivos como sus principales debilidades. Para ello se hace uso del borrador actualizado del Plan, que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha publicado el 23 de enero de 2020⁵.

Como punto de partida, en el apartado segundo del trabajo se describen los compromisos que se habían fijado en su día para el año 2020 y los nuevos objetivos comprometidos a 2030. Asimismo, se describe el mecanismo de gobernanza de la transición que se diseña en el Reglamento europeo. En el tercer apartado se realiza un análisis detallado de los objetivos de descarbonización (generales y sectoriales) planteados en el PNIEC, identificando las principales dificultades que pueden surgir para su cumplimiento. Se analiza también el cambio en el mix de generación eléctrica que se plantea en el escenario objetivo, con sus principales medidas, y se profundiza en el análisis de garantía de suministro incorporado en el borrador actualizado.

Se concluye que el objetivo de cambio en el mix, aun siendo muy exigente en términos del aumento previsto de la capacidad de generación renovable, resulta creíble en términos generales. Aunque hay una amplia discusión sobre el diseño de las subastas de asignación de régimen retributivo específico a renovables, se señala que la prioridad ha de ser la de clarificar las condiciones de acceso, sin descartar que las subastas jueguen un papel en el medio plazo, cuando se acentuará la dificultad de entrada en un contexto de menores precios en el mercado eléctrico. En cualquier caso, se apuesta por un diseño flexible de las subastas, que se adapte a las necesidades de apoyo, que serán cambiantes, y se indica el efecto que su anuncio puede tener sobre los incentivos de los agentes y la posibilidad de cumplimiento de los objetivos. Adicionalmente, se profundiza en el análisis de la seguridad de suministro en un escenario de cierre de cuatro grupos nucleares (y, obviamente, sin centrales térmicas de carbón), concluyendo que las optimistas conclusiones del Plan en este ámbito dependen en buena

³ El anterior paquete regulatorio (el llamado “tercer paquete”) fue aprobado por el Consejo y el Parlamento Europeo en julio de 2009.

⁴ Para evitar alargar las denominaciones, se utiliza aquí el nombre “corto” habitual. El lector interesado puede acceder a ellas en <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>.

⁵ Este documento es una versión ampliada y actualizada de Rodríguez (2019), donde se utilizaba la información contenida en el borrador inicial del PNIEC, presentado en febrero de 2019.

medida del cumplimiento de todo el conjunto de objetivos sobre la configuración del mix y de la disponibilidad de interconexiones que están en parte por construir, por lo que la cuestión habrá de volver a analizarse en detalle en el momento oportuno.

Dentro del mismo apartado 3, se dedica especial atención al sector de transporte, que es clave para el cumplimiento de los objetivos del PNIEC. En ese ámbito, se señala la dificultad para alcanzar el objetivo de electrificación del parque, pues el aumento previsto en el parque de vehículos eléctricos deberá concentrarse en pocos años de la segunda mitad de la década. Se argumenta que deben priorizarse las políticas de oferta y de desarrollo de puntos de recarga, y no el apoyo a la adquisición de vehículos. También se calcula el efecto de otras medidas, particularmente de renovación del parque teniendo en cuenta no solo las diferencias en emisiones según la antigüedad del mismo, sino también el efecto que la antigüedad tiene sobre la intensidad de circulación. Se concluye que el PNIEC es muy optimista sobre la profundidad del cambio modal, pues prevé reducciones muy acusadas del uso del transporte individual y cambios a medios de transporte alternativos (particularmente al ferrocarril en mercancías). Si bien se trata de objetivos deseables en términos de descarbonización también parecen difíciles de alcanzar. Adicionalmente, en este apartado se analizan las inversiones previstas en el escenario objetivo, poniendo de manifiesto un desequilibrio entre la proporción prevista de inversiones en las dos tecnologías renovables solares (fotovoltaica y solar) y su aportación en términos de energía o potencia.

El trabajo concluye en el cuarto apartado con algunas reflexiones generales sobre el conjunto del PNIEC. Reconociendo la complejidad del objetivo de descarbonización, dada la multiplicidad de agentes implicados e instrumentos requeridos, se enfatiza la necesidad de evaluar y priorizar las actuaciones previstas, máxime cuando estas incorporan decisiones de gasto público e implican medidas alternativas para un mismo fin. Esta cuestión constituye una vía de desarrollo a integrar en las siguientes fases del proceso de seguimiento y evaluación del PNIEC, que en mi opinión resulta esencial para el cumplimiento de la estrategia de descarbonización. Por último, el PNIEC sigue sin desarrollar mínimamente las líneas de una reforma fiscal medioambiental, pese al elevado consenso existente acerca de que esta constituye una vía fundamental para alinear las decisiones de todos los agentes con el fin perseguido de una descarbonización rápida al mínimo coste posible.

2. Los objetivos europeos a 2030 y la gobernanza de la transición

2.1 Los objetivos de descarbonización

En un Consejo Europeo de marzo de 2007, la Unión Europea estableció objetivos energéticos y de reducción de emisiones para el año 2020. Estos objetivos se fijaron tanto para el conjunto de la Unión como para cada uno de los Estados Miembros (EEMM), con niveles variables en este último caso⁶. Para el conjunto de la UE eran del 20% de penetración de las energías renovables en el consumo final de energía, 20% de reducción de emisiones de GEI sobre los niveles de 1990

⁶ Los objetivos se incorporaron posteriormente en la *Estrategia Europea para un crecimiento inteligente, sostenible e inclusivo*, aprobada en el Consejo Europeo de junio de 2010.

y 20% de ganancia en eficiencia energética. Esta última se mide como la reducción en el uso de energía primaria en relación con una proyección de referencia para el año 2020.

El cumplimiento de esos objetivos es incierto para el conjunto de la UE. En particular, entre 1990 y 2017 las emisiones en el conjunto de la UE se han reducido un 22%, frente a un crecimiento del PIB del 58%⁷. En el caso de la eficiencia, se está actualmente en el límite del cumplimiento y es probable que no se llegue a cumplir, aunque el resultado final va a estar afectado por la incidencia de la ralentización económica en la Unión Europea. Por último, parece que se podrá alcanzar el objetivo del 20% de generación renovable en el consumo energético final en el conjunto de la UE pues en 2018 se alcanzaba ya el 18%. La comunicación sobre el cumplimiento de los objetivos para 2020 deberá realizarse antes del 30 de abril de 2022.

En cualquier caso, que se alcance un cumplimiento global no quiere decir que también cumpla cada uno de los EEMM. En el caso de España, cuyos objetivos coinciden con los del conjunto de la UE, es incierto que se alcancen en términos de energías renovables y eficiencia, pero claramente no se alcanzarán en el caso de la reducción de emisiones. La entrada de nueva capacidad instalada en generación fotovoltaica y eólica, procedente en una parte importante de las tres subastas de asignación del régimen retributivo específico celebradas en 2016 y 2017, es un elemento decisivo en el cumplimiento del objetivo de penetración de generación renovable. Como ya ocurrió en 2008-2014, la ralentización en curso de la actividad económica puede actuar a favor del cumplimiento de objetivos, particularmente del de eficiencia, al limitar el aumento del consumo energético total.

Desde el momento en que se fijaron los objetivos para el año 2020, a finales de la pasada década, y el momento en que se cerró el nuevo paquete regulatorio y los objetivos a 2030, diez años después, se han producido dos grandes cambios.

Por un lado, la mayor concienciación sobre la urgencia de acometer medidas de transformación estructural en la forma en que se genera y consume energía como instrumento básico en la lucha contra el cambio climático. El trabajo del ICCP (Panel Internacional de Cambio Climático) y los compromisos alcanzados en el Acuerdo de París son los dos elementos catalizadores que cambian radicalmente el contexto.

Por otro lado, en el periodo 2006-2011 algunos países se encontraban en un proceso de apoyo a la penetración de las energías renovables (fundamentalmente en la generación de electricidad), que claramente se encontraban en situación de desventaja de costes frente a las tecnologías térmicas tradicionales. Como es conocido, en el caso de España ese apoyo contribuyó decisivamente a la generación de un desequilibrio entre los ingresos y los pagos regulados del sistema eléctrico, que resultó en la acumulación de una importante deuda pese al aumento de los cargos incluidos en el precio final de la electricidad. Sin embargo, una década después la innovación tecnológica y las economías de escala y de aprendizaje han cambiado radicalmente la estructura de costes comparativos entre distintas fuentes de generación. De ese

⁷ Las cifras cambian ligeramente en función de si se incluyen las emisiones y absorciones vinculadas al uso de la tierra, las emisiones indirectas y las vinculadas a la aviación y el transporte marítimo internacional. La publicación de referencia es EEA (2019).

modo, la nueva generación renovable es la fuente con menores costes medios, incluyendo los costes de inversión. Esa ventaja de costes hará por sí sola que prácticamente toda la nueva capacidad de generación eléctrica que se instalará en la UE en el futuro próximo tendrá origen renovable (incluyendo en ella la hidráulica/bombeo), desplazando así a fuentes de generación térmica con combustibles fósiles y, en su caso, a la generación nuclear⁸.

Estas circunstancias han conducido a plantear objetivos energéticos ambiciosos para 2030, que en esta ocasión se han acordado para el conjunto de la UE, sin apoyarse (salvo en el caso del objetivo de emisiones) en objetivos nacionales vinculantes, lo que constituye un cambio importante respecto a la estrategia seguida para 2020. Estos objetivos son cuatro.

En primer lugar, el objetivo principal es una reducción mínima del 40% en las emisiones de GEI. Como ya ocurrió en el pasado, esa reducción global se mide respecto a las emisiones de 1990, año desde el que se tiene una medición adecuada del inventario de emisiones como consecuencia del Protocolo de Kioto⁹. Esa reducción era ya un compromiso adquirido en el Consejo Europeo de octubre de 2014, que posteriormente se recoge en el Reglamento (UE) 2018/842 sobre reducciones anuales vinculantes de las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los Estados miembros entre 2021 y 2030. Es esperable que en el medio plazo se amplíe la ambición de ese objetivo para alcanzar al menos el 50% de reducción de emisiones, lo que presumiblemente tendrá que repercutir en el resto de objetivos planteados.

La reducción global de emisiones de GEI tiene a su vez dos subobjetivos. Por un lado, una reducción del 43% en las emisiones de GEI de los sectores sujetos al comercio de derechos de emisión, habitualmente referidos como sectores EU ETS (*Emissions Trading System*). El sistema de EU ETS es un sistema de *cap and trade* basado en la limitación de la cantidad máxima de emisiones. Ese sistema afecta en la actualidad a la generación eléctrica, a un conjunto amplio de sectores industriales altamente emisores y al transporte aéreo, si bien la nueva Comisión Europea ya plantea su extensión a otros sectores.

Por otro lado, se pretende una reducción del 30% en los sectores no-ETS, denominados sectores difusos, que están formados por una miríada de agentes individuales. Dentro de estos destacan el transporte no aéreo, un amplio conjunto de actividades agrarias, industriales (no ETS) y de servicios, así como el sector residencial. En 2009 la Comisión Europea estableció, en la Decisión de reparto de esfuerzos, un objetivo conjunto de reducción del 10% en 2020 para las emisiones difusas respecto de los niveles de 2005¹⁰, que se repartía por países. En el caso de España, el objetivo también se situó en una reducción del 10%, pero el resto de países tenían objetivos más o menos ambiciosos. El reparto de esfuerzos toma en consideración (con ciertos ajustes) el PIB per cápita de los EEMM, fijando objetivos más ambiciosos para los estados con mayor renta. Así, para Bulgaria se estableció un límite de +20% y para Dinamarca del -20%. Para 2030 un Reglamento específico también distribuye por países el objetivo conjunto de reducción del 30%,

⁸ Sí está prevista la entrada de nueva generación nuclear en algunos países europeos. Además, también en este entorno nuevas aproximaciones tecnológicas, como la de los pequeños reactores modulares (SMR) podrían llegar a jugar un papel en algunos casos.

⁹ El Protocolo de Kioto dejará de estar vigente a partir de 2020, pero se mantienen las obligaciones de reporte de los inventarios de emisiones.

¹⁰ En ese año comienza el ETS europeo, y de ahí que la comparativa adopte ese año como referencia.

de modo que en ese reparto de esfuerzos se asigna a España un objetivo de reducciones del 26%.

En segundo lugar, se plantea un objetivo de penetración mínima de energías renovables del 32% sobre el consumo total de energía final bruta para el conjunto de la UE. Es importante entender que este objetivo se establece sobre toda la energía final consumida, no sobre la generación eléctrica, y que las situaciones de partida de cada país son diversas.

En el caso de España la energía eléctrica representa un 23% de todo el consumo de energía final, mientras que la principal fuente de energía son los productos petrolíferos (53% del total). Por tanto, con la actual distribución de consumos, si por ejemplo el porcentaje actual de generación eléctrica de origen renovable se doblase hasta representar el 75% de toda la generación eléctrica (en 2019 fue del 37,5%), habría que sumar otros consumos renovables no eléctricos para alcanzar el 32%. Ya actualmente algo más del 6% del consumo final de energías es de renovables no eléctricas, entre las que tienen un peso importante los biocombustibles, pero aun así se estaría por debajo del objetivo. Esto pone de manifiesto una dificultad intrínseca al aumento de la penetración del consumo final de energías renovables: es imposible avanzar en ese proceso si no hay una importante sustitución entre vectores energéticos hacia la electricidad. Otros vectores pueden ayudar (por ejemplo, usos renovables térmicos o gases renovables), pero la electricidad es la fuente de energía que se puede descarbonizar a menor coste y, por tanto, la descarbonización está intrínsecamente vinculada a la electrificación. Por supuesto, no todas las actividades son electrificables con la tecnología actual o prevista en un futuro próximo, lo que impone también una restricción tecnológica, al menos a corto y medio plazo.

El tercer objetivo se plantea en términos de una mejora de la eficiencia energética del 32,5%, esto es, una reducción de esta magnitud en el consumo energético primario¹¹ con respecto a una proyección de referencia de esta variable para 2030. Relacionado con ello, hay también una obligación de ahorros anuales acumulativos del 0,8% en el consumo final de energía. Estos objetivos se pueden poner también en términos de menor consumo energético (primario y final), medido en millones de toneladas equivalente de petróleo. Ese menor consumo energético de combustibles fósiles tiene consecuencias favorables desde el punto de vista de la seguridad de suministro o del equilibrio exterior. Desde el punto de vista del objetivo medioambiental lo relevante es tener en cuenta que, como en el caso de la penetración de generación renovable, un uso más eficiente de la energía es instrumental para el objetivo de reducción de emisiones. Por ello, la ganancia de eficiencia energética (menor consumo y por tanto menores emisiones) y la descarbonización de las fuentes de consumo final de la energía (menores emisiones por unidad de energía) son dos vías disponibles para lograr el objetivo de reducción de emisiones.

La estrategia europea se basa en establecer objetivos mínimos vinculantes en ambos instrumentos (renovables y ahorro en el consumo de energía) aunque, a la hora de plantear estrategias y abordar inversiones, debería recordarse que los EEMM no tienen idéntica estructura de costes y ventajas comparativas en ambos. En particular, las distintas condiciones

¹¹ La energía primaria es la disponible en la naturaleza antes de su transformación y puede ser renovable o no renovable. La energía final es la que se consume. La electricidad es una energía final y requiere de fuentes primarias para su generación.

climáticas en distintos países inciden de modo muy notable sobre esa estructura de ventajas comparativas, lo que debería tenerse en cuenta en la evaluación de cuál es el papel que se asigna a cada uno de ellos.

Como en el caso de la penetración de generación renovable, no se han prefijado objetivos nacionales de eficiencia energética y se ha dejado flexibilidad a los EEMM para que estos elijan la variable sobre la que se va a establecer el objetivo nacional (consumo final, primario o intensidad energética). Sí se han establecido objetivos de ahorro energético en la revisión de la Directiva de Eficiencia. En particular, al ahorro del 1,5% anual en las ventas de energía, que ya existía con anterioridad, se añade un objetivo adicional de ahorro anual del 0,8%. Todo esto conduce a unos exigentes ahorros acumulados de energía hasta 2030, con reglas de cómputo específicas.

Junto al gran objetivo de reducción de emisiones, con dos objetivos instrumentales de generación renovable y eficiencia, existe un conjunto de objetivos secundarios. Uno de ellos es el de reforzar la interconexión eléctrica entre los EEMM para 2030. En particular, se ha propuesto un nivel de interconexión eléctrica del 15%, (definida como la capacidad de importación en relación con la capacidad instalada de generación), superior en cinco puntos porcentuales al fijado a principios de la pasada década. En realidad, es un nivel que la mayoría de países europeos supera ampliamente, con la lógica excepción de las islas (Reino Unido, Irlanda, Chipre, Malta) y, fuera de ese grupo, algunos países del este (Polonia, Bulgaria, Rumanía), además de España e Italia. En cualquier caso, la reglamentación europea enfatiza la necesidad de que las nuevas interconexiones justifiquen plenamente los beneficios que pueden inducir frente a los costes que generan. Es importante señalar que los objetivos de penetración de generación renovable, eficiencia energética e interconexión eléctrica podrán ser revisados, siempre al alza, en 2023¹².

Adicionalmente, aunque no se integren en el núcleo del nuevo paquete regulatorio energético, la UE ha establecido diversos objetivos específicos de reducción de emisiones que son muy relevantes para ayudar al objetivo final. De particular relevancia son los establecidos para el transporte, tanto en términos de inclusión de renovables (donde ya existía un objetivo mínimo del 10%) como, sobre todo, en términos de reducción de emisiones de turismos, furgonetas y camiones (37,5%, 31% y 30% respectivamente, con respecto a 2021, o 2019 en el caso de los camiones). Ello se acompaña con una creciente labor en el campo de las baterías¹³ o la propuesta de que un 25% del gasto en programas de la UE (por ejemplo, política de cohesión, agraria, innovación, etc.) en 2030 esté afectado por la política climática.

¹² El Grupo de Expertos convocado por la Comisión Europea emitió un informe de noviembre de 2017 (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_of_the_commission_expert_group_on_electricity_interconnection_targets.pdf), donde se establecían tres criterios para mostrar la necesidad de incremento de la interconexión, basados en el diferencial de precios medio anual entre mercados, la capacidad de interconexión en relación con la demanda máxima, y en relación con la capacidad renovable instalada. Queda por ver cómo recoge la Comisión Europea esas recomendaciones en el análisis de los PNIEC.

¹³ A European Strategy for Low-Emission Mobility (COM(2016) 501 final), 20 July 2016.

2.2 La gobernanza de la transición

Los objetivos a 2030 que se han descrito con anterioridad son un paso intermedio para llegar a una UE neutra en emisiones de carbono en 2050. Para ese momento se espera una reducción de emisiones de GEI en un 80-95% y que la totalidad de la generación eléctrica no sea emisora de CO₂. Dado el enorme reto que supone la descarbonización de la actividad productiva, la planificación de medidas en cada uno de los EEMM y la evaluación continua de los progresos resulta imprescindible. Ese es el papel que juega el nuevo Reglamento de Gobernanza, que configura tanto una estrategia nacional de largo plazo (a 2050) como una estrategia de medio plazo con los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC).

El Reglamento establece que las estrategias nacionales de largo plazo deben estar desarrolladas antes del 1 de enero de 2020, si bien se ha priorizado la elaboración y evaluación de los PNIEC, que marcan los objetivos e instrumentos para el decenio 2020-2030. Esa senda debe ser consistente con el objetivo de largo plazo, teniendo en cuenta además que los niveles objetivos pueden ser variados a lo largo del tiempo, siempre introduciendo mayor grado de ambición. Es esperable que así ocurra, porque no debe olvidarse que toda la configuración es instrumental para un solo objetivo último, que es la limitación en el crecimiento de la temperatura media. Como la evidencia científica sobre esa cuestión, proveniente del Panel Intergubernamental de Cambio Climático, es cada vez más contundente y tiende a señalar que las previsiones iniciales se quedan cortas, no cabe esperar en ningún caso una relajación de objetivos (véase ICCP, 2018). De hecho, actualmente se discute sobre si los objetivos para 2030 que se han descrito son realmente compatibles con los objetivos de emisiones netas cero a 2050.

El mecanismo que se define en el Reglamento de Gobernanza, aprobado en diciembre de 2018¹⁴, tiene como propósito fundamental alcanzar los objetivos que se han descrito en la sección anterior, muy particularmente los tres principales referidos a reducción de emisiones, participación de renovables y eficiencia. Ese mecanismo pivota sobre los PNIEC, que son el instrumento nacional que debe combinarse con las iniciativas que surjan de la Unión y que abarcan periodos decenales, si bien debe ser revisados a mitad de periodo. En concreto, se prevé la revisión y actualización del PNIEC 2021-2030 antes del 30 de junio de 2024. También se prevé que los EEMM realicen informes de situación bienales sobre la aplicación de los planes y otros hechos relevantes en relación con el sistema energético, si bien las características de esos informes aún están por definir. Esto es compatible con que los EEMM deben seguir entregando anualmente los informes sobre los inventarios nacionales de emisiones de GEI.

En los PNIEC se establecen objetivos nacionales, con políticas y medidas para alcanzarlos, para cada una de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: seguridad energética, mercado interior de la energía, eficiencia energética, descarbonización, e investigación, innovación y competitividad. Esos objetivos deben ser compatibles con los mínimos ya establecidos para cada país, cuando existan. Un ejemplo es el caso de los sectores difusos, donde ya se señaló con anterioridad que para España hay un objetivo específico vinculante de reducción del 26% en las emisiones.

¹⁴ La necesidad de disponer de ese mecanismo ya se había indicado en las conclusiones del Consejo Europeo de octubre de 2014, así como en una Comunicación de la Comisión de febrero de 2015.

Según el reglamento, la Comisión dictará recomendaciones a los EEMM, tanto sobre el PNIEC como sobre la aplicación posterior de políticas y medidas. Aunque no son vinculantes (art. 288 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea), sí deberán ser tenidas en cuenta. Un aspecto clave es el reparto de la "ambición común", tratando de evitar comportamientos oportunistas¹⁵. En el ámbito de la generación renovable, ello se intenta conseguir con un seguimiento estrecho de puntos de referencia nacionales en tres fechas (2022, 2025 y 2027). Los EEMM que se encontraran por debajo deberían aplicar medidas adicionales. Esos puntos de referencia dependerán de los objetivos a 2030 que se haya marcado cada estado, de tal modo que el 18% del incremento previsto (entre el vinculante de 2020 y el propuesto para 2030) deberá haberse logrado en 2022, el 43% en 2025 y el 65% en 2027.

Este seguimiento es relevante porque implica que un objetivo muy ambicioso a 2030 no será examinado solo en esa fecha, sino que será evaluado en su trayectoria de un modo mucho más temprano. Con esto se trata de reducir los riesgos asociados a los esfuerzos de última hora. En la evaluación del objetivo de participación de las energías también se tendrán en cuenta los llamados "esfuerzos tempranos", referidos a cuál ha sido el grado de cumplimiento de los compromisos nacionales vinculantes a 2020.

Adicionalmente, cada dos años (empezando en marzo de 2021) los EEMM deben entregar un informe de situación en el que, entre otros elementos, deberá incluirse información con trayectorias indicativas anuales muy detalladas sobre la cuota de generación renovable, desagregadas por tecnologías, sectores (electricidad, transporte, calefacción y refrigeración), bioenergía, etc. Estos informes de situación van a ser claves en la evaluación por parte de la Comisión Europea y en las recomendaciones que puedan realizarse.

El Reglamento de Gobernanza define un modelo de PNIEC obligatorio para los EEMM, con el objetivo de facilitar su agregación y comparación. Ese modelo plantea la comparación de los impactos de las medidas previstas en el PNIEC frente a la proyección del efecto que tendrán, en cada una de las cinco dimensiones, las políticas y medidas ya existentes. Esto es lo que en el PNIEC español se ha llamado el escenario objetivo vs el escenario tendencial. Evidentemente, un aspecto clave es qué se imputa a cada escenario, especialmente al tendencial, pues dónde se sitúe la proyección "sin cambios en las medidas" determina cuál es la magnitud de los efectos asociados al Plan.

Esas diferencias entre escenarios generan tres impactos principales: en la inversión, en el aumento del consumo en productos no energéticos debido al ahorro energético, y el efecto de sustitución de combustibles importados por generación renovable, lo que reduce las transferencias de rentas al exterior vía importaciones. Estos dos últimos efectos se agrupan bajo la denominación de cambio energético. El análisis de impacto evalúa el efecto de las diferencias entre ambos escenarios sobre el PIB, el empleo y las emisiones.

¹⁵ Un Estado podría no tener en cuenta la recomendación de la Comisión, pero en ese caso debe justificar los motivos.

El Reglamento también prevé que los EEMM puedan cooperar regionalmente entre sí. Esta no es una cuestión irrelevante, porque por ejemplo en el caso de España muchas hipótesis sobre lo que pueda ocurrir en términos de mix de generación y emisiones tienen que ver con las decisiones que se adopten al otro lado de los Pirineos, particularmente en Francia. Por ejemplo, podría producirse un régimen de funcionamiento más alto del previsto en los ciclos combinados (y por tanto mayores emisiones de las esperadas) si en Francia se produjese un retroceso de la generación de origen nuclear mayor al contemplado en el escenario español. Esa interdependencia entre los escenarios es un elemento complejo que, de momento, se ha abordado simplemente introduciendo supuestos exógenos al modelo de los planes, particularmente escenarios contemplados en el *Ten Years Network Development Plan* de ENTSO (de electricidad y de gas)¹⁶.

3. El PNIEC de España: una visión de conjunto

En febrero de 2019 el Consejo de Ministros aprobó la remisión a la Comisión Europea del borrador del PNIEC 2021-2030, en cumplimiento del Reglamento de Gobernanza, iniciándose también un periodo de información pública. El borrador fue analizado y recibió recomendaciones por la Comisión en junio de 2019¹⁷. En enero de 2020 se sometió a información pública el borrador actualizado, sobre el que se elabora este trabajo y que, es de suponer, será prácticamente la versión definitiva que se envíe a la CE. De hecho, el plan definitivo debería haber sido enviado antes de finales de 2019, siendo España uno de los nueve países que no lo habían enviado pasada esa fecha. Como se ha señalado, el Plan debe venir acompañado de informes de progreso cada dos años. A él le acompañan la Estrategia de Transición Justa, ya aprobada, y la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, actualmente en anteproyecto.

El PNIEC define la hoja de ruta hasta 2030, teniendo en cuenta que esta debe ser coherente con i) la estrategia de largo plazo, que define el objetivo de neutralidad de emisiones en 2050, y ii) con los objetivos marcados por la Comisión Europea para 2030 en términos de penetración de generación renovable, consumo con origen renovable sobre consumo final y mejora de la eficiencia energética.

A continuación se analiza cada una de las cuestiones fundamentales. Aunque el Plan incluye una amplia batería de objetivos, políticas y medidas estructuradas en cinco grandes líneas (descarbonización, eficiencia, seguridad, mercado interior e investigación, innovación y competitividad), complementadas con un análisis de impacto, en este trabajo se hace una aproximación más transversal, con independencia de en qué bloque ha sido integrada cada cuestión.

¹⁶ El borrador actualizado detalla la reunión celebrada con Francia y Portugal en el ámbito de la cooperación regional.

¹⁷ Véase Comisión Europea (2019).

3.1 Emisiones de GEI

La reducción de emisiones de GEI en la UE entre 1990 y 2017 fue del 23%. El objetivo de reducción de emisiones de un 40% para el conjunto de la UE es factible, y probablemente se supere sin demasiada dificultad cuando todas las medidas regulatorias estén implementadas¹⁸, incluyendo, en particular, las relativas a estándares de emisiones más exigentes en el sector del transporte. El compromiso vinculante adquirido por la UE supone una reducción del 22% entre el valor de 2017 (77, con base 1990=100) y el valor esperado para 2030 (60, con base 1990=100).

Sin embargo, la trayectoria de emisiones en España respecto al año de referencia (1990) resulta notoriamente peor que la seguida por la media europea: un crecimiento del 18% entre 1990 y 2017. En ese contexto, el PNIEC prevé una reducción de emisiones del 23% en 2030 respecto a 1990¹⁹. Esto es, la reducción esperada en España entre 2017 (118, con base 1990=100) y 2030 (77, con la misma base) sería del 34,7%, lo que supone un 57% más del objetivo para el conjunto de la UE (34,7% vs 22%) cuando la comparativa se hace sobre los datos, ya cerrados, de 2017. Si todos los objetivos se cumplen, la brecha se reduciría desde los 41 puntos porcentuales actuales (=118-77) hasta sólo 17 (=77-60) en poco más de una década. Se trata de una convergencia deseable y necesaria, pero sin duda difícil de alcanzar²⁰.

El inventario de emisiones para 2018 indica una reducción del 1,67% en ese año²¹, lo que llevaría a un aumento del 15,5% respecto a 1990 y supondría una reducción del 24,5% respecto a 2005. Ese dato, aunque positivo, se benefició de un año hidrológicamente bueno, lo que permitió un considerable aumento de la producción hidráulica en detrimento de la térmica. Sin embargo, es significativo que la importante disminución de emisiones en la generación eléctrica en 2018 (-13,3%) se viera en gran parte compensada con el aumento de emisiones en el resto de actividades, particularmente en transporte (1,4%), residencial, comercial e institucional (3,3%) e industria (3,8%).

Hay un elemento clave que ayudará a la caída de las emisiones en los próximos años, que es el cierre o la falta de actividad de las centrales de carbón. Sólo la generación con carbón emitió 42,8 millones de tCO₂ en 2017, si bien en 2018 se redujeron a 36,0 millones de tCO₂ (casi un 30% de las emisiones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión) y a 12,3 millones en 2019. La progresiva reducción de esas emisiones por los cierres previstos en los próximos años, junto al encarecimiento relativo de la generación con carbón, llevará a una caída de las emisiones totales (ver Gráfico 1).

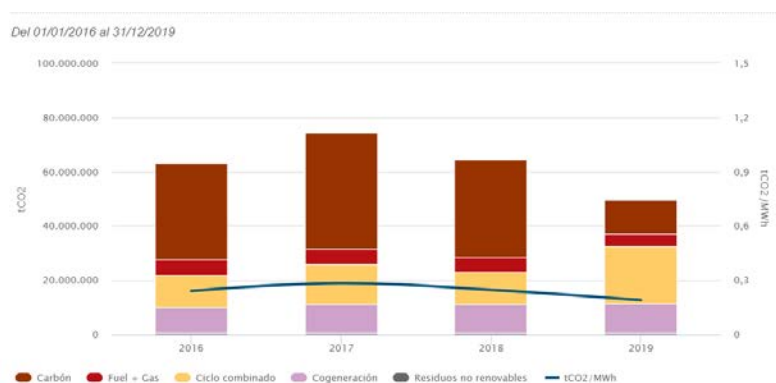
¹⁸ Como ya se ha señalado, la CE tiene previsto aumentar el grado de ambición de ese objetivo, aunque obviamente eso no se integra aún en el PNIEC y, por tanto, no es objeto de análisis en este trabajo.

¹⁹ En la versión provisional del PNIEC se esperaba alcanzar una reducción del 21%.

²⁰ Adicionalmente, se prevé que el efecto absorción resultante del uso de la tierra, el cambio de uso de la tierra y la silvicultura (LULUCF por sus siglas en inglés) ascienda a 29,1 MtCO₂-eq a lo largo de todo el periodo 2021-2030. Sin embargo, no se prevé hacer uso de ellas para el cumplimiento del objetivo.

²¹ Véase https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen-inventario-gei-ed2020_tcm30-486322.pdf

Gráfico 1: Emisiones (tCO₂) y factor de emisión (tCO₂/MWh) en generación no renovable (sistema eléctrico nacional)



Fuente: REE

Aunque las centrales de carbón serán sustituidas en gran medida por ciclos combinados (sobre todo en los primeros años de esta década), el factor de emisiones de estos últimos es notablemente más reducido: 0,999 t/MWh para el carbón en 2019, frente a 0,460 para los ciclos. El PNIEC prevé que, entre 2020 y 2030, las emisiones de la generación eléctrica se reduzcan un 63,6%, contribuyendo de ese modo con un 37% de la reducción total de emisiones en ese periodo.

Naturalmente, las emisiones no son más que el output de todo el sistema. Para llegar a ese ambicioso objetivo se requieren cambios profundos en los modos de producir y de consumir energía. Antes de entrar en las medidas propuestas y los supuestos realizados en el PNIEC, es importante indicar: i) cómo se desagrega el objetivo general entre la parte correspondiente a los sectores difusos y los sometidos al ETS y ii) cuál es la contribución relativa que se espera de los grandes emisores

Los sectores sometidos al ETS²² supusieron en España el 38,1% de las emisiones totales en 2018 (127,4 MtCO₂). La reducción de emisiones esperada en ellos es del 61% respecto a 2005²³, teniendo en cuenta que entre 2005 y 2018 han caído un 36,4%. Las emisiones de estos sectores vienen guiadas por el número de derechos de emisión que se expiden. Por tanto, como estos están regulados en una senda decreciente en el periodo 2021-2030 (cuarta fase del ETS) que es coherente con ese objetivo, es previsible que se cumpla el objetivo general. Las lecciones aprendidas con el exceso de derechos en el mercado y el consiguiente hundimiento de los precios han llevado precisamente a la implementación de mecanismos de ajuste, que explican la notable recuperación de los precios de los derechos de emisión desde 2018. Además, la tendencia decreciente en el mecanismo de asignación gratuita aumenta notablemente los incentivos a la descarbonización de los sectores que tradicionalmente han venido disfrutando de la misma (Sánchez, 2019).

²² Incluyen la generación de electricidad, el refino de petróleo, diversos sectores industriales (siderurgia, producción y transformación de metales no férreos, productos químicos, fabricación de cemento, productos cerámicos y vidrio, etc.) y transporte aéreo con origen y destino en aeropuertos del Espacio Económico Europeo. En España, unas 1.000 instalaciones industriales y 30 operadores aéreos.

²³ Está pendiente la posible ampliación del ámbito del ETS.

En los sectores difusos, la reducción prevista es del 39% respecto a 2005, habiéndose reducido las emisiones un 14,4% entre 2005 y 2018 debido, fundamentalmente a la caída en el periodo de crisis 2007-2013. La principal contribución prevista en el ámbito de los difusos provendrá del transporte, para el que se prevé una reducción del 31,2% respecto a 2020, contribuyendo con casi un 28% de la reducción global de emisiones entre ese año y 2030.

En realidad, la reducción de emisiones a realizar en el transporte deberá ser incluso superior al 31,2% si se desea alcanzar el nivel objetivo para 2030, porque ese porcentaje se basa en una estimación de emisiones para 2020, como año de partida, que ya resulta ser optimista. En concreto, el escenario objetivo prevé unas emisiones de 87.058 miles de toneladas de CO₂ en transporte, y el tendencial de 89.762, cuando el inventario de emisiones para 2018 indica unas emisiones reales de 90.269, esto es, incluso por encima del escenario tendencial. Aunque las emisiones de la aviación doméstica están creciendo a un ritmo muy alto (8% en 2017-2018), el causante del aumento es el transporte por carretera, que contabiliza más de un 90% del aumento de emisiones entre ambos años.

Dado que tres cuartas partes de las emisiones de GEI las genera el sector energético, que no solo incluye electricidad y gas, sino también el transporte y la calefacción/refrigeración, es lógico que gran parte de las medidas de descarbonización deban concentrarse ahí. Es más, deberán concentrarse especialmente en el sector de transporte. En la cuarta parte restante se acumulan un conjunto de actividades productivas (agrarias, industriales y de servicios) cuya transformación será probablemente mucho más compleja. Un punto fuerte del PNIEC es que presta gran atención a estos sectores, aunque inevitablemente la necesidad de microactuaciones en estas actividades hace muy difícil que un plan integrado permita recogerlas.

3.2 El parque de generación eléctrica

3.2.1 Escenario general, cobertura de la demanda y generación térmica

El PNIEC prevé que, como resultado de las medidas adoptadas, la penetración de generación renovable sobre el consumo final de energía en 2030 sea de un 42%. Debe recordarse que esta cifra más que duplica el objetivo para 2020 (un 20%), que probablemente se bordee pero no se llegue a alcanzar, y está muy por encima del objetivo actual para el conjunto de la UE en 2030 (32%). Esto es relevante porque el objetivo marcado para la UE y España en 2020 era el mismo (20%), mientras que para 2030 el objetivo de España supera en 10 puntos porcentuales al de la UE. Dicho en otros términos, se prevé que España vaya, casi, el doble de rápido.

El cumplimiento del objetivo de penetración de renovables sobre el uso final de la energía depende tanto de factores de oferta (generación) como, y muy importante en el PNIEC, de factores de demanda. De hecho, como posteriormente se detallará, el elemento clave para alcanzar ese aumento no sería realmente el aumento de la generación eléctrica renovable, por mucho que esta sea sustancial, ni el avance de la electrificación. El elemento clave sería la caída prevista del consumo final como consecuencia, fundamentalmente, del esperado cambio modal

hacia el transporte público, vehículos compartidos y no emisores y las restricciones de acceso al centro de las ciudades.

Por lo que se refiere al lado de oferta, el Cuadro 1 ofrece una comparativa del parque de generación eléctrica que se asume en los dos escenarios del PNIEC: tendencial y objetivo. También se añade el escenario base del informe del Comité de Expertos sobre escenarios de transición energética (CdE, 2018) y, en la última columna, cuál es el parque de generación actual, a cierre de 2019. La potencia instalada en los escenarios del PNIEC es inicialmente para todo el país, pero en el Anexo D se adaptan esos escenarios para obtener los valores correspondientes al ámbito peninsular. Ello permite la comparación directa con los escenarios del CdE, que mantuvo siempre el análisis separado del sistema peninsular y los sistemas insulares.

Hay que señalar que el papel que juegan los escenarios en el informe de la CdE y en el PNIEC no es el mismo. En el primer caso, el escenario base servía como punto de referencia sobre el que evaluar un amplio conjunto de escenarios alternativos (casi una veintena), en un ejercicio de estática comparativa. En el caso del PNIEC, sin embargo, la metodología asume un escenario de continuidad (tendencial) y un escenario deseable (objetivo) que sería resultado de las políticas implementadas. En términos agregados, el parque utilizado por el CdE en su escenario base era ligeramente inferior al previsto en el escenario objetivo del PNIEC en su borrador inicial. Sin embargo, el borrador actualizado modificó algunos valores, con un significativo aumento de la potencia instalada.

Cuadro 1. Parque de generación: escenarios 2030 de PNIEC¹ y CdE, y parque en diciembre de 2019

Tecnología (en MW)	PNIEC Escenario Tendencial	PNIEC Escenario Objetivo	CdE Escenario base	Parque en Dic. 2019
Nuclear	7.117	3.050	7.117	7.117
Carbón	2.085	0	847	9.215
Ciclo combinado	24.560	24.560	24.560	24.562
Hidráulica (+bombeo)	20.140	24.140	23.050	20.414
Eólica	36.350	48.550	31.000	25.310
Solar fotovoltaica	18.144	38.404	47.150	8.454
Solar termoeléctrica	2.300	7.300	2.300	2.304
Resto RES	820	1.730	2.550	1.147
Cogeneración y otros	2.790	3.980	8.500	6.129
Almacenamiento	0	2.500	2.358	0
Total peninsular	114.306	154.214	149.439	104.652

Nota: (1) Estos escenarios son los contemplados en las Tablas D.6 y D.7 y se refieren al escenario adaptado para incluir solo a la España peninsular.

Fuente: PNIEC, informe de la CdE y REE.

El mix de generación que se asume en el PNIEC en el escenario objetivo para 2030 es, a grandes rasgos, creíble, si bien exigente por el ritmo de penetración de renovables que se deriva del mismo. En primer lugar, es prácticamente seguro que a 2030 se habrá culminado el cierre de las instalaciones de generación térmica con carbón. De quedar alguna (hecho altamente improbable), se supone que estas centrales no aportarían energía al sistema y, en todo caso, solo funcionarían en servicios de ajuste o por restricciones²⁴. Efectivamente, precios de emisión en torno a 35 €/tCO₂, que son muy probables para esa fecha, impedirían la casación en el mercado mayorista de esas centrales. Sólo precios de derechos de emisión anormalmente bajos, junto a un (no esperable) precio del carbón muy competitivo con respecto al gas, permitirían la entrada de estas centrales en la generación. Además, el nuevo Reglamento de Mercado Interior, publicado en mayo de 2019, limita la posibilidad de obtención de recursos procedentes de mecanismos de capacidad a estas centrales al superar el factor de emisión que se establece como factor límite.

El PNIEC asume también el cierre de cuatro grupos nucleares, de los siete existentes, a finales de 2030. Ello se deriva del protocolo de acuerdo para el cierre de las centrales nucleares firmado a principios de 2019, que prevé que en 2030 estarían cerrados los dos grupos de Almaraz y los dos de Ascó. El resto (Cofrentes, Vandellós II y Trillo) cerrarían entre 2033 y 2035.

El cierre programado de los grupos nucleares, además de estar condicionado por legítimos intereses empresariales, deberá ser compatible con la seguridad de suministro. Esto es, habrá que asegurar que el cierre de los algo más de 1.000 MW de cada grupo nuclear, que funcionan en régimen de base y por tanto con una aportación constante de energía al sistema, no ponga en riesgo la cobertura de sus necesidades en momentos de máxima demanda.

En Rodríguez (2019) se realizaba un análisis sencillo, de tipo determinista, sobre la fiabilidad de la cobertura de la demanda siguiendo la metodología, supuestos y ratios de disponibilidad (definidos como la relación entre la potencia disponible y la instalada) utilizados en el informe de la CdE. El resultado obtenido ponía de manifiesto que la potencia disponible se encontraría lejos de la requerida para garantizar la cobertura de la demanda punta²⁵. El borrador inicial del PNIEC no introducía un análisis en este ámbito, si bien la versión actualizada sí dedica un apartado específico a esta cuestión (Anexo D.2). En él se concluye que “con las hipótesis de demanda y generación del Escenario Objetivo 2030, el sistema eléctrico español es muy fiable en términos de la cobertura de la demanda de nudo único”. Resulta pues de interés analizar con detalle esta cuestión.

En primer lugar, la metodología utilizada en el PNIEC actualizado se basa en gran parte en la propuesta recientemente por el nuevo Reglamento del mercado interior de la electricidad y desarrollada por ENTSO-E (2019). Es una metodología de tipo probabilístico, frente a la aproximación determinista usada en el informe de la CdE. Un modelo probabilístico permite

²⁴ El informe del CdE, pese a asumir el mantenimiento de algún grupo de carbón a 2030, obtenía una generación con carbón nula para ese año.

²⁵ La simulación realizada en el Informe de la CdE también obtenía que no se satisfacía el índice de cobertura de 1,1 en condiciones extremas (y con los supuestos allí realizados). En consecuencia, en dicho Informe se señalaba que “Como resultado se detecta una necesidad de potencia firme adicional del orden de 4.700 MW para garantizar la cobertura de la demanda en situación extrema en el escenario”.

introducir la incertidumbre estocástica asociada, por ejemplo, a variables climáticas o a las indisponibilidades de los grupos de generación, aspectos que se imponen en un modelo determinista. Este enfoque deja de focalizar la disponibilidad de cobertura en el peor escenario posible (máxima demanda horaria y malas condiciones de disponibilidad de la planta de generación en esa hora) para calcular tres indicadores referidos a la capacidad de cubrir la demanda en todas las horas del año. Estos indicadores se refieren al valor esperado de la energía demandada y no suministrada (medido en MWh/año), la pérdida de carga esperada (número de horas al año en que la producción e importaciones no puede cubrir la demanda, teniendo en cuenta que la granularidad del análisis es horaria), y la probabilidad horaria de pérdida de carga (resultado de dividir la pérdida de carga esperada por el número de horas). De modo habitual ninguno de estos valores va a ser cero, por lo que se precisa establecer un umbral acerca de cuál es el valor “asumible”.

Pero más allá de eso, el enfoque seguido en el PNIEC introduce algunos aspectos que difieren notablemente del seguido por el CdE. El más significativo es que en el CdE (y por tanto en Rodríguez, 2019) se asumía que no hay apoyo de sistemas vecinos, esto es, que el saldo de intercambios con el exterior era nulo. Sin embargo, en el cálculo realizado para el PNIEC se asume una capacidad de intercambio (en el sentido de importaciones) de 8.000 MW con Francia, más 3.500 MW con Portugal, con una indisponibilidad programada y fortuita del 6%. Ello presupone además, en coherencia con el escenario objetivo, que en ese momento estarían operativas las conexiones por los Pirineos, que aportarían una capacidad de intercambio de 3.000 MW, adicionales a la del Golfo de Vizcaya, que está en desarrollo actualmente y previsiblemente estará operativa a mediados de la década. A ese respecto, aunque aún no se dispone del documento público, la planificación de la red eléctrica 2021-2026 previsiblemente integrará las dos nuevas interconexiones por los Pirineos: entre Aragón y los Pirineos Atlánticos, y entre Navarra y Landas. Sin embargo, dadas las dificultades habituales en el desarrollo de interconexiones, fundamentalmente por su impacto medioambiental, y los larguísimos tiempos de desarrollo hasta su puesta en servicio, hay serias dudas sobre su disponibilidad antes del 2030. Dado que todo indica que sí estará disponible la interconexión del Golfo de Vizcaya, la capacidad más probable de interconexión con Francia estará en 5 GW, en lugar de los 8 GW previstos en el plan.

Como es habitual, en el ejercicio no se asume que se dispone de toda la capacidad teórica de la conexión sino sólo del 70% pues, por diversas restricciones, la capacidad real de intercambio está normalmente bastante por debajo del máximo. Aun así, los cálculos del PNIEC suponen que podemos contar con una aportación muy importante de energía desde sistemas vecinos²⁶. Esta

²⁶ Sobre el papel de las interconexiones, cabe también señalar que recientemente se ha desarrollado legislación europea específica que permite activar mecanismos de cooperación ante dificultades de cobertura o de gestión de la red. Con ello, entre otros objetivos, se trata de evitar que cuando hay problemas simultáneamente en dos países interconectados (por ejemplo, por dificultades de abastecimiento de gas a centrales de ciclo, condiciones meteorológicas extremas, ciberataques, etc.) un país reaccione cortando o reduciendo su capacidad de exportación al sistema vecino. Esa regulación se ha establecido tanto mediante un Reglamento (2017/2196) de Código de red específico para situaciones de emergencia y reposición del servicio (que entró en vigor a finales de 2017) como, sobre todo, mediante un Reglamento (2019/941) que define los procedimientos y metodologías para que los estados cooperen en situaciones de crisis eléctrica, con solidaridad y transparencia. Este último entró en vigor en julio de

hipótesis juega un papel muy relevante a la hora de valorar la suficiencia de la planta instalada tras prescindir de la mitad de la generación nuclear

Adicionalmente, en el análisis de cobertura incluido en el PNIEC las variables climáticas se modelizan utilizando el periodo 1982-2015, mientras que en el informe de la CdE se suponía un año hidrológico muy seco. Este último supuesto parece más razonable en el previsible contexto de reducción de la pluviosidad, consecuencia del cambio climático, con su consiguiente impacto sobre la generación hidráulica²⁷. Dicho en otros términos, parece más razonable para un análisis de cobertura suponer condiciones extremas de pluviosidad baja que asumir las condiciones climáticas medias de los últimos treinta y cuatro años pues esto podría introducir un sesgo optimista en los indicadores calculados de cobertura. Los resultados mostrados en el PNIEC sugieren que el único año climático que genera claramente riesgos de falta de cobertura sería 2009, en el que precisamente se dieron condiciones secas o muy secas en los primeros 11 meses del año²⁸.

El análisis determinista se centra solo en la cobertura de la demanda máxima que se prevé. Tanto en el borrador inicial del PNIEC como en el informe de la CdE se preveía una demanda punta de 48.652 MW. Sin embargo, el borrador actualizado corrige a la baja esa previsión, lo que evidentemente facilita también su cobertura. El escenario objetivo peninsular asume una punta de demanda de 47.768 MW. El análisis probabilístico simula la demanda horaria (extrapolando condiciones climáticas) basándose en la demanda anual, que en el escenario objetivo para 2030 se supone que son 263 TWh, ligeramente por debajo del contemplado en el borrador inicial (267,5 TWh). Asimismo, en el informe de la CdE, se introducía una restricción de generación térmica acoplada de 5.500 MW²⁹. De modo similar, en el borrador actualizado del PNIEC se supone la generación mínima correspondiente a tres grupos nucleares y 7 de ciclo combinado, o combinaciones equivalentes si funcionaran menos grupos nucleares. Su efecto, en cualquier caso, es solo relevante en momentos de baja demanda, cuando su cumplimiento podría requerir de órdenes de reducción de generación renovable por parte del operador del sistema³⁰.

2019 y no se ha producido aún ninguna situación de crisis eléctrica que pruebe su funcionamiento efectivo.

²⁷ Véase Cerdá y Solaun (2019) para un panorama sobre los efectos del cambio climático sobre la generación eléctrica.

²⁸ A falta de información más detallada sobre el conjunto de parámetros (temperaturas, eolicidad, etc.), es difícil saber por qué ese año en concreto tiene un promedio anual de energía no suministrada de 230 MWh/año, mientras que años con precipitaciones parecidas no presentan problema de cobertura.

²⁹ La frecuencia es un parámetro fundamental en la operación del sistema eléctrico y en Europa es de 50 Hz. Es continuamente monitorizada por el Operador del Sistema en los centros de control, quien articula distintos mecanismos de balance. No todos los tipos de generadores de electricidad tienen propiedades que colaboren al control de frecuencia. En particular, sí tienen esa propiedad los generadores térmicos (ciclos combinados, cogeneración, nuclear) e hidráulicos. De ahí que en las condiciones tecnológicas actuales sea necesaria cierto volumen de aportación mínima procedente de estas fuentes.

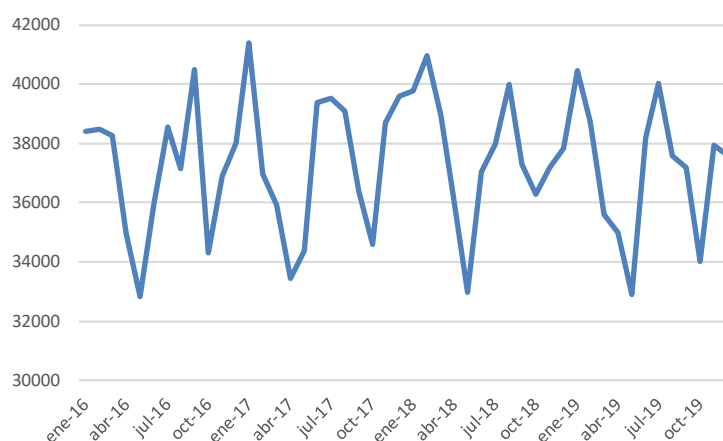
³⁰ En el caso del análisis de cobertura también se señala la necesidad de contar con una reserva de frecuencia-potencia de 1.280 MW. Se trata de servicios complementarios, que pueden ser usados por el operador del sistema para aumentar o disminuir la oferta o la demanda de determinadas unidades de producción o de consumo cuando lo estime necesario. Una razón típica es el error cometido en la previsión de la generación renovable.

Por tanto, cabe concluir que el análisis probabilista de cobertura de la demanda realizado en el PNIEC, basado en la metodología MAF (Mid-Term Adequacy Forecast) de ENTSO-E, ofrece una imagen más optimista sobre la adecuación del parque de generación en una situación de cierre de grupos nucleares que el análisis tradicional de cobertura, de tipo determinista, en el que no se asume apoyo de sistemas vecinos.

Es importante señalar que cualquier análisis de cobertura realizado en 2020 puede errar de modo significativo porque resulta imposible anticipar con precisión las condiciones reales a las que nos enfrentaremos llegado el momento. Por lo tanto, este análisis deberá volver a realizarse en su momento por el Operador del Sistema como requisito para poder afrontar con ciertas garantías el cierre de los grupos nucleares. Ello dependerá de la desviación que pudiera existir respecto a las previsiones del plan sobre la evolución del parque de generación renovable, la disponibilidad de almacenamiento o el grado de interconexión. Al mismo tiempo, la ratio de disponibilidad de las renovables puede ser mejor de la prevista, debido por ejemplo a avances en la hibridación con baterías, a mejoras en el almacenamiento en las termosolares o a ganancias de eficiencia en la generación eólica. En particular, dado el elevado contingente de potencia eólica, un aumento en su ratio de disponibilidad (por ejemplo, por mayor repotenciación de la prevista) puede tener una incidencia importante.

De particular relevancia será también la demanda punta, que se asume cercana a 48.000 MW. La punta de demanda anual en los últimos años se está manteniendo en torno a 40.500-41.500 MW, sin cambios significativos. El Gráfico 2 muestra la evolución de la potencia máxima instantánea desde enero de 2016. La punta de demanda se sigue registrando en invierno (en torno a las 20 horas), aunque en 2016 se registró en verano (el 6 de septiembre) a las 13 horas. Una demanda punta más reducida que la esperada modifica a la baja la necesidad de potencia requerida.

Gráfico 2. Evolución de la potencia máxima instantánea (2016:1 – 2019:12), sistema peninsular



Fuente: REE y elaboración propia.

Hay dos elementos que pueden condicionar esa punta de demanda. En primer lugar, depende de la evolución del parque de vehículos eléctricos, que sin una recarga inteligente podrían añadir

demanda en la hora punta de invierno. En el PNIEC se asume un parque de 5 millones de vehículos eléctricos para 2030. Si todos ellos estuviesen recargando simultáneamente a velocidad lenta (3,7 kW), propia de las conexiones en los hogares³¹, la potencia requerida sería muy considerable, por lo que resulta imprescindible acomodarla. En 2019 la demanda máxima peninsular (potencia máxima instantánea³² se produjo el 22 de enero a las 20:08, con 40.455 MW. Unas horas más tarde, a las 4:00 am del día 23, la demanda era de 25.391 MW. Una estructura de peajes que incentive el traslado del comienzo de la carga de las baterías de automóvil a horarios nocturnos (a partir de las 10 pm), apoyándose en las posibilidades técnicas que ofrecen los puntos de recarga inteligentes, puede contribuir significativamente a ese desplazamiento. La nueva metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad (CNMC), con la generalización de discriminación horaria en los términos de potencia y de energía en los peajes, va en esa línea³³.

En segundo lugar, la demanda punta ha tenido tradicionalmente un pico de invierno y otro de verano, siendo el primero mayor que el segundo (véase Cuadro 2). Sin embargo, el pico de verano puede terminar superando al de invierno por la combinación de un mayor parque de aire acondicionado y mayores temperaturas medias y extremas³⁴. Así, en julio de 2019 la potencia máxima instantánea en el sistema peninsular fue casi idéntica al máximo de enero (23 de julio a las 13:25, 40.021 MW). Ese aumento de la demanda pico en verano se verá estimulado, además, por el mayor aumento de la temperatura media, que también actuaría reduciendo la demanda punta en invierno.

Cuadro 2. Potencia máxima instantánea (MW), sistema eléctrico peninsular

	Punta de invierno			Punta de verano		
	Fecha	Hora	MW	Fecha	Hora	MW
2017	18-ene	19:50	41.381	13-jul	13:36	39.536
2018	08-feb	20:24	40.947	03-ago	13:45	39.996
2019	22-ene	20:08	40.455	23-jul	13:25	40.021

Fuente: REE y elaboración propia

Por tanto, si bien el análisis realizado por el Operador del Sistema (OS) sobre la cobertura del escenario objetivo 2030 concluye que la demanda estaría asegurada, será necesario atender a las condiciones reales de demanda, generación y apoyo de sistemas vecinos en momentos más cercanos a cuando el OS tenga que realizar su informe motivado en el proceso administrativo de autorización del cierre de los grupos nucleares, tal y como establece el art. 53.5 de la Ley de Sector Eléctrico. Si esas condiciones no se cumplen, el instrumento disponible a corto plazo será prolongar algo más la operativa de esos grupos, con las condiciones económicas y acuerdos

³¹ Esta es la potencia más habitual en los hogares, si bien cabe esperar una potencia superior en un hogar con punto de recarga.

³² Se mide en “barras de central” y se corresponde con la energía inyectada en la red. Esa energía coincide con la generación, menos los consumos que se han hecho para bombeo y el enlace con Baleares, más el saldo de intercambios internacionales.

³³ Véase https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025_15.pdf.

³⁴ El uso dual de las bombas de calor es incierto, pues la evidencia sugiere su uso mayoritario en función de frío frente al uso como calefacción.

oportunos. En el PNIEC se echa en falta un mínimo ejercicio de simulación de la cobertura de la demanda ante escenarios alternativos.

El cierre de grupos nucleares conllevará también un aumento de emisiones de GEI, cuya magnitud dependerá del mix de generación que los sustituya. Un cálculo sencillo permite aproximar su impacto. En 2019 la generación eléctrica de origen nuclear fue de 55.824 GWh, por lo que en media cada uno de los siete grupos nucleares ha generado 7.975 GWh. Si la mitad de la generación de los cuatro grupos cuyo cierre está previsto para 2030 se sustituyese por generación por ciclos, y aplicando el factor de emisiones medio de los ciclos combinados en 2019 (0,46 tCO₂/MWh)³⁵, el resultado sería un aumento de 7,3 millones de toneladas de CO₂. La simulación realizada en el escenario objetivo del PNIEC resulta en una generación por ciclos en 2030 de 27,6 TWh. Esa generación estaría ligeramente por encima de la 2018 (26,4 TWh) pero claramente por debajo de la de 2019 (51,1 TWh), cuando ya se ha producido parte de la sustitución del carbón (no toda, pues en ese año aún generó 10,7 TWh).

Obviamente, el PNIEC ya contempla el impacto negativo del cierre de nucleares sobre las emisiones, pero ese impacto será tanto mayor al contemplado cuanto menor sea la entrada de potencia renovable respecto al escenario objetivo y el acompañamiento del almacenamiento no se produzca en la cuantía que se espera. Además, el efecto negativo del cierre en un contexto menos renovable que el previsto en el escenario objetivo tendría también consecuencias importantes sobre otras emisiones distintas a los gases de efecto invernadero. En ese sentido, es significativo que Jarvis *et al* (2019), al estudiar los costes y beneficios del cierre nuclear en Alemania (11 GW entre 2011 y 2017) estiman que el mayor impacto se produjo por el coste social asociado al cierre de los grupos nucleares. En concreto, estiman que el 70% de ese coste social, que evalúan en 12 mil millones de dólares anuales, se deriva del aumento de la tasa de mortalidad por el empeoramiento de la calidad del aire en zonas cercanas a las centrales de carbón y gas que entraron a sustituir a los grupos nucleares clausurados. Los autores estiman que la magnitud de esos costes ha superado ampliamente los beneficios del cierre (riesgo nuclear y reducción de residuos).

En relación con los ciclos combinados de gas, el PNIEC asume el mantenimiento completo de la capacidad de generación actual. Se trata de una hipótesis razonable, máxime dada la baja utilización que ha tenido en los últimos años ese parque de generación. Es significativo que, incluso en el contexto del cierre de cuatro grupos nucleares en 2030, el PNIEC prevea una generación bruta de 32.725 GWh en 2030 lo que, dada la capacidad instalada, viene a significar su funcionamiento en solo una séptima parte de las horas del año (1.230 horas). Es incierto el incentivo al mantenimiento de todos los grupos de ciclos combinados a medida que vaya aumentando el parque de generación renovable previsto en el mismo PNIEC, con un previsible repunte cuando comience el cierre de grupos nucleares. Lo más prudente es ir avanzando en el

³⁵ Adicionalmente, cabe señalar que el coeficiente de emisiones previsto para 2030 en la cogeneración es sustancialmente inferior al actual: 0,264 tCO₂/MWh, frente al 0,370 actual. Puede suponerse que esta considerable reducción deberá venir por mejoras en las plantas hacia una cogeneración de alta eficiencia, aunque en la medida específica sobre esta cuestión (medida 2.16) no se hace referencia a ello.

ámbito del diseño de mecanismos de capacidad³⁶, en el contexto de las directrices europeas. El objetivo no debería ser una remuneración de las plantas existentes, sino garantizar en todo momento la disponibilidad requerida (*adequacy*). El PNIEC actualizado introduce una consideración general sobre esta cuestión en la medida 4.4. A ese respecto debe recordarse que diversos países de nuestro entorno han ido sometiendo sus propuestas de mecanismos de capacidad a la aprobación de la Comisión Europea en cumplimiento de las Directrices sobre ayudas estatales en materia de protección del medio ambiente y energía 2014-2020³⁷.

Por último, señalar que el análisis anterior se ha centrado en el sistema peninsular, pues el análisis que el PNIEC hace de los sistemas no peninsulares es escaso. Sí se plantea un objetivo de que en 2030 la contribución de los combustibles fósiles en los subsistemas de Canarias se reduzca al menos un 50% respecto a 2019. En cualquier caso, en el PNIEC se adelanta que se desarrollará un plan específico sobre esta cuestión.

3.2.2 La entrada de generación renovable y el objetivo del 74%

El PNIEC asume un escenario objetivo con 50 GW y 39 GW de capacidad instalada en eólica y fotovoltaica, respectivamente. En ese ámbito, hay consenso sobre la ambición del objetivo de crecimiento, aunque naturalmente mucha incertidumbre sobre si se puede llegar al mismo. Según datos de Red Eléctrica de España, a final de 2019 había 25,7 GW de potencia eólica instalada (25,3 GW en la España peninsular), y 8,5 GW de potencia fotovoltaica (prácticamente todos en la península). Una simple regla de tres lleva a asumir la necesidad de entrada media de casi 2,5 GW anuales en eólica, y de 3 GW en fotovoltaica para llegar al 1 de enero de 2030 con la potencia prevista en el escenario objetivo. Hasta 2019, el año en que más potencia eólica había entrado en funcionamiento en España había sido 2007, con 2,6 nuevos GW. En el caso de la solar (fotovoltaica y termosolar) fue 2008, con 2,8 GW. En 2019 se produjo, sin embargo, un record en la entrada de generación fotovoltaica, con 4 GW instalados, a los que se sumaron 2,1 GW en eólica. Esos 6,1 GW se situarían, por tanto, por encima del ritmo anual necesario. Sin embargo, hay que recordar que esta entrada se ha visto estimulada por las condiciones de las dos subastas celebradas en 2017, que exigían la puesta en funcionamiento de las nuevas instalaciones antes de finalizar 2019 para evitar la penalización de perder los avales solicitados.

En cualquier caso, el PNIEC reconoce explícitamente que la distribución por tecnologías renovables está abierta, si bien deja “comprometido” el total de potencia instalada de

³⁶ Los mecanismos de capacidad abordan el problema de la reducción de horas de funcionamiento de algunas tecnologías (por ejemplo, de tipo térmico) que acompaña a la penetración de generación renovable cuando, al mismo tiempo, se necesita de esas tecnologías para dar respaldo al sistema. En ese contexto, aunque esas tecnologías sean necesarias, puede ocurrir que la remuneración que percibirían vía mercado (esto es, por la venta de la energía generada) no diera una señal de precio suficiente para incentivar la entrada. Esos mecanismos de apoyo se diseñan pues para estimular la entrada de nueva generación o, en su caso, para prevenir el cierre de las ya existentes. Las directrices europeas señalan las condiciones mínimas que deben cumplirse en el diseño de esos mecanismos por parte de los EEMM para evitar ser declaradas como ayudas de estado ilegales. Entre ellas, que esos apoyos se den en condiciones competitivas.

³⁷ Véase https://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/state_aid_to_secure_electricity_supply_en.html

renovables. En el caso de la termosolar, el borrador del PNIEC apuesta por un aumento muy relevante, que llevaría al menos a doblar la potencia instalada. En las condiciones de costes de las distintas tecnologías, esto solo sería posible mediante el uso de subastas no neutrales tecnológicamente que establecieran condiciones retributivas específicas para esa tecnología. En cualquier caso, la aportación de capacidad de almacenamiento al sistema que proporciona la generación termosolar debería ponerse en relación con su sobre coste frente a otras alternativas, si se desea respetar los principios de neutralidad tecnológica y coste eficiencia.

Evidentemente, las condiciones de costes actuales no son comparables a las existentes hace una década. La configuración marginalista del mercado eléctrico facilita actualmente la entrada de generación renovable eólica y fotovoltaica, cuyos costes nivelados totales de largo plazo (incluyendo tanto costes de inversión como costes de operación y mantenimiento) se sitúan por debajo de los precios medios anuales de mercado. El elemento clave será sin duda la evolución del precio de mercado, que determinará la necesidad (y la intensidad) de un régimen de apoyo. El propio PNIEC estima que el precio de mercado se mantendrá alto en la próxima década, con precios por encima de 50 €/MWh. Sin embargo, existe bastante consenso de que se trata de un escenario optimista, en parte condicionado por los altos precios que se asumen para el gas, y se piensa que la entrada de renovables terminará deprimiendo los precios. Eso ocurrirá, por ejemplo, en momentos de máxima producción fotovoltaica, si bien es previsible que la propia demanda (por ejemplo, industrial) modifique también su curva de consumo horario para aprovechar esa reducción, aminorando así la caída. En ese contexto, el PNIEC apuesta por las subastas para la concesión de régimen retributivo como mecanismo de estímulo de la entrada. Parece razonable preguntarse si las condiciones de mercado en los próximos años hacen realmente necesario recurrir a ellas. De hecho, el enorme volumen de solicitudes de permisos de acceso y conexión para nuevas instalaciones de generación renovable sugiere que los esfuerzos deben dedicarse en primer lugar a definir con claridad las normas de acceso y conexión a la red. El sistema de subastas es, sin embargo, la principal medida que marca la diferencia en la entrada de generación renovable entre el escenario tendencial y objetivo, cuando no parece que su efecto diferencial debiera ser muy relevante bajo la rentabilidad de mercado esperada si realmente se mantuviera ese nivel de precios.

En el PNIEC se pone también mucho énfasis en el efecto del cambio del tipo de subasta, desde una basada en la subasta de capacidad, que fue el sistema utilizado en la de 2016 y las dos de 2017, hacia un sistema basado en el precio de la energía. Ambos tienen ventajas e inconvenientes, y en cualquier caso existen detalles en la configuración final que pueden limitarlos. En general, la principal ventaja de la subasta de capacidad es que genera predictibilidad para la retribución del sistema, ya que se retribuye sobre el valor inicial de la inversión, que es conocido y se ha basado en valores unitarios de referencia. Que se efectúe o no finalmente esa retribución específica a las nuevas plantas depende en última instancia del precio del mercado, pues el diseño permite calcular un sobre coste unitario marginal (en €/MWh), que es el que se compara con el precio de mercado para saber si se tiene derecho o

no a la retribución extra-mercado³⁸. En esa comparación se utilizan unas bandas de precios que permite la compartición de riesgos entre el productor y el sistema (véase Rodríguez, 2018).

El caso de una subasta de energía, donde se establece directamente un precio (o varios, si cada generador casada recibe lo ofertado, *pay as bid*), genera más incertidumbre sobre el gasto total para el sistema. Sin embargo, en relación con el sistema de capacidad utilizado en España, es más sencillo, no depende del amplio conjunto de parámetros que se asumen en el sistema de asignación y obviamente garantiza un precio cierto (o un suelo de precios si el resultado de la subasta cierra por debajo del precio de mercado). Cualquiera de los dos sistemas permite integrar limitaciones para evitar la concentración en un número reducido de empresas (teniendo en cuenta también su capacidad instalada previa), lo que parece conveniente para delinear un mercado de generación renovable con mayor competencia. También cualquiera de ellos puede integrar criterios de selección adicionales, hacerse en puja única (sobre cerrado) o mediante sistemas dinámicos, etc.

Sin embargo, dadas las incertidumbres asociadas, convendría que el Ministerio competente pudiese actuar con la flexibilidad necesaria en todo momento para elegir cupos y diseños, sin atarse a un sistema rígido³⁹. Por un lado, subastas repetidas pueden generar aprendizajes y facilitar comportamientos colusivos entre los participantes. Por otro lado, las subastas de energía que se plantean son un medio alternativo al establecimiento de contratos de energía a largo plazo entre contrapartes privadas (los conocidos como *Power Purchasing Agreements*, o PPA), lo que implica desplazar actividades y riesgos privados hacia un sistema de aseguramiento público. Por último, el propio anuncio desestimula la entrada vía mercado y favorece una estrategia de esperar y ver. Como se ha señalado con anterioridad, la dificultad marginal de entrada de la generación renovable será mayor en el futuro, cuando el stock instalado sea mayor y los precios de mercado hayan caído, así como la capacidad de extraer un precio mayor por el coeficiente de apuntamiento⁴⁰. En ese contexto, y aunque también cabe esperar menores costes de inversión que los actuales, el apoyo mediante sistemas de retribución extra-mercado puede

³⁸ Por ejemplo, en la primera de las dos subastas celebradas en 2017 se estableció un valor unitario de inversión para fotovoltaica igual a 1,2 M€ por MW instalado. La retribución anual a la inversión asociada era de 36.908 €/MW. El porcentaje máximo de reducción permitido (que es el parámetro sobre el que se subasta) fue del 51,22%. Ese porcentaje, aplicado a un coeficiente específico (que era igual para fotovoltaica y eólica) determinaba una reducción máxima de la inversión que, dividida por las horas de funcionamiento, determinaba el sobre coste unitario marginal máximo en €/MWh, esto es, el suelo de reducción en la subasta. En ese caso fue de -9,462 €/MWh y ese fue el resultado de la subasta. Ese sobre coste se pone en relación con el precio previsto (como en el caso del resto de las renovables con régimen retributivo específico) de modo que si, la diferencia es mayor que ese valor (con bandas de precio), se “activa” la retribución.

³⁹ Véase Keay y Robinson (2019) para un análisis sobre los límites de las subastas que implican compromisos a largo plazo en el sector eléctrico.

⁴⁰ El precio de mercado no refleja realmente el precio obtenido por cada tecnología, pues ello depende de cuál es su curva de producción intradiaria. Por ejemplo, en el caso de la generación fotovoltaica, su producción coincide con las horas con mayor precio (horas diurnas), por lo que el precio medio “relevante”, esto es, corregido por ese *factor de apuntamiento*, es en torno a un 2% superior al precio medio diario. Obviamente, el aumento de producción fotovoltaica deprimirá ese factor de apuntamiento.

ser más relevante que en la actualidad. Por tanto, dejar cerrado un cupo mínimo anual a subastar no permite ajustarse a todas estas circunstancias.

Como se señaló con anterioridad, el reparto entre lo que corresponde al escenario tendencial y al objetivo es, por su propia naturaleza, bastante arbitrario, por lo que en este trabajo no se incide en ello. Solo quiero señalar que de la reducción de 36 MtCO₂-eq que se prevén en el sector de generación eléctrica a lo largo de la década, casi dos tercios (22,4 MtCO₂-eq) sería el efecto adicional del escenario objetivo sobre el tendencial. Ello muestra la relevancia del efecto que se concede a las medidas propuestas más allá del resultado que cabría esperar de la simple dinámica del mercado sin medidas adicionales, que se supone que estaría contemplado en el escenario tendencial.

Por último, hay que señalar que el PNIEC confiere gran importancia al incremento de potencia de generación en bombeo hidráulico, que sin duda puede jugar un papel importante en un contexto de alta penetración de generación renovable. Todo ese incremento se produciría en bombeo puro, que pasaría de 3,3 GW en la actualidad a 6,8 GW, mientras que el bombeo mixto⁴¹ se mantendría en los 2,7 GW actuales. La cuestión del tratamiento regulatorio del almacenamiento, junto al de agregación de la demanda⁴², es sin duda unos de los principales retos regulatorios para los próximos años.

La Comisión Europea publicó en junio de 2019 una Comunicación en la que realiza el análisis conjunto de los PNIEC nacionales, si bien la evaluación de la coherencia de todos ellos con los objetivos conjuntos vinculantes se realizará en el quinto informe sobre el estado de la Unión Energética. Con los planes provisionales de los EEMM, la cuota de energías renovables en 2030, se sitúa en el intervalo 30,4%-31,9% para el conjunto de la UE, esto es, por debajo del 32% propuesto. En ese contexto, la Comisión llama la atención a los países menos ambiciosos, mientras que España está en el grupo de cinco países con mayor ambición en esta dimensión (junto a Dinamarca, Estonia, Lituania y Portugal). De hecho, la CE ha calculado, con una metodología específica definida en el Anexo II del Reglamento de Gobernanza, cuál sería el nivel a alcanzar en 2030 y cuál es el propuesto en el PNIEC. Por ejemplo, Bélgica propone un 18,3% mientras que el nivel que calcula la CE está en el 25%. Por el contrario, España plantea un 42% y la CE obtiene, con su fórmula para 2030, un 32%. Más allá del tamaño de esa diferencia, que depende de la herramienta de cálculo de la CE, lo más significativo es que solo Lituania presenta un objetivo tan ambicioso como España en términos de diferencia entre la cuota calculada por la CE y la planteada como objetivo en el PNIEC.

⁴¹ En el bombeo puro el vaso superior solo recibe agua bombeada desde el vaso inferior, mientras que en el bombeo mixto el vaso superior puede recibir aportaciones adicionales de agua.

⁴² Los consumidores individuales, dado su pequeño tamaño, no pueden ofrecer servicios de ajuste al sistema. Por ello, el nuevo paquete regulatorio ha puesto mucho énfasis en la aparición de nuevos agentes que agreguen la demanda de muchos consumidores. En buena medida esta agregación se ve estimulada por el desarrollo de recursos distribuidos (generación distribuida, gestión de carga de vehículos eléctricos, etc.). Por el lado de la oferta, los servicios de ajuste han sido prestados solo por unidades térmicas e hidráulicas, si bien desde 2016 se han ido integrando también unidades de generación eólica

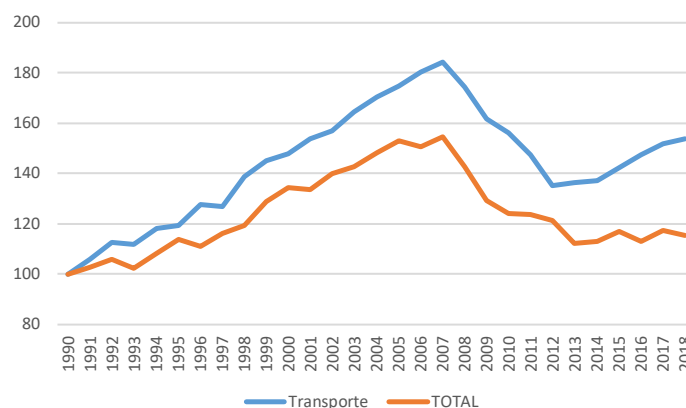
3.3 La descarbonización del transporte

3.3.1 Cambio modal

Está fuera de duda que el transporte debe contribuir de forma decisiva a la reducción de las emisiones de GEI. Esto es así porque el transporte es el sector con mayor peso en las emisiones totales brutas de GEI de España (27% en 2018) y, sobre todo, porque es el principal causante del aumento de estas desde 1990. De hecho, el transporte ha contribuido con un 70% del incremento total en las emisiones de GEI brutas registradas en España entre 1990 y 2018⁴³.

Los datos más recientes de 2018 indican que esa tendencia persiste, con un crecimiento interanual de emisiones del 1,4%, frente al descenso global del 1,7%. El subsector de transporte por carretera representa más del 90% de las emisiones de este sector, si bien es la aviación doméstica el medio de transporte que refleja mayor crecimiento en los últimos años.

Gráfico 3: Emisiones GEI brutas: sector transporte y total (Índice 1990=100)



Fuente: Sistema Español de Inventario y Proyecciones de Emisiones a la Atmósfera de gases de efecto invernadero y contaminantes atmosféricos (Miteco) y elaboración propia.

Dado el peso y la evolución de las emisiones del sector de transporte, no es de extrañar que buena parte de los resultados globales esperados en el PNIEC pasen por la previsión realizada para este sector, consistente en una reducción del 31% en las emisiones entre 2020 y 2030. En concreto, se desea pasar de 87.058 tCO₂ en 2020 a 59.875 tCO₂ en 2030. En el escenario objetivo del PNIEC el sector transporte sería el segundo contribuyente a la reducción de emisiones, tras el sector de generación eléctrica.

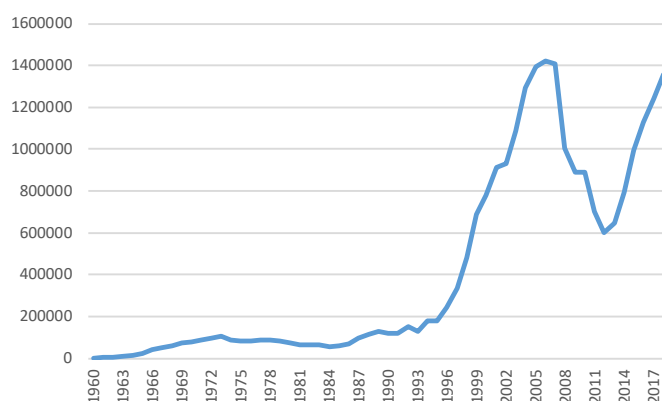
A la vista del Gráfico 3, se asume pues una auténtica ruptura en la serie histórica de evolución de las emisiones en el transporte. El dato previsto en el escenario objetivo es superior en un 3,7% al registrado en 2018, por lo que la ruptura de la tendencia creciente mostrada tendría que estar produciéndose ya para ser coherente con el trazado del escenario objetivo. Es cierto que

⁴³ Mientras las emisiones totales pasaron de 289,4 MtCO₂eq en 1990 a 334,2 en 2018, las emisiones del transporte pasaron de 58,7 a 90,3 MtCO₂eq.

entre 2007 y 2013 las emisiones del transporte se redujeron un 27%, pero obviamente ello se produjo en coincidencia con una notable reducción de actividad como consecuencia de la profunda crisis económica. Así, según los datos del Observatorio del Transporte y la Logística en España (Ministerio de Fomento), en términos de pasajeros por carretera se pasó de 410,2 miles de millones (m.m.) de viajeros-km en 2009 a 350,4 m.m. en 2014. En el caso del transporte de mercancías por carretera, la reducción en toneladas-km fue desde 352,5 m.m. en 2007 hasta 237,5 m.m. en 2013. A partir de entonces se ha producido un considerable aumento en el transporte de pasajeros y de mercancías, sin llegar a alcanzar los niveles previos a la crisis.

Debe partirse de que parte de la reducción que cabe esperar en las emisiones del transporte a 2030 se basará en la significativa reducción de las emisiones por la renovación del parque de vehículos. El Reglamento 2019/631 fija nuevos estándares de emisión, que llevarían a una reducción en los turismos nuevos que podría alcanzar el 30% en 2030 respecto a los niveles medios de 2021. Eso se añade a la reducción en curso de las emisiones, que para 2021 tendrán que ser un 40% inferiores a las emisiones medias de 2007 (esto es, 95 grCO₂/km frente a las 158,7 medias de 2007). Para 2030, la rotación del parque, con salida de los vehículos más antiguos y la entrada de vehículos con estándares de emisiones más exigentes, es un elemento que deberá contribuir significativamente al abatimiento de las emisiones del transporte.

Gráfico 4: Distribución de edades del parque de turismos (año de matriculación)



Fuente: Dirección General de Tráfico y elaboración propia.

El Gráfico 4 muestra la distribución de edades (año de matriculación) del parque de turismos en 2018, con los datos de la Dirección General de Tráfico⁴⁴. En la actualidad, la edad mediana de un vehículo matriculado en España es de 13 años. Evidentemente, esto tiene importantes repercusiones desde el punto de vista medioambiental. Por ejemplo, menos del 28% de los turismos, según datos de la DGT para 2018, tienen distintivo medioambiental C, ECO o CERO. Sin embargo, también es cierto que la edad debe ponerse en relación con los kilómetros recorridos, pues hay una relación inversa entre ambas variables. Así, los datos de DGT elaborados sobre los kilometrajes registrados en las ITV en 2016 y 2017 indican que un turismo

⁴⁴ Se omiten 12.012 vehículos con fecha de matriculación anterior a 1960.

de 0 a 4 años realiza una media de 19.689 kms/año, frente a 10.532 kms/año de un vehículo de 10 a 14 años. Diferencias más acusadas se presentan en otros medios, como las furgonetas (30.251 vs 11.010) o los autobuses y camiones pesados. Esto implica que la renovación del parque, en la medida en que desplaza a vehículos más antiguos, no tiene un efecto reductor de las emisiones totales como el que cabría esperar simplemente computando el uso medio del conjunto de vehículos que, por ejemplo, en el caso de los turismos se sitúa en 12.266 kms/año. El Recuadro 1 muestra los resultados de un análisis específico sobre esta cuestión.

En cualquier caso, aun teniendo en cuenta esa relación inversa entre la edad del parque actual y los kilómetros recorridos, no hay duda de que la reducción de la edad media del parque de vehículos será un elemento muy importante en la evolución de las emisiones del transporte. El PNIEC no realiza ninguna estimación sobre ello y, sobre todo, no explicita ningún mecanismo concreto de actuación ni evalúa necesidades financieras y de apoyo, más allá de promover de forma especial los turismos clasificados como A o B según la clasificación energética del IDEA. Sin embargo, sí hay una estimación de cuál es el objetivo de ahorro en la medida de renovación del parque automovilístico: 2.519 ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo) entre 2021 y 2030, lo que representa un 6,8% del ahorro de energía final esperado para ese periodo.

Pese a que la renovación del parque debe ser un elemento relevante, el elemento tractor más importante para explicar la ruptura en la evolución de las emisiones en el transporte que prevé el PNIEC se basaría en una reducción muy significativa de los pasajeros/Km en vehículos convencionales de combustión. El PNIEC señala en varias ocasiones que el valor esperado de esa reducción es del 35%, si bien luego matiza que esa cifra se refiere a los entornos urbanos, y que se espera también una reducción en los tráficos interurbanos del 1,5% anual. En la Tabla A.54 se puede apreciar que la reducción esperada en pasajeros-km en automóviles (escenario objetivo) es realmente del 18% entre 2020 y 2030. Esa reducción estaría fundamentada en el efecto de dos catalizadores: la generalización de restricciones de acceso al centro urbano en ciudades de más de 50.000 habitantes y el aumento en la penetración del vehículo eléctrico. El tercer posible catalizador sería el aumento en el uso de biocarburantes pero el PNIEC, en coherencia con la orientación europea en este ámbito, prevé una evolución a la baja en el uso de biocarburantes a lo largo del periodo 2021-2030 (desde 2.348 a 2.111 ktep)⁴⁵. A continuación se analizan las dos medidas principales.

Recuadro 1: ¿Cuánto CO₂ emite el parque de turismos, según antigüedad?

El inventario de emisiones de gases de efecto invernadero de 2018 (MITECO) indica que las emisiones de CO₂ de los coches (subclase IPCC 1.A.3.b.i) ascendieron a 50.803 MtCO₂. No existe información sobre cómo se reparten esas emisiones según la antigüedad del parque de turismos, por lo que en este Recuadro se realiza un cálculo utilizando la mejor información disponible. En concreto, se hace uso de las siguientes bases de datos y fuentes:

⁴⁵ El fomento de biocarburantes se plasmó en unos objetivos anuales mínimos y obligatorios de venta o consumo. Esos objetivos son crecientes hasta 2020, cuando debería alcanzarse el 8,5%. El cumplimiento de la obligación es certificada por la CNMC.

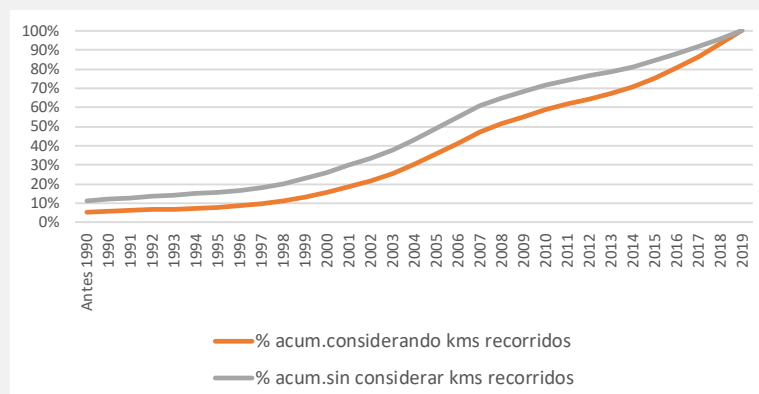
1. La base de datos de la Dirección General de Tráfico (DGT) permite conocer el año de matriculación del parque de 24.449.998 turismos a 31 de diciembre de 2019. Los matriculados antes de 1991 se agrupan en un solo dato (este primer grupo representa el 7,98% del total).

2. La circulación media de los vehículos difiere notablemente según su antigüedad. La DGT muestra en su web los resultados de un estudio realizado sobre los kilómetros anuales recorridos y anotados en las Inspecciones Técnicas de Vehículos (ITV) en los años 2016 y 2017. Los resultados se agrupan por cinco segmentos de edades (0-4 años, 5 a 9 años, 10 a 14 años, 15 a 19 años, 20 años y más). Se ha supuesto que el dato proporcionado se corresponde con el punto medio del intervalo (2, 7, 12 y 17 años, respectivamente), extrapolándose los kilómetros de modo lineal para el resto de años. En el caso de vehículos anteriores a 1995 se asume la misma reducción tendencial hasta 1990, manteniéndose desde entonces constante para todos los vehículos en el primer grupo. De ese modo, todos los vehículos matriculados en 1990 o antes circularían 6.111 kms/año, mientras que los vehículos matriculados en 2019 circularían 20.500 kms/año.

3. Las tasas de emisiones de los vehículos nuevos matriculados en cada año (gramos de CO₂/Km) se han obtenido de la base de datos de la Agencia Europea de Medio Ambiente, que proporciona información para cada país y año. El dato de los vehículos matriculados en 2019 no está aún disponible, por lo que se ha asumido que es el mismo que en 2018. Asimismo, la serie de datos parte de 2001, por lo que para años previos se ha supuesto una tendencia coherente con los datos europeos mostrados en el trabajo de Helmers *et al* (2019). De ese modo, se asumen unas emisiones de 214 g CO₂/Km para los vehículos matriculados en 1990 o antes.

El Gráfico R.1 muestra, en la línea roja, el porcentaje acumulado de emisiones según la antigüedad del parque de turismos existente a final de 2019. Los vehículos con más de 10 años de antigüedad, esto es, matriculados en 2008 o antes, serían responsables del 51% de las emisiones totales en 2019. Como se ha señalado, en ese cálculo se ha tenido en cuenta la menor utilización de vehículos más antiguos (según los datos de las ITV), que suaviza considerablemente el efecto de sus mayores emisiones unitarias (por kilómetro recorrido) de CO₂. Si las diferencias en los kilómetros recorridos por vehículos de distintas edades no se tuviesen en cuenta, los turismos matriculados en 2008 o antes serían responsables del 65% de las emisiones del total de turismos en 2019 (línea gris en el Gráfico C.1). En todos estos cálculos no se han considerado otros contaminantes atmosféricos, donde las diferencias entre vehículos antiguos y nuevos son mucho mayores que las vinculadas a emisiones de dióxido de carbono.

Gráfico R.1 Emisiones del parque de turismos en 2019: emisiones acumuladas de CO₂ según antigüedad



Fuente: DGT, Agencia Europea de Medioambiente, Helmers *et al* (2019) y elaboración propia.

En primer lugar, la medida encaminada a favorecer el cambio modal es la aprobación de Planes de Movilidad Urbana Sostenible (PMUS), que deben generalizarse en las ciudades de más de 50.000 habitantes a partir de 2023, así como la implementación de Planes de Transporte al Trabajo (PTT). Los resultados que puedan alcanzarse con los PMUS van a depender del nivel de

ambición en su diseño y en su implementación práctica, que depende en gran medida de las corporaciones locales y la normativa autonómica. Por ello, la estimación de una caída del 35% en los pasajeros-km en vehículos convencionales en entornos urbanos por su desplazamiento a otros medios en 2030 es una hipótesis cuyo cumplimiento puede ser complicado⁴⁶. Además, ese desplazamiento no implica que lo hagan hacia modos no emisores. Gran parte del parque de autobuses seguirá utilizando combustión tradicional en esa fecha, y ese desplazamiento de pasajeros requeriría de un aumento de los medios de transporte urbano o de la utilización de la capacidad disponible. De hecho, el PNIEC plantea un escenario de aumento de pasajeros-km en autobuses del 85% entre 2020 y 2030, y del 137% en ferrocarril. Según los datos del Observatorio del Transporte y la Logística en España (Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana), el crecimiento del transporte ferroviario de viajeros en España entre 2005 y 2018, que además coincidió con la entrada en servicio de nuevas líneas de AVE, fue del 34,6%. Ello indica la dificultad de doblar el número de viajeros-km en la próxima década. Además, no debe olvidarse que en 2030 el factor de emisión en la generación eléctrica será más reducido que el actual pero no nulo, por lo que la sustitución a transporte eléctrico (incluyendo autobuses y líneas de tren electrificadas) reduce considerablemente las emisiones, pero no implica un desplazamiento hacia un medio no emisor.

El otro componente del cambio modal en el transporte se refiere al desplazamiento del transporte de mercancías por carretera al ferrocarril. En transporte de mercancías se asume que las tkm crecen un 3% en carretera, pero que crecen un 199% en ferrocarril. Ello llevaría a que la cuota ferroviaria pasase del 4% en 2020 a casi el 11% en 2030. El objetivo de aumentar la cuota de transporte ferroviaria en mercancías es un objetivo largamente ambicionado⁴⁷, pero la realidad es que tras el crecimiento registrado en la cuota entre 2011 y 2014 (del 4,1% al 5,1% en tkm netas), desde entonces ha registrado una caída y estancamiento, hasta alcanzar el 4,3% en 2018 (CNMC, 2019).

Por último, también está previsto que se hagan obligatorios los PTT para empresas de más de 250 trabajadores. Según los datos de Seguridad Social, un 22% de los afiliados trabajan en empresas de tamaño superior a ese umbral, luego el alcance potencial de la medida es significativo, aunque limitado.

3.3.2 Penetración de vehículos eléctricos

El segundo eje por el que se desea avanzar en la descarbonización del transporte es el despliegue de la movilidad eléctrica que, como en el caso del cambio modal, en el PNIEC se considera como una medida de eficiencia energética. En este ámbito, el PNIEC asume un parque de 5 millones

⁴⁶ En este ámbito el PNIEC y la Ley de Cambio Climático y Transición Energética se complementan con el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA), aprobado en septiembre de 2019. En el PNCCA se establecen medidas encaminadas a la limitación de contaminantes, siguiendo los límites fijados en la Directiva de Techos Nacionales de Emisión para 2030. Estos se refieren a dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles no metánicos, amoníaco y partículas finas.

⁴⁷ Se encontraba ya presente, por ejemplo, en el Plan Estratégico para el Impulso del Transporte Ferroviario de Mercancías en España (2010).

de vehículos eléctricos en 2030. La evolución del grado de penetración del vehículo eléctrico es uno de los aspectos que mayor incertidumbre suscita⁴⁸. Este constituye un ejemplo de la dificultad de trazar previsiones sobre transición tecnológica cuando, aunque no hay dudas de que en el largo plazo los nuevos turismos, motocicletas y furgonetas no generarán emisiones, sí existen serias incertidumbres sobre el trazado de la curva de penetración a lo largo de al menos las próximas dos décadas. Dados los porcentajes de matriculación actuales de vehículos eléctricos, disponer de un parque de 5 millones de vehículos eléctricos en 2030 (incluyendo coches, furgonetas, motos y autobuses) es muy difícil de lograr, incluso bajo escenarios optimistas. Un sencillo ejercicio permite observarlo. El Cuadro 3 muestra el parque eléctrico de los vehículos considerados, a diciembre de 2019, según su fecha de matriculación agrupada por periodos:

Cuadro 3. Parque de vehículos eléctricos en diciembre de 2019 (total y años de matriculación)

	Año de matriculación			Total
	Antes de 2010	2010-2014	2015-2019	
Autobuses	17	58	332	407
Camiones hasta 3500kg	271	373	1.526	2.170
Furgonetas	16	519	4.535	5.070
Motocicletas	481	3.997	14.606	19.084
Turismos	42	2.462	36.445	38.949

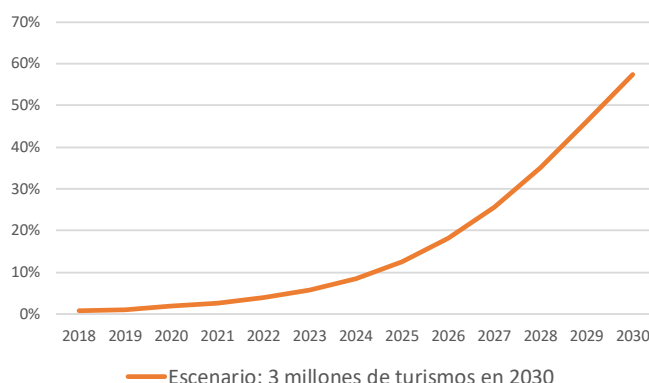
Fuente: Dirección General de Tráfico y elaboración propia

El PNIEC plantea un escenario objetivo con unos 3 millones de turismos eléctricos y más de 2 millones de motocicletas, camiones ligeros y autobuses. A esas cifras habría que llegar desde los aproximadamente 39 y 26 mil unidades actuales, respectivamente. Las curvas de penetración (nuevas matriculaciones) necesarias para alcanzar estos objetivos implican porcentajes muy elevados de matriculación de vehículos eléctricos en la segunda mitad de la década actual. Como ejemplo, el Gráfico 5 muestra una curva de penetración para turismos, definida como matriculaciones anuales de turismos eléctricos sobre el total de matriculaciones anuales, que sería compatible con un stock de 3 millones de unidades en 2030. Se asume una matriculación de 1,4 M de turismos/año, en línea con lo registrado en los últimos años, y una distribución logística⁴⁹. Como puede apreciarse, suponiendo que en 2025 se alcanzase un porcentaje del 10% (esto es, diez veces el porcentaje actual, equivalente a casi 120.000 turismos eléctricos nuevos), habría que llegar hasta porcentajes cercanos al 60% al final de la década para lograr acumular un stock de 3 millones de turismos eléctricos en ese momento.

⁴⁸ Algunos análisis (Deloitte, 2018) han indicado incluso una cifra mayor para esa fecha, pero en esos análisis el parque funciona como un mecanismo de ajuste para lograr las emisiones deseadas.

⁴⁹ La distribución logística es $cdf = 1 / (1 + e^{-\frac{z-\mu}{s}})$, donde se ha supuesto $\mu=10,4$ y $s=2,2$.

Gráfico 5. Peso de los turismos eléctricos en las matriculaciones totales
Valores necesarios para alcanzar los objetivos de electrificación de turismos



Fuente: Elaboración propia con datos del parque de turismos y matriculaciones de la DGT.

No cabe duda de que se transita a una electrificación del parque de vehículos, excepto en el caso del transporte pesado de mercancías, donde la alternativa del gas es la que se vislumbra más probable. En ese sentido, la urgencia climática y el contexto tecnológico y regulatorio determinan un nuevo escenario que no existía en el pasado cuando ya se realizaron previsiones muy optimistas en este ámbito, que se incumplieron de modo rotundo. La cuestión discutible es la velocidad de ese cambio. La penetración del vehículo eléctrico depende ahora mismo de modo decisivo de los mecanismos de apoyo público, excepto probablemente en las flotas y reparto urbano. Eso es razonable en un estadio inicial y todos los países han implementado medidas en ese sentido, máxime cuando el coche eléctrico tiene un sustituto muy cercano: el coche con combustión tradicional. En ese sentido, aunque la comparativa con transiciones tecnológicas anteriores puede resultar de interés, no debe olvidarse que el automóvil es un equipamiento caro y de baja rotación, y que el consumidor dispone de alternativas tecnológicas a un vehículo eléctrico que le proporciona el mismo servicio⁵⁰. Pero es evidente que solo es posible un incremento sostenido y relevante de la penetración si los consumidores se encuentran con más variedad de producto y, sobre todo, con menores precios.

Las previsiones indican que el diferencial de precios actual entre la versión eléctrica y la versión estándar de un mismo vehículo podría desaparecer a mediados de esta década. Ahora mismo la batería supone un 40-50% del coste de un VE, pero la curva de reducción de precios por kW/h es muy marcada. La previsión más reciente de Bloomberg News Energy Finance es que en 2023 se alcance un precio de baterías (100 \$/kWh) que permitiría la paridad entre un turismo eléctrico y uno de combustión tradicional. Eso implica una caída del 36% frente el precio medio registrado en 2019 (156 \$/kWh). Aunque se trata de una reducción significativa en muy poco tiempo, hay que tener en cuenta la acusada pendiente de la curva de aprendizaje: en 2010 el precio medio era de 1.100 \$/kWh.

Sin embargo, se trata de una previsión, con diversos elementos de incertidumbre, incluido el posible problema de encarecimiento de materias primas y de disponibilidad de baterías y la disponibilidad de puntos de recarga. En relación con la red de recarga pública, hay que recordar

⁵⁰ La tasa de difusión de nuevas tecnologías está muy afectada por esos factores. Un ejemplo clásico son las lavadoras, cuyo sustituto es el lavado manual.

la existencia de un importante número de usuarios potenciales que no disponen de plaza de garaje y no pueden por tanto tener acceso en sus hogares a recarga nocturna, que es la que va a ofrecer un menor coste. Esos usuarios tendrán menores incentivos al cambio al vehículo eléctrico, ya que en ese caso la ventaja de costes de uso respecto al de combustión son menores que para un usuario que recargue en su plaza de garaje con carga lenta. Por tanto, la disponibilidad de puntos de recarga rápida (50 kW o más) es crítica, tal y como se contempla en el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética. La nueva regulación de peajes eléctricos de la CNMC también contempla un tratamiento especial para incentivar el despliegue de puntos de recarga eléctricos, consistente en el traslado de una parte importante de los peajes desde el término de potencia hacia el término de energía⁵¹.

En cualquier caso, la apuesta por la electrificación debe acompañarse de medidas regulatorias con bajo impacto económico pero que facilitan la penetración del vehículo eléctrico. En particular, es importante la transposición de la Directiva 2018/844⁵² para imponer conductos para cables eléctricos en cada plaza de aparcamiento. La disponibilidad inmediata de esa canalización o preinstalación es un elemento impulsor en la decisión de adquisición de un vehículo eléctrico, pues el usuario de la misma solo tiene que instalar el aparato de recarga. Como comparación, en 2001, más de una década antes de que comenzase de modo generalizado el despliegue de la fibra hasta los hogares en España, se aprobó un Real Decreto sobre infraestructuras comunes de telecomunicaciones para el acceso a los servicios de telecomunicación en el interior de los edificios y de la actividad de instalación de equipos y sistemas de telecomunicaciones. Ello facilitó, una década después, el despliegue de la fibra en España, pues se contaba con un stock de edificios con las infraestructuras necesarias.

En definitiva, el PNIEC espera que, como consecuencia del cambio modal, la penetración de vehículos eléctricos y el uso de biocarburantes, el 28% del consumo final de energía en el transporte sea renovable en 2030. Hay que tener en cuenta que el objetivo para el conjunto de la UE es del 14%, por lo que se doblaría el objetivo europeo para ese año. España, por tanto, ha optado por fijar un objetivo muy ambicioso pero difícil de alcanzar⁵³. El PNIEC estima una reducción del consumo de biocombustibles a lo largo del periodo, consumo que deberá basarse de modo creciente en biocombustibles avanzados. Por tanto, gran parte del objetivo del 28% solo se podrá lograr por la electrificación del parque de vehículos y el desplazamiento a modos de transporte que usen energía eléctrica.

Por último, y en relación con el ahorro energético, el transporte es el sector que, según el PNIEC, contribuirá con el mayor porcentaje de ahorro de energía final. En concreto, se prevé que un 38% de la reducción acumulada (2021-2030) en el consumo final de energía provenga de ese sector. Los valores e hipótesis que sustentan todos los cálculos realizados no son claros, pero llama la atención que, por ejemplo, el ahorro de ktep derivado del uso más eficiente de modos

⁵¹ Esta mayor variabilización de los peajes trata de hacer frente a la baja utilización de los puntos de recarga públicos al inicio de la actividad y se introdujo, con carácter opcional, en la versión final de la metodología de peajes eléctricos.

⁵² En la reciente actualización del Código de Edificación de diciembre de 2019 (RD 732/2019) no se ha traspuesto la Directiva (UE) 2018/844.

⁵³ En la versión inicial del PNIEC se estimaba alcanzar un 22% de renovables en el transporte.

de transporte (2.221 ktep), que básicamente consiste en cursos y formación de personal, así como en una medida de aumento de la masa máxima autorizada en camiones, conduzcan a un ahorro de energía final parecido al de la renovación del parque de vehículos

3.4. Las inversiones en el PNIEC

El elemento tractor que impulsa el crecimiento económico y la creación de empleo en el PNIEC es la nueva inversión asociada a las medidas y mecanismos de actuación que se proponen. Las inversiones totales requeridas se valoran en 241 mil millones de euros, acumulados entre 2021 y 2030. Se supone que la mayor parte de esas inversiones no se producirían en un escenario tendencial, pues las inversiones asociadas al escenario objetivo son un 81,2% del total previsto. Esto es relevante porque el impacto macroeconómico del PNIEC se calcula a partir de la diferencia en las inversiones entre el escenario objetivo y el tendencial. Asimismo, en ese volumen no se computan las inversiones en renovables térmicas en el sector industrial y agrícola ni las efectuadas en el transporte ferroviario. Estas últimas son especialmente importantes, por el papel que se espera del sector ferroviario en el cambio modal, como se ha comentado previamente.

Para poner estas cifras en perspectiva, los datos de Contabilidad Nacional para 2018 (avance) indican que la Formación Bruta de Capital Fijo en activos fijos materiales⁵⁴ ascendió a 190.990 millones de euros, repartida en un 60,4% en construcción y el resto en maquinaria y bienes de equipo⁵⁵. Esa cifra representó un 15,9% del PIB en ese año. Por tanto, la inversión anual adicional que se asocia a las medidas del PNIEC se situaría en, aproximadamente, el 10% de la FBCF en activos fijos que podría esperarse para la próxima década, si se entiende que el dato de 2018 es representativo de un entorno de crecimiento medio. Ese impulso sobre la FBCF va a generar necesariamente efectos multiplicadores sobre la actividad económica. De hecho, el PNIEC calcula un efecto de aumento del PIB del entorno de 25.000 M€ en 2030, lo que representaría un 1,8% del PIB en 2030 (un 1,2% en 2025).

El principal volumen de inversiones se asocia a la entrada de nueva generación renovable, que contabilizaría casi 92 m.m. de euros. Una parte importante de las medidas que se describen en el PNIEC van encaminadas a facilitar la entrada de nueva generación renovable. Entre ellas, se presta especial atención a las subastas para la asignación de un régimen retributivo específico, para el que se prevé establecer un calendario plurianual y pasar a un sistema con la energía como producto a subastar y el precio de dicha energía como variable sobre la que se oferta. En cualquier caso, además de las ventajas e inconvenientes que presenta este sistema frente a uno basado en la subasta de capacidad (que fue el utilizado en las subastas de 2016 y 2017), es relevante realizar la reflexión del papel que jugaría la subasta en un momento en que hay una entrada muy importante de capacidad que no ha optado por acudir al régimen retributivo específico, sino que lo hace en condiciones de mercado (sin el suelo de precios que ofrece la

⁵⁴ A esos activos hay que añadir los productos de la propiedad intelectual (39.561 M€) y los recursos biológicos cultivados (3.033 M€), que no se consideran relevantes para la comparación.

⁵⁵ En 2016 la inversión de la rama Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado ascendió a 16.495 M€.

subasta) o estableciendo contratos de compras de largo plazo (PPA) para facilitar la inversión. Además, en el PNIEC se abre la posibilidad de subastas específicas por tecnologías, una opción cuestionable que debería ponerse en consonancia con el principio general de neutralidad y minimización de costes. Cuestión distinta es que se trate de proyectos de demostración y desarrollo de reducida potencia, para los que también se prevé un desarrollo específico de subastas.

La nueva generación renovable prevista en el escenario objetivo (comparando 2020 y 2030) es de 62.315 MW, lo que resulta en un coste medio 1,47 M€ por MW instalado de generación renovable. Sin embargo, el PNIEC no explicita los cálculos realizados que llevan al resultado de 91.765 M€ de inversión en renovables. Para constatar en qué medida se trata de un valor creíble, el Cuadro 4 muestra los resultados de una evaluación sencilla de costes de inversión a lo largo del periodo analizado. Para ello se parte de distribuir de modo lineal, a lo largo de diez años, el aumento de potencia de cada una de las energías de generación eléctrica renovable entre 2020 y 2030 que se plantea en el escenario objetivo del PNIEC. En relación con los costes de inversión de cada una de las tecnologías, los supuestos realizados son los siguientes:

- En eólica se utiliza la media global ponderada que proporciona IRENA (2019) para 2018: 1,5 M\$/MW y se asume una reducción adicional del 30% a lo largo del periodo, que será en buena medida resultado del aumento del tamaño de los aerogeneradores. Cabe señalar que la reducción media del coste medio de la energía en eólica en tierra fue del 82% entre 1983 y 2018.
- En fotovoltaica también se utiliza la media global ponderada que proporciona IRENA (2019) para 2018: 1,21 M\$/MW y se asume una reducción adicional del 40% a lo largo del periodo. Los costes de inversión en fotovoltaica centralizada en los principales mercados cayeron en un intervalo del 66% al 84% entre 2010 y 2018.
- En termosolar, Irena (2019) indica que los costes de inversión en 2018 para proyectos con capacidad de almacenamiento entre 4 y 8 horas o más oscilaron entre 3,2 M\$/MW y 7,3 M\$/MW. Se ha escogido el valor de 5 M\$/MW y se ha supuesto una reducción del 20% hasta 2030. Irena también indica que el coste medio nivelado⁵⁶ de la inversión en nuevas termosolares cayó de 0.27–0.48 \$/kWh en 2010 a 0.10–0.28 \$/kWh en 2018.
- En hidráulica se ha utilizado el dato de Irena (2019) que señala que el coste medio en 2018 fue de 1,5 M\$/MW, sabiendo que es un coste medio con una enorme dispersión. Se supone que se mantiene a lo largo de todo el periodo.
- En el caso del bombeo puro se ha utilizado como referencia la central de Cortes- La Muela (2000 MW y 1.200 M€ de inversión, lo que arroja 1,67 M€/MW). En este caso, Irena (2013) señalaba que las plantas de bombeo una tecnología madura y no esperan reducciones de costes en el periodo hasta 2030.
- En el caso de biomasa y resto de renovables, se ha utilizado un coste de inversión de 2 M€/MW, similar al valor de la reciente central de biomasa de Puertollano de Ence (100

⁵⁶ El coste medio nivelado se calcula como el valor presente descontado de los flujos de gasto, incluyendo tanto gastos de inversión como de operación y mantenimiento, a lo largo de la vida útil de la instalación, en relación con la energía generada a lo largo de esa vida. Es una forma de comparar tecnologías con estructuras de costes y de funcionamiento dispares.

millones de inversión y 50 MW de potencia). Se supone el mantenimiento de costes de inversión a lo largo del periodo.

Con los supuestos realizados, el valor de la inversión (en euros corrientes) a lo largo del periodo resulta inferior al contemplado en el PNIEC en aproximadamente 10 mil millones de euros. En cualquier caso, el ejercicio alerta de posibles ineficiencias en el patrón de inversión previsto en el PNIEC. El caso más significativo es la comparativa entre la solar fotovoltaica y la termosolar: la termosolar representaría el 25% de la inversión necesaria pero aportaría sólo el 8% del aumento de potencia renovable previsto en el escenario objetivo, mientras que la fotovoltaica absorbería un 32% de la inversión pero aportaría un 48% del aumento de potencia renovable. Esas diferencias solo se reducen ligeramente si en vez de potencia se considera generación, pues cada MW de termosolar produce un 16,5% más que en fotovoltaica (con datos del año 2018). Ello alerta sobre la necesidad de que, aunque puedan proporcionar servicios adicionales (en particular de almacenamiento), se haga una valoración estricta de costes y beneficios que evite repetir errores del pasado, máxime si requieren de apoyo retributivo público.

Cuadro 4. Evaluación de costes de inversión en renovables según incremento lineal de la potencia del escenario objetivo

	Potencia en escenario objetivo		Costes unitarios de inversión (€/MW)		Costes anualizados de inversión en renovables										
	2020	2030	2020	2030	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
Eólica (terrestre y marítima)	28033	50333	1,36	0,95	2950	2858	2767	2676	2585	2494	2402	2311	2220	2129	25392
Solar fotovoltaica	9071	39181	1,10	0,66	3180	3047	2915	2782	2650	2517	2385	2252	2120	1987	25834
Solar termoeléctrica	2303	7303	4,55	3,64	2227	2182	2136	2091	2045	2000	1955	1909	1864	1818	20227
Hidráulica	14109	14609	1,36	1,36	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	682
Bombeo Puro	3337	6837	1,67	1,67	585	585	585	585	585	585	585	585	585	585	5845
Biogás	211	241	2,00	2,00	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	60
Otras renovables	0	80	2,00	2,00	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	160
Biomasa	613	1408	2,00	2,00	159	159	159	159	159	159	159	159	159	159	1590
TOTAL RENOVABLES	57677	119992			9190	8921	8652	8383	8114	7844	7575	7306	7037	6768	79790

Fuente: Elaboración propia con datos de IRENA (2017 y 2019) e inversiones singulares.

Por lo que se refiere a las inversiones en ahorro y eficiencia, éstas se asignan en su totalidad al escenario objetivo y se valoran en 83.540 M€. Son las segundas en importancia, tras las asociadas a la entrada de generación renovable, pero las primeras en términos de inversión adicional, esto es, en términos de diferencia entre el escenario objetivo y el tendencial. Esto se deriva de que todas las inversiones en ahorro y eficiencia se imputan al escenario objetivo. Un tercio serían cubiertas con ayudas de las AAPP y un 6% con fondos UE. La intervención pública más intensa sería en transporte, donde se prevé que el 44% de la inversión de 30.179 millones de euros provendría de las AAPP (a la que se añadiría un 4% proveniente de UE). Esa inversión pública sería para apoyo al cambio modal, fundamentalmente mediante el apoyo a las medidas contenidas en los Planes de Movilidad Urbana Sostenible a desarrollar (14.505 millones) y a las actuaciones de los PTT (265 millones). No se conoce el detalle del cálculo realizado, pero dado que en 2018 hay 145 municipios con más de 50.000 habitantes, que serían los obligados a disponer de un PMUS, la inversión media por municipio en el caso de los PMUS se estima en 100 millones de euros. Se trata de una inversión media nada desdeñable, aunque evidentemente será muy variable en función del municipio.

Adicionalmente, el PNIEC prevé una inversión muy ambiciosa para mejorar la eficiencia energética de los edificios públicos (más de 34 mil millones de euros), pues se plantea superar el objetivo de renovación anual del 3% de la superficie edificada fijado por la Directiva de Eficiencia Energética en su artículo 5. Además, el plan extiende ese objetivo a las administraciones territoriales. La inversión en renovación de edificios incluye actuaciones en la envolvente térmica en 1,2 M de viviendas hasta 2030 y la renovación de instalaciones de calefacción y ACS en 300.000 viviendas/año. Un 18% de esa inversión provendría de ayudas públicas.

Es importante señalar que el Reglamento señala explícitamente que "Los Estados miembros deben aplicar el principio de «primero, la eficiencia energética», que implica que, antes de adoptar decisiones de planificación, estrategia e inversión en materia de energía, se debe examinar si existen medidas alternativas en materia de eficiencia energética que sean eficientes en costes y adecuadas desde las perspectivas técnica, económica y medioambiental y puedan sustituir total o parcialmente a las medidas de planificación, estrategia e inversión previstas, y que permitan alcanzar aun así los objetivos de las decisiones correspondientes". La eficiencia es sin duda un aspecto muy importante, pero es clave entender que siempre que sea "eficiente en costes". Esto se indica porque existe un debate extendido sobre la "eficiencia primero" que tiende a olvidar ese aspecto crucial. La eficiencia compite con alternativas (incluida la inversión en generación no emisora), y las alternativas deben juzgarse por sus costes relativos y las emisiones evitadas.

Por último, el tercer grupo de inversiones contempladas en el PNIEC, por orden de importancia en volumen, son las inversiones en redes. Entre ellas, el volumen asignado a la red de transporte asciende a 8.975 M€. Es un valor que se ha calculado sobre la base de 73.000 €/MW por nueva potencia renovable (con 75 GW nuevos), más 3.500 M€ por interconexiones. En el periodo de planificación 2015-2020 la inversión contemplada en la red de transporte (incluyendo las modificaciones puntuales realizadas a finales de 2019) asciende a 4.652 M€. Por tanto, la cifra total contemplada en el PNEC resulta equiparable con la correspondiente al periodo de

planificación vigente, si bien unas pocas instalaciones singulares (particularmente las interconexiones) pueden afectar notablemente a la misma. En relación con la red de distribución, se contemplan unas inversiones de 22.667 M€, calculadas también sobre la base de unos coeficientes asociados a la entrada de capacidad de generación renovable. En cualquier caso, salvo circunstancias excepcionales tasadas en la norma, las inversiones con derecho a retribución en la distribución no pueden superar el 0,13% del PIB anual previsto, circunstancia que es supervisada con detalle por la CNMC.

Aunque las inversiones son el principal elemento tractor sobre los efectos socioeconómicos que se asocian al PNIEC, este no ofrece un cuadro integrado con las distintas inversiones contempladas, sino distintos cuadros con información parcial, incluyendo la previsión sobre el uso de fondos públicos. El Cuadro 5 ofrece esa información, agrupada según las categorías contempladas en el Plan. Como se explica en la nota a pie de cuadro, no es posible sin embargo reconstruir, con la información suministrada, toda la distribución de fondos públicos por instrumentos.

**Cuadro 5. Cuadro de inversiones previstas en el PNIEC (en millones de euros),
escenario objetivo**

Categorías	Tipología		Inv.Total	Inv. Pública⁽¹⁾
Renovables (91.765)	Eléctricas		91.108	0
	Térmicas		657	0
Eficiencia/ahorro (83.450)	Transporte	PMUS	14.505	14.505
		Renovación parque	15.336	0
		Otros	338	
	Industrial		7.750	1.782
	Residencial		34.822	6.268
	Servicios		6.891	5.168
	Agricultura		3.896	935
Redes (41.560)	Transporte e interconexiones		8.975	0
	Distribución y otros		22.667	795
	Infraestructura recarga VE		9.918	0
Electrificación (17.019)	Transporte	Turismos	384	
		Furgonetas	159	
		Motocicletas	85	
		Autobuses y otros	14.271	
	Bombas de calor		2.120	64
Difusos no energéticos (3.606)	Agricultura		142	0
	Residuos		1.305	1.187
	Gases fluorados		220	0
	Sumideros		1.939	1.667
Nucleares y carbón (3.921)	Nucleares	Ordinaria	2.104	0
		Extensión vida útil	1.495	0
		Gestión y desmantelamiento	101	0
	Carbón		221	0
	TOTAL			241.409

Notas: (1) Incluye AAPP y fondos UE. (2) El volumen de inversiones públicas que se estiman en el PNIEC ascienden a 50.900 millones; sin embargo, no siempre se ofrece información detallada por categorías, por lo que la información que aquí se ofrece es la que es posible inferir de los cuadros del documento con la evaluación del impacto económico, social y sobre la salud pública.

Fuente: Elaboración propia a partir de PNIEC.

4. Reflexiones finales

En este trabajo se han analizado los principales objetivos, con sus políticas y medidas más relevantes, contemplados en el borrador actualizado del PNIEC. Poder disponer de un plan como el PNIEC es, sin duda, positivo y ofrece dos ventajas principales. La más obvia es que permite detallar y reflexionar sobre la multiplicidad de medidas que se propone adoptar en un periodo determinado, en este caso 2021-2030, para lograr una senda de emisiones que sea compatible con una economía descarbonizada a mediados de siglo. Dada la naturaleza transversal del problema, con multiplicidad de agentes, decisiones y tecnologías, no existe un instrumento único, ni siquiera un conjunto reducido de medidas que por sí solas sean capaces de ofrecer soluciones y, por tanto, es razonable que un plan de este tipo ofrezca un amplio catálogo de medidas y actuaciones. Otra cuestión es la ordenación y prioridades que se establezcan entre las mismas, como posteriormente se referirá.

Sin embargo, tal vez la principal ventaja de un plan integrado no se deriva de la disponibilidad del documento en sí, sino del proceso de evaluación continua de los avances y resultados que el Reglamento de Gobernanza impone a los EEMM. Si se hacen correctamente, esas evaluaciones deberían redirigir medidas, corrigiendo errores y focalizando esfuerzos de modo temprano. En ese sentido, dado el estado de “efervescencia” del sector energético, es más que previsible que muchas de las medidas planteadas en un plan pensado y escrito en 2019 queden parcialmente desfasadas en pocos años.

En parte, ello se derivará de avances en la investigación y la innovación en diversos procesos y productos, de difícil predicción. Algunos de esos avances (por ejemplo, en las diversas tecnologías de almacenamiento) pueden ir más rápido de lo esperado y, en ese sentido, facilitar la transición energética o, por el contrario, pueden retrasarse más de lo que ahora mismo se espera y dificultarla. Naturalmente, esos avances no son exógenos a la regulación y al apoyo desde el sistema público de ciencia e innovación, cuestión esta última contemplada en el PNIEC pero no tratada en este trabajo. Pero tener presente el principio de neutralidad tecnológica es siempre necesario para evitar repetir errores ya cometidos.

La reducción de emisiones en la década 2020-2030 vendrá conducida por la descarbonización de la generación eléctrica y los progresos en la descarbonización del transporte. Se trata, sin embargo, de dos situaciones distintas. En el primer caso la tecnología de generación sin emisiones directas es claramente competitiva con tecnologías emisoras, por lo que los aspectos regulatorios son claves para facilitar la entrada de nueva potencia renovable. En ese sentido, la ordenación del acceso y conexión de las nuevas instalaciones es prioritaria, y la discusión del diseño concreto de subastas de un régimen retributivo específico es menos relevante que asegurar la efectividad del resultado de la misma mediante compromisos firmes y garantizar que se minimicen los costes para el sistema eléctrico. Si la entrada de generación renovable no se produce en la (exigente) cuantía prevista en el escenario objetivo, o no se cumplen otros supuestos como la ampliación de las interconexiones con países vecinos, habrá que valorar detenidamente el efecto del cierre del parque nuclear sobre la seguridad de suministro y sobre las emisiones.

La situación es muy distinta en el caso del transporte. Aquí la solución tecnológica, que pasa fundamentalmente por la electrificación del parque, está mucho menos madura y se enfrenta todavía a la necesidad de avanzar en la curva de aprendizaje para reducir los costes medios, fundamentalmente en las baterías. En ese sentido, aunque tanto el objetivo de penetración de renovables en el mix eléctrico (74%) como en el consumo final del transporte (28%) para 2030 son muy ambiciosos, el primero es difícil pero alcanzable mientras que es poco verosímil que se pueda alcanzar el segundo. Para lograrlo, el PNIEC se apoya fundamentalmente en una penetración de vehículos eléctricos a 2030 muy alta y poco realista (5 millones), pues tiene que concentrarse casi en su totalidad en la segunda mitad de la década, combinada con una reducción del consumo final en transporte derivado de un cambio modal muy intenso hacia medios de transporte colectivos, tanto para las personas como para las mercancías (en este caso, hacia el tren). Aun reconociendo la relevancia y el potencial de los Planes de Movilidad Urbana Sostenible, su éxito depende de la voluntad y ambición de una multiplicidad de administraciones y de decisiones individuales de los consumidores, a diferencia de la regulación en el caso del sector eléctrico que, aunque integre de modo creciente a los consumidores (por el lado de la gestión de la demanda), se basa y seguirá basándose en el lado de la oferta. Asimismo, para la electrificación del parque de vehículos en estos próximos años es clave, como señala Sebastián (2019), actuar por el lado de políticas de oferta, ya que las decisiones de los consumidores dependen de los costes y prestaciones relativas. Por ello, aunque puntos de recarga y volumen del parque de vehículos eléctricos son vasos comunicantes, tiene sentido en este momento apostar más por los primeros que por las políticas de apoyo a la adquisición de vehículos eléctricos.

Como se ha señalado, el PNIEC concentra muchos esfuerzos en la reducción de emisiones en la generación eléctrica y el transporte, sectores que conjuntamente representarían dos tercios de la reducción de emisiones prevista para 2030. Obviamente, hay medidas encaminadas a la reducción de emisiones en otras actividades económicas, como en el sector agrario/ganadero y en la industria. Un ejemplo de las primeras es el conjunto de medidas en el tratamiento de purines, donde las posibilidades de mejora son amplias y evidentes. En el caso de la industria, las posibilidades en esta década son claramente más limitadas y están por llegar los desarrollos tecnológicos que permitan el desplazamiento hacia procesos no emisores. Este será sin duda uno de los retos más importantes para la descarbonización a largo plazo, máxime cuando las mejoras de eficiencia energética en los procesos productivos están ya razonablemente muy explotadas por parte de las empresas industriales y la electrificación no es siempre una alternativa tecnológicamente viable.

El enfoque europeo para la descarbonización prioriza las políticas de eficiencia energética, acuñando el término de *"efficiency first"*, siempre que estas sean, y esto es muy importante, eficientes en costes. Probablemente hablar de eficiencia es algo confuso y es más simple referirse al ahorro energético. La discusión de esos asuntos va más allá de este trabajo, pero no debe olvidarse de que la energía es y seguirá siendo un input básico en la actividad económica. Evidentemente, el problema surge de la externalidad negativa (emisiones de GEI y otros contaminantes atmosféricos) del consumo energético. Dado que tanto las opciones de cambiar hacia fuentes no emisoras como la de disminuir el consumo son válidas desde el punto de vista

del fin perseguido en la lucha contra el cambio climático (reducir emisiones), los méritos de ambas deben valorarse en términos de los costes netos (costes de inversión y operación menos valor de la energía ahorrada) en relación con las emisiones evitadas. Esa evaluación permitiría ordenar los méritos de cada inversión, máxime cuando se destinan fondos públicos.

Al presentar el PNIEC el amplísimo conjunto de medidas (78 en total) como un catálogo, no se valora que algunas medidas compiten con otras. Un ejemplo en ese sentido son las actuaciones de mejora de la envolvente térmica de edificios residenciales. Esta actuación, que se contempla en la medida 2.6, plantea actuaciones sobre 1,2 millones de viviendas. Lo razonable en este caso es evaluar la inversión e impactos en emisiones de esas actuaciones en relación con otras alternativas también contempladas en el PNIEC, como la incorporación de fuentes renovables en instalaciones térmicas, por ejemplo, a través de bombas de calor (incluidas en la medida 1.6). Es decir, el número de viviendas sobre las que actuar debería ser el resultado de ese análisis de costes normalizados por emisiones evitadas entre alternativas relevantes cuando estas compiten entre sí. La frecuente argumentación de otros efectos asociados a la rehabilitación energética mediante envolventes, particularmente los efectos inductores sobre el empleo, no deberían ser considerados si realmente lo que se desea es maximizar la reducción de emisiones al mínimo coste. Ese análisis de costes relativos es un ámbito a desarrollar, máxime en el caso del sector residencial, para el que se prevé la segunda mayor reducción relativa de emisiones, tras la generación eléctrica.

El PNIEC de España ha propuesto unos objetivos ciertamente ambiciosos, como pone de manifiesto la Comunicación de la Comisión Europea de junio de 2019 en la que realiza el análisis conjunto de los PNIEC nacionales. Pese a todo ello, las condiciones naturales en España facilitan el objetivo de penetración de renovables. Sin embargo, plantear también objetivos igualmente ambiciosos, muy por encima de los objetivos europeos, en medidas de ahorro/eficiencia no tiene por qué ser la estrategia óptima. Por ello, el PNIEC debe garantizar el máximo efecto con los recursos puestos a disposición, sean estos de origen privado o público, máxime dada la importante movilización de inversión que se requiere. Ello exige la realización de análisis de costes y beneficios que tengan en cuenta las alternativas tecnológicas y regulatorias disponibles.

La otra gran debilidad del PNIEC es la reforma fiscal medioambiental, que solo merece una breve mención en la última de las medidas de descarbonización propuesta. Existe un amplio consenso sobre la necesidad de una reforma fiscal que ordene y reoriente la fiscalidad energética, internalizando los impactos medioambientales de cada producto energético bajo un principio de neutralidad fiscal en la elección del consumidor sobre las distintas fuentes de energía. Sin embargo, el año transcurrido entre el borrador inicial y el actualizado no ha servido para avanzar mínimamente en el contenido de la medida propuesta, que se encomienda al Ministerio de Hacienda. Reconociendo que no es un asunto sencillo y que cualquier diseño requerirá de gradualidad en su aplicación y consideraciones sobre colectivos eximibles, en Sanz y Rodríguez (2019) se hace una detallada exposición sobre la propuesta de reforma fiscal medioambiental planteada en el informe de la Comisión de expertos. Bajo las premisas de que no debe implicar un aumento del gasto público ni debe poner en peligro la sostenibilidad financiera y económica del sistema eléctrico y gasista, esa propuesta se basa en principios básicos como el de internalización de costes medioambientales, en sustitución de la imposición actual, y la

necesidad de que todos los consumidores asuman los costes que inducen. En cualquier caso, como allí se señalaba, la reforma medioambiental que deberá desarrollarse no debe circunscribirse a la equiparación del tipo impositivo entre el diésel y la gasolina.

En cualquier caso, el PNIEC es solo un primer paso en una estrategia de largo plazo, que exige de un intenso proceso de seguimiento y adaptación de las actuaciones, así como de la evaluación de los resultados. Eso es más importante que el largo desglose de medidas a adoptar que se pueda plantear en cualquier planificación.

Referencias

- Cerdá, E. y Solaun, K. (2019): Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 116, 109415.
- Comisión de Expertos de Transición Energética (2018): Análisis y propuestas para la descarbonización. http://www6.mityc.es/aplicaciones/transicionenergetica/informe_cexpertos_20180402_veditado.pdf
- Comisión Europea (2019a): Commission Staff Working Paper SWD(2019) 212 final.
- Comisión Europea (2019b): Assessment of the draft National Energy and Climate Plan of Spain, SWD(2019) 262 final.
- ENTSO-E (2019): Mid-term Adequacy Forecast 2019 Appendix 2: Methodology . 2019 edition
- European Environment Agency (2019): Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2017 and inventory report 2019. Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol.
- Helmets, E., Leitão, J., Tietge, U. y Butler, T. (2019): CO2-equivalent emissions from European passenger vehicles in the years 1995–2015 based on real-world use: Assessing the climate benefit of the European “diesel boom”, *Atmospheric Environment* 198, p. 122-132.
- ICCP (2018): *Global Warming of 1.5º*.
- IRENA (2017): Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency.
- IRENA (2019): Renewable Power Generation Costs in 2018, International Renewable Energy Agency.
- Jarvis, S., Deschenes, O. y Jha, A. (2019): The private and external costs of Germany’s nuclear phase-out, *NBER Working Paper* 26598.
- Keay, M. y Robinson, D. (2019): The Limits of Auctions: reflections on the role of central purchaser auctions for long-term commitments on electricity systems, *The Oxford Institute for Energy Studies (OIES Paper EL 34)*.
- Rodríguez, D. (2018): Quince cuestiones sobre regulación de la energía eléctrica en España, *Documento de Trabajo de Fedea* (eee 2018-28).
- Rodríguez, D. (2019): Los objetivos de descarbonización y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, *Presupuesto y Gasto Público* 4/2019, p. 79-102.
- Sánchez, I. (2019): La asignación gratuita de derechos de emisión y las subastas de derechos de emisión en España, *Documento de Trabajo de Fedea* (eee 2019-20).
- Sanz, J. y Rodríguez, D. (2019): El PNIEC y su principal reto pendiente: la reforma fiscal medioambiental, *Presupuesto y Gasto Público*, 4/2019, p. 103-120.
- Sebastián, M. (2019): La electrificación del transporte, *Presupuesto y Gasto Público*, 4/2019, p. 59-78.
- Stern, N (2018): Public economics as if time matters: Climate change and the dynamics of policy, *Journal of Public Economics* 162 (Special Issue): 4-17.