

Los objetivos de descarbonización y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima: una valoración

DIEGO RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ
UCM y Fedea

Recibido: Julio 2019
Aceptado: Octubre 2019

Resumen

El objetivo de este trabajo es doble. Por un lado, se describe con detalle el conjunto de objetivos y compromisos de la Unión Europea para la descarbonización de la actividad económica, así como la estrategia de gobernanza aprobada con el fin de conducir esa transición energética. Por otro lado, se analizan las principales características del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España, en su versión provisional, que constituye el instrumento central de esa estrategia de gobernanza para la próxima década. Ese análisis permite poner de manifiesto tanto sus elementos más positivos como, también, sus principales debilidades.

Palabras clave: cambio climático, transición energética, gobernanza, generación renovable, eficiencia.

Clasificación JEL: Q48, Q54, Q55.

Abstract

The goal of this paper is twofold. On the one hand, it describes the set of objectives and commitments of the European Union for the decarbonization of economic activity, as well as the governance strategy approved in order to drive this energy transition. On the other hand, main characteristics of the Spanish National Energy and Climate Plan (provisional version) are analyzed. It constitutes the central instrument of this governance strategy for the next decade. This analysis reveals both its positive elements and its main weaknesses.

Key words: climate change, energy transition, governance, renewable generation, efficiency.

JEL Classification: Q48, Q54, Q55.

1. Introducción

En los últimos años, la agenda de la política medioambiental y 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 conocido, 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,

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

así como proseguir los esfuerzos para limitarlo a un aumento por debajo de 1,5°C. Para ello se estima 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.

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. En el ámbito específico de la política energética, ello lleva a que los aspectos relativos a las consecuencias medioambientales de la generación y consumo de energía cobren todo el protagonismo frente a los otros dos componentes sobre los que tradicionalmente ha pivotado la intervención regulatoria europea en este ámbito: 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.

En ese contexto, la Comisión Europea ha liderado en los últimos años un ambicioso paquete regulatorio, culminado en los últimos meses de la *Comisión Juncker*. Las discusiones sobre los distintos aspectos contenidos en este paquete han sido muy intensas, tanto entre los Estados Miembros (EEMM) en el Consejo, como con la Comisión y el Parlamento Europeo. Un aspecto central de esas discusiones ha sido los compromisos sobre determinados objetivos a alcanzar en términos de la penetración de generación renovable y de ganancias de eficiencia energética para el año 2030. La nueva presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, también ha señalado a un *Green Deal* europeo como la primera de sus seis ambiciones para el mandato de los próximos cinco años, planteando incrementar el grado de ambición de los objetivos de descarbonización.

El nuevo paquete³ de “Energía limpia para todos los europeos” se ha construido sobre dos elementos claves: el papel de 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 componente 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 Estados Miembros (EEMM). En particular, un componente fundamental del Reglamento de Gobernanza es la obligación que impone sobre los EEMM para que estos elaboren sus Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) y una estrategia climática de largo plazo.

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

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>.

Este trabajo persigue un doble objetivo. Por un lado, describir el conjunto de objetivos y compromisos de la Unión Europea en el marco de la descarbonización de la actividad económica, así como la estrategia de gobernanza aprobada con el fin de conducir esa transición energética. Por otro lado, se analizan con detalle las principales características del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, que constituye el instrumento central de esa estrategia de gobernanza para la próxima década. Ese análisis permite poner de manifiesto tanto sus elementos más positivos como, también, sus principales debilidades. En el momento de finalización de este trabajo (noviembre de 2019), aún se desconoce la versión definitiva del PNIEC, por lo que algunos de los valores específicos que aquí se usan podrían registrar cierta alteración, previsiblemente pequeña, en la versión final.

La estructura que se sigue en el trabajo parte, en el apartado segundo, de clarificar cuáles son los compromisos específicos que se habían marcado para el año 2020 y los nuevos objetivos comprometidos a 2030. En el tercer apartado se describe el diseño de gobernanza de la transición que se configura en el Reglamento específico sobre esta materia. El cuarto apartado analiza los principales aspectos del PNIEC y su comparativa con los planes nacionales de otros países europeos, también en versión provisional.

2. Los objetivos europeos a 2020 y 2030

La Unión Europea estableció, en un Consejo Europeo de marzo de 2007, 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 caso⁵. 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 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.

Actualmente, el cumplimiento de esos objetivos parece probable 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% en ese periodo. 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 mix de consumo energético en el conjunto de la UE; en 2017 se alcanzaba ya el 17,5%. La comunicación sobre la consecución de objetivos a 2020 deberá realizarse antes del 30 de abril de 2022.

En el caso de España, cuyos objetivos coinciden con los mismos niveles comprometidos para el conjunto de la UE, es incierto que se alcancen en términos de energías renovables y eficiencia, pero claramente no se alcanzará en el caso de la reducción de emisiones. La entrada de nueva capacidad instalada en generación fotovoltaica y eólica, procedente en una parte

⁵ 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*.

importante de las tres subastas de asignación del régimen retributivo específico celebradas en 2016 y 2017, será un elemento decisivo en el cumplimiento del objetivo de penetración de generación renovable. De nuevo, 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 conjunto de consumos energéticos.

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 cierra el nuevo paquete regulatorio y 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. Por otro lado, en la segunda mitad de la pasada década algunos países, como España, se encontraban en un proceso de apoyo a la penetración de nueva generación de energías renovables (fundamentalmente en la generación de electricidad), que claramente se encontraban en situación de desventajas de costes frente a las tecnologías térmicas tradicionales. Ello contribuyó a la generación de desequilibrios financieros entre los ingresos y los pagos regulados, que se solventaron mediante el aumento de cargos adicionales en el precio final de la electricidad y, también, mediante la acumulación de una importante deuda. 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 modo que la nueva generación renovable es la fuente de generación con menores costes medios, incluyendo entre ellos 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 nuclear.

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 Kioto⁶. 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. La reducción global de emisiones de GEI tiene a su vez dos subobjetivos. Por un lado, una reducción del 43% (respecto a 2005) 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 industria-

⁶ El Protocolo de Kioto dejará de estar vigente a partir de 2020, pero se mantienen las obligaciones de reporte de los inventarios de emisiones.

les 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 de las emisiones difusas respecto de los niveles de 2005⁷, que se repartía por países. En el caso de España, el objetivo también se situó en una reducción del 10%. 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%, 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 consumida, no sobre la generación eléctrica, y que las situaciones de partida en 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 en el consumo final 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, 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, en 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 de 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 que se plantea es en términos de mejora de la eficiencia energética del 32,5% respecto a un indicador de referencia basado en una proyección del uso de energía para 2030. El objetivo se puede poner también en términos de menor consumo energético, medido en millones de toneladas equivalente de petróleo. Ese menor consumo energético de combustibles fósiles tiene consecuencias favorables desde el punto de vista de seguridad de suministro o de 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,

⁷ En ese año comienza el ETS europeo y de ahí que la comparativa adopte ese año como referencia.

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.

Como en el caso de la penetración de generación renovable, no se han prefijado objetivos nacionales de eficiencia energética sino que los EEMM deben establecerlos en su planificación. Además, se ha dejado flexibilidad a estos para que elijan la variable sobre la que se va a establecer el objetivo nacional (consumo final, primario o intensidad energética). Asimismo, el objetivo del 32,5% se complementa, en la revisión de la Directiva de Eficiencia, con otros objetivos de ahorro energético.

Junto al gran objetivo de reducción de emisiones, con dos objetivos instrumentales de generación renovable y eficiencia, existe un conjunto de objetivos secundarios. En particular, se ha enfatizado la necesidad de reforzar la interconexión eléctrica entre los EEMM para 2030. En ese caso, se ha propuesto un nivel de interconexión eléctrica del 15%, superior en cinco puntos porcentuales al fijado a principios de la pasada década. En realidad, es un nivel que supera ampliamente la mayoría de países europeos, con la lógica excepción de las islas (Reino Unido, Irlanda, Chipre, Malta) y, fuera de ese grupo, algunos países del este, 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 2023.

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 baterías⁸ 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.

3. La gobernanza de la transición

Los objetivos a 2030 que se han descrito en el apartado anterior 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

⁸ A European Strategy for Low-Emission Mobility (COM(2016) 501 final), 20 July 2016.

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, al alza, a lo largo del tiempo. 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).

El mecanismo que se define en el Reglamento de Gobernanza, aprobado en diciembre de 2018, tiene como propósito fundamental alcanzar los objetivos que se han descrito en el apartado 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. Los PNIEC 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.

En los PNIEC deben establecerse 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.

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, si deberán ser tenidas en cuenta. Un aspecto clave es el reparto de la “ambición común”, tratando de evitar comportamientos oportunistas⁹. 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), de modo que los EEMM que se encontraran por debajo de esos puntos deberían de aplicar medidas adicionales. 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 tratan 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 tem-

⁹ Un Estado podría no tener en cuenta la recomendación de la Comisión, pero en ese caso debe justificar los motivos.

pranos”, 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 venido en llamar el escenario objetivo *vs* el escenario tendencial. Evidentemente, un aspecto clave es qué se imputa a cada escenario, especialmente al tendencial, pues dónde se situó 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.

El Reglamento también prevé que los EEMM puedan cooperar regionalmente entre sí, aunque no parece que esto haya sucedido. Esta no es una cuestión irrelevante, porque por ejemplo en el caso de España muchas hipótesis sobre lo que pueda ocurrir en términos del mix de generación eléctrica y las 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 y 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).

4. 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 por la Comisión, que emitió recomendaciones en junio de 2019 (Comisión Europea, 2019). El plan definitivo debe estar ya publicado antes de finales de 2019, para que entre en vigor en enero de 2020. A él le acompañarán 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 i) ser coherente con la estrategia de largo plazo, que define el objetivo de neutralidad de emisiones en 2050, y ii) ser coherente 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 eficiencia energética.

A continuación se analiza cada una de las cuestiones fundamentales. Aunque el Plan se estructura en cinco dimensiones (descarbonización, eficiencia, seguridad, mercado interior e investigación, innovación y competitividad) y dos bloques (general y parte analítica), en este trabajo se hace una aproximación más transversal, con independencia de en qué dimensión o bloque ha sido integrada cada cuestión.

4.1. Emisiones de GEI

La reducción de emisiones de GEI en la UE entre 1990 y 2017 fue del 23%. Por tanto, el objetivo de reducción de emisiones de un 40% para el conjunto de la UE es factible, y probablemente se supere cuando todas las medidas regulatorias estén implementadas; muy en particular, las relativas a estándares de emisiones más exigentes en el sector de 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 propone una reducción de emisiones del 21% en 2030 respecto a 1990. Esto es, la reducción esperada en España entre 2017 (118, con base 1990=100) y 2030 (79, con base 1990=100) sería del 33%, lo que supone un 50% más de la que se plantea como objetivo para el conjunto de la UE (33% vs 22%). Si todos los objetivos se cumplen, ello reduciría la brecha desde los 41 puntos porcentuales actuales (=118-77) hasta 19 puntos porcentuales (=79-60) en poco más de una década. Se trata de una convergencia deseable, pero sin duda difícil de alcanzar¹⁰.

El avance del inventario de 2018 indica una reducción del 2,2% de las emisiones en ese año, lo que llevaría a un aumento del 15,4% respecto a 1990 y una reducción del 24,5% respecto a 2005. Ese dato, aunque positivo, se benefició de un año hidrológicamente bueno, lo que llevó a 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 (-15,7%) se viera en gran parte compensada con el aumento de emisiones en el resto de actividades, particularmente en transporte (2,7%), residencial, comercial e institucional (1,9%) e industria (2,0%).

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 36,5 millones de

¹⁰ 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) está en fase de cálculo y se incorporará al PNIEC definitivo.

tCO₂ (casi un 30% de las emisiones sujetas al régimen de comercio de derechos de emisión), y a 11,2 en el periodo de enero a septiembre de 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. Aunque la generación por carbón será sustituida en gran medida por generación por ciclos (sobre todo en los primeros años de la década), el factor de emisiones de estos últimos es notablemente más reducido. El PNIEC prevé que el 43,7% de la reducción total de emisiones entre 2020 y 2030 provendrá de las menores emisiones en la generación eléctrica.

Antes de entrar en las medidas propuestas para alcanzar ese objetivo y los supuestos realizados en el PNIEC es importante indicar: i) cómo se desagrega el objetivo general entre la parte correspondiente a sectores difusos y sometidos al ETS y ii) cuál es la contribución relativa que se espera de los grandes emisores

Los sectores sometidos al ETS¹¹ supusieron en España el 38,2% de las emisiones totales en 2018 (127,4 MtCO₂). La reducción de emisiones esperada en ellos es del 60% respecto a 2005. 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 pueda cumplirse 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. Además, la tendencia decreciente en el mecanismo de asignación gratuita aumenta notablemente los incentivos de descarbonización de los sectores que tradicionalmente han venido disfrutando de la misma.

En los sectores difusos, la reducción prevista es del 38% respecto a 2005. La principal contribución en ese ámbito provendrá del transporte, para el que se prevé una reducción del 35% respecto a 2017, contribuyendo con casi un 30% de la reducción global de emisiones entre 2020 y 2030. En realidad, la reducción de emisiones a realizar en el transporte deberá ser incluso superior al 35% 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 resultan ser optimistas. En concreto, el escenario objetivo prevé unas emisiones de 85.722 miles de toneladas de CO₂ en transporte, y el tendencial de 89.851, cuando el avance del inventario de emisiones para 2018 indica unas emisiones para 2018 de 91.140, esto es, incluso por encima del escenario tendencial. Aunque las emisiones de la aviación doméstica están creciendo a un ritmo muy alto (10,1% en 2017-2018), el causante del aumento es el transporte por carretera, que representa un 92,1% 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

¹¹ 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.

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.

4.2. El parque de generación eléctrica

4.2.1. Escenario general y el papel de la generación térmica

El PNIEC prevé que la penetración de generación renovable sobre el consumo final de energía en 2030 sea de un 42%. Este ha sido probablemente el aspecto del plan que más ha llamado la atención, pues debe recordarse que más que duplica el objetivo marcado para 2020 (un 20%) y está muy por encima del objetivo marcado para el conjunto de la UE (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 generación renovable depende básicamente de un factor de oferta (generación) y también, y muy importante en el PNIEC, de un factor de demanda. De hecho, como posteriormente se detallará, el elemento clave para explicar ese aumento no es realmente el aumento de la generación eléctrica renovable, por mucho que esta sea sustancial, ni el avance de la electrificación. El elemento clave es realmente la caída del consumo final que es consecuencia, fundamentalmente, del 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 en distintas fechas. También se añade el escenario base del informe del Comité de Expertos sobre escenarios de transición energética (CdE) y, en la última columna, cuál es el parque de generación actual (septiembre 2019). La potencia instalada en los escenarios del PNIEC se refiere inicialmente a todo el país, pero en el Anexo D se adaptan esos escenarios para obtener los valores correspondientes al ámbito peninsular¹². Ello permite la comparación directa con los escenarios del CdE, que mantuvo 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 cualquier caso, en términos agregados, el parque supuesto por el CdE en su escenario base es prácticamente idéntico al escenario objetivo del PNIEC, aunque con diferencias en la composición.

¹² Por ejemplo, con respecto al escenario tendencial, ello lleva a asumir menos carbón (4.236 en lugar de 4.530 de MITECO), menos ciclos combinados (24.560 en lugar de 27.150 de MITECO), menos eólica (31.666 en lugar de 32.970 de MITECO), y fotovoltaica (12.784 en lugar de 13.400 de MITECO). No hay desglose por tecnologías de Resto RES y cogeneración.

Tabla 1
Parque de generación: escenarios PNIEC y CdE
(sistema peninsular, potencia instalada en MW)

Tecnología	Escenario Tendencial (ADAPTADO)		Escenario Objetivo (ADAPTADO)		CdE (Escenario base)	Sept. 2019
	2025	2030	2025	2030	2030	2019
Nuclear	7.117	7.117	7.117	3.050	7.117	7.117
Carbón	4.236	4.236	4.236	0	847	9.215
Ciclo combinado	24.560	24.560	24.560	24.560	24.560	24.562
Hidráulica (+bombeo)	20.140	20.140	21.260	24.140	23.050	20.376
Eólica	31.666	36.290	38.956	48.580	31.000	23.615
Solar fotovoltaica	12.784	17.634	22.784	36.134	47.150	6.007
Solar termoeléctrica	2.300	2.300	4.800	7.300	2.300	2.304
Resto RES	1.340	1.340	1.590	2.220	2.550	921
Cogeneración y otros	4.020	2.400	4.150	3.750	8.500	6.254
Total peninsular	108.163	116.017	129.453	149.734	149.439	100.371
Almacenamiento (1)	0	0	500	2.500	2.358	0

Nota: (1) En CdE las baterías forman parte del Total de potencia instalada, mientras que en PNIEC el total no lo incluye.

El mix de generación que se asume en el PNIEC en el escenario objetivo para 2030 es, a grandes rasgos, creíble. En primer lugar, con independencia de la potencia instalada de generación térmica con carbón, se supone que estas centrales no aportarán energía al sistema. Efectivamente, precios de emisión en torno a 35 €/tCO₂, que son muy probables para esa fecha, impedirán la casación en el mercado mayorista de las muy escasas centrales que pudiesen quedar operativas a finales de la década próxima, si es que permaneciera alguna. Asumiendo que estas no son llamadas para la resolución de restricciones técnicas o que realizan una aportación significativa en servicios de ajuste, lo razonable es que estas centrales hayan amortizado las inversiones realizadas para permitir su continuidad más allá de 2020 y, por tanto, estén ya inactivas a finales de la década próxima. Sólo precios de derechos de emisión anormalmente bajos, junto a un precio del carbón muy competitivo con respecto al gas, permitirían la entrada de estas centrales en la generación. Por tanto, todo indica que en 2030 no habrá capacidad instalada de generación con carbón en España¹³.

El PNIEC asume también el cierre de tres grupos nucleares, de los siete existentes, a finales de 2030. Esto 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 Ascó I. El resto (Ascó II, Cofrentes, Vandellós II y Trillo) cerrarían entre 2030 y

¹³ El informe de CdE, pese a asumir el mantenimiento de algún grupo de carbón a 2030, obtenía una generación con carbón nula en ese año.

2035. El cierre de los grupos va a estar sometido, además de a legítimos intereses empresariales, a tres restricciones relevantes.

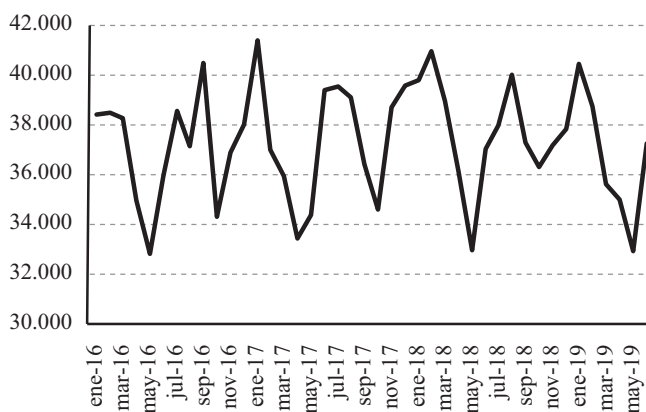
La primera restricción es la seguridad de suministro, ya que la eliminación de los algo más de 1.000 MW de cada grupo nuclear, que funcionan en régimen de base y por tanto con una aportación constante de energía al sistema, podría poner en riesgo la cobertura del sistema. Debe tenerse en cuenta que la cobertura se debe calcular en condiciones extremas, ya que es obligación del Operador del sistema garantizar el suministro en todo momento. Por tanto, no entrará en ese cálculo la planta fotovoltaica (pues no produce en el momento de demanda punta, que es nocturno en invierno), ni prácticamente nada de la nueva generación eólica. A ello se une que se debe asumir un año hidrológico muy seco, que no hay apoyo de sistemas vecinos y la indisponibilidad adicional de generación térmica. Esta última deberá calcularse sobre un parque sin planta de generación de carbón, por lo que dependerá casi totalmente de los ciclos combinados y la planta nuclear restante.

En este ámbito, resulta de interés combinar el escenario objetivo de generación del PNIEC con los parámetros de fiabilidad de cobertura de la demanda máxima del escenario base DG del Informe de la CdE, pues en ambos casos se ha contado con la ayuda del Operador del Sistema y se asume la misma punta de demanda peninsular en 2030: 48.652 MW. En el Informe de la CdE se obtenía que, en el escenario central, no se satisfacía el índice de cobertura de 1,1 para condiciones extremas. 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”. Esa falta de cobertura se agudiza en el escenario objetivo del PNIEC, donde podría haber una diferencia de hasta 7 GW entre la potencia disponible y la demanda máxima. El cálculo se ha hecho (pues no figura en el borrador del PNIEC) utilizando las mismas ratios de disponibilidad, definidos como la relación entre la potencia disponible y la instalada, que utiliza el OS. Aunque la potencia disponible en eólica sería algo mayor en el PNIEC, la menor potencia instalada en térmica (nuclear, ciclos, carbón y cogeneración) reduce muy considerablemente la potencia disponible en ese escenario de condiciones extremas. En consecuencia, la potencia disponible se encontraría muy lejos de la potencia requerida para cubrir la demanda, a la que habría que añadir la cobertura de seguridad requerida.

Por el lado de la generación, la ratio de disponibilidad de las renovables, particularmente de la eólica y la termosolar, puede modificarse con mejoras en el almacenamiento, más allá de las baterías, en las termosolares o por mejoras en la eficiencia en la generación eólica. En particular, dado el elevado contingente de potencia eólica, un aumento en la ratio de disponibilidad puede tener una incidencia importante.

Además, este ejercicio puede matizarse si se introducen otros parámetros. De particular relevancia es la demanda punta, que se asume que es de 48.652 MW. La punta de demanda anual en los últimos años se está manteniendo en torno a 40.500-41.500 MW, sin cambios muy significativos. El Gráfico 1 muestra la evolución de la potencia máxima instantánea desde enero de 2016. Como puede observarse, la punta de demanda se sigue registrando en invierno en torno a las 20 horas, aunque en 2016 se registró en verano (6 de septiembre) a las 13 horas. Una demanda punta más reducida que la esperada modifica a la baja la necesidad de potencia adicional.

Gráfico 1
Evolución de la demanda máxima mensual (2016:1 – 2019:6), 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 vehículo eléctrico, que sin una recarga inteligente podría añadir demanda en la hora punta de invierno. En el PNIEC se asume un parque de 5 millones de vehículos eléctricos para 2030. La acomodación de la potencia requerida requeriría para la carga de estos vehículos requiere trasladarla o suavizarla. En 2019 la demanda máxima peninsular se ha producido 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 a horarios nocturnos, apoyado en las posibilidades técnicas de puntos de recarga inteligentes, puede contribuir significativamente a ese desplazamiento.

En segundo lugar, la demanda punta ha tenido tradicionalmente el pico de invierno y el de verano, siendo el primero mayor que el segundo. 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 extremas asociados al cambio climático. 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 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

Año	Fecha	Hora	Potencia (MW)	Fecha	Hora	Potencia (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

En cualquier caso, y aunque esas u otras circunstancias pueden matizar el ejercicio aquí realizado, lo que resulta evidente es que, en contraste con la creencia común sobre el exceso de capacidad, lo cierto es que la capacidad instalada en 2030 podría afrontar dificultades para abastecer la punta de demanda. La opinión del OS es determinante en el cierre de las centrales nucleares pero, a la vista de la situación actual, y salvo notables avances para 2030 en la capacidad de almacenamiento del sistema, parece difícil que no haya problemas para cumplir con el margen de cobertura requerido.

Hay una segunda restricción que en su momento podría operar en contra del cierre de las nucleares, que es el aumento de la generación térmica (ciclos combinados) que conllevará, con el consiguiente aumento de emisiones de GEI. Un número sencillo permite evaluarlo. En 2018 la generación eléctrica de origen nuclear fue de 53.198 GWh. Si la mitad de esa generación fuera sustituida por generación por ciclos, y aplicando el factor de emisiones medio de los ciclos combinados en ese año, el resultado sería un aumento de las emisiones de 19,7 millones de toneladas de CO₂. De hecho, en el escenario objetivo a 2030 del PNIEC se prevé un aumento de la generación por ciclos combinados, que obviamente será mayor si el aumento de potencia renovable no se produce en la cuantía que se espera.

En ese ámbito, el PNIEC asume el mantenimiento completo de la capacidad de generación actual en ciclos combinados de gas. Se trata de una hipótesis razonable, si bien el borrador del PNIEC no establece en ningún momento (ni siquiera menciona) el establecimiento de mecanismos de capacidad para contribuir a garantizar su mantenimiento en el parque a largo plazo. Esto contrasta con que ya 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 2014-2020. Por otro lado, el aumento de la utilización de la capacidad de generación de los ciclos, muy evidente en 2019, es un factor a tener muy en cuenta sobre la pertinencia o no de un mecanismo de capacidad que proporcione una retribución adicional.

4.2.2. La entrada de generación renovable

El PNIEC asume un escenario objetivo con 48,6 GW y 36,1 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, en septiembre de 2019 habían 23,6 GW de potencia eólica instalada en la España peninsular, y 6 GW de potencia fotovoltaica. Una simple regla lineal lleva a asumir la necesidad de entrada media de 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. Como referencia comparativa, el año en que más potencia eólica entró en funcionamiento en España fue 2007, con 2,6 nuevos GW. En el caso de la solar (fotovoltaica y termosolar) se correspondió con 2008, con 2,8 GW. Esos son, además, años punta que no se repiten en la serie histórica, sobre todo en el caso de la solar.

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 renovables. En el caso de la termosolar, el borrador del PNIEC apuesta por un aumento muy relevante, que solo es posible a costa de subastas no neutrales tecnológicamente que establecieran condiciones retributivas específicas para esta tecnología. La aportación de capacidad

de almacenamiento al sistema que proporciona la generación termosolar debería ponerse en relación con su sobrecoste frente a otras alternativas.

Evidentemente, las condiciones de costes actuales no son comparables a las existentes hace una década. La configuración marginalista del mercado eléctrico facilita la entrada de generación renovable eólica y fotovoltaica, cuyos costes nivelados de largo plazo (incluyendo tanto costes de inversión como costes de operación y mantenimiento) se sitúan por debajo de los precios medios anuales. Aunque el PNIEC apuesta por las subastas para la concesión de régimen retributivo como mecanismo de estímulo de entrada, las condiciones de mercado en los próximos años probablemente no harán necesario recurrir a ellas. De hecho, en el PNIEC se calcula la tasa interna de rendimiento de la inversión en renovables, que resulta sorprendentemente alta; con esa tasa, parece que existiría un claro incentivo a la entrada sin apoyo en un sistema de subastas. El sistema de subastas es 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 esa rentabilidad de mercado. Como se señaló con anterioridad, el reparto entre lo que corresponde al escenario tendencial y al objetivo es, por su propia naturaleza, bastante arbitrario.

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.

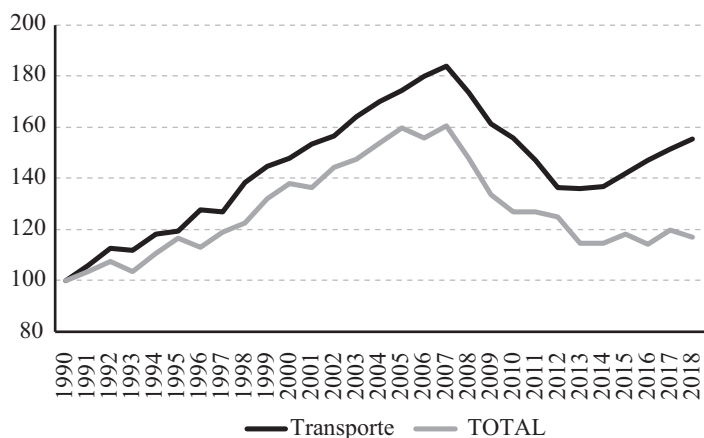
Por último, y de modo muy breve, el borrador del PNIEC presenta tres cuestiones en el ámbito eléctrico que son relevantes: i) se asume la “bondad” de las nuevas interconexiones por los Pirineos y la nueva interconexión con Portugal, pues simplemente se señala que al estar por debajo del objetivo del 10% “será necesario seguir desarrollando nuevas interconexiones”, ii) confiere gran importancia al bombeo hidráulico, que son duda puede jugar un papel importante en un contexto de alta penetración de generación renovable y iii) no presta atención alguna al papel que pueda jugar la biomasa en el sector eléctrico.

4.3. Cambio modal y penetración de vehículos eléctricos

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 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 contribuye con un 40,5% del incremento total en las emisiones de GEI registradas en España entre 1990 y 2018¹⁴. Los datos más recientes de 2018 indican que esa tendencia persiste, con un crecimiento interanual de emisiones del 2,7%, frente a la caída global del 2,2%. 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 2
Emisiones GEI: sector transporte y total (Índice 1990=100)



Nota: El dato de 2018 es avance.

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

Dada la relevancia 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 de casi un tercio de las emisiones entre 2017 y 2030. En concreto, se pretende pasar de 85.722 tCO₂ en 2020 a 57.695 tCO₂ en 2030. En realidad, el esfuerzo deberá ser superior, ya que el dato provisional de emisiones en transporte en 2018 es de 91.140 tCO₂, por tanto, muy por encima de la previsión que se realiza para 2020. 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 2, se asume pues una auténtica ruptura en la serie histórica de evolución de las emisiones en el transporte. Es cierto que entre 2007 y 2013 las emisiones del transporte se redujeron un 27%, pero obviamente ello se produjo en coincidencia con una notable reducción de la 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 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

¹⁴ En otros términos, el transporte contribuye con 12,9 puntos porcentuales al incremento total de 31,7 puntos porcentuales de GEI entre 1990 y 2018.

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 caída 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 de emisiones en curso, 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. La reducción de la edad media del parque de vehículos será, por tanto, un elemento muy importante en la evolución de las emisiones del transporte, si bien el PNIEC no realiza ninguna estimación sobre ello. 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.

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 del 35% de los pasajeros/Km en vehículos de combustión. Esa reducción estaría fundamentada en el efecto de dos catalizadores: la generalización de restricciones de acceso al centro de 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 2.238 a 1.568 ktep)¹⁵. A continuación se analizan las dos medidas principales.

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 por su desplazamiento a otros medios en 2030 es una hipótesis cuyo cumplimiento puede ser complicado¹⁶. Además, el desplazamiento de un 35% de los pasajeros/Km en vehículos convencionales no implica, a diferencia de lo que señala el PNIEC, 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 dispo-

¹⁵ 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%.

¹⁶ En este ámbito el PNIEC se complementa con el Programa Nacional de Control de la Contaminación Atmosférica (PNCCA), actualmente en borrador.

nible. 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 vehículos eléctricos (incluyendo autobuses) reduce 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 194% en ferrocarril. Ello llevaría a que la cuota ferroviaria pasase del 4% en 2020 a casi el 11%. El objetivo de situar la cuota de transporte ferroviaria en mercancías es un objetivo largamente ambicionado¹⁷, pero la realidad es que tras el aumento registrado en la cuota entre 2011 y 2014 (del 4,1% al 5,1% en tkm netas), desde entonces se viene registrando una caída constante de la cuota, hasta alcanzar el 4,0% en datos provisionales de 2018 (CNMC, 2018). El PNIEC fía ese aumento a la mejora de la competitividad del transporte ferroviario como resultado de las inversiones contempladas en el Plan de Infraestructuras, Transporte y Vivienda 2012-2024 y sucesivos.

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 superior a ese tamaño, luego el alcance potencial de la medida es significativo, aunque limitado.

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 de vehículos eléctricos en 2030. La evolución del grado de penetración del vehículo eléctrico es uno de los aspectos que mayor incertidumbre suscita. 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 (incluyen coches, furgonetas, motos y autobuses) es difícil de lograr, incluso bajo escenarios optimistas. En 2018 el parque existente era de algo más de 50 mil vehículos eléctricos, la mitad de ellos turismos. Un ejercicio en que se suponga que se alcanza progresivamente, con una trayectoria de tipo logística, un porcentaje de penetración del 100% de vehículos eléctricos en las nuevas matriculaciones de furgonetas en 2030, del 30% en turismos, del 50% en motocicletas y del 10% en autobuses no permitiría alcanzar ese parque o stock de cinco millones de vehículos eléctricos en 2030.

Entre las muchas incertidumbres, se mantiene la de la red de recarga, pues habrá siempre un importante número de usuarios que no tengan acceso a una red de carga lenta. Esos usuarios tendrán menores incentivos al cambio al vehículo eléctrico, ya que 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.

¹⁷ Se encontraba ya presente, por ejemplo, en el Plan Estratégico para el Impulso del Transporte Ferroviario de Mercancías en España (2010).

No cabe duda de que se transita a una electrificación del parque de vehículos, si bien la alternativa del gas es la que se vislumbra más probable para el transporte pesado de mercancías. 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 servicio. 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 la próxima 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. 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.

En cualquier caso, llama la atención que la apuesta por la electrificación no se acompañe de medidas regulatorias con bajo impacto económico pero que facilita la penetración del VE. En particular, el nuevo Código Técnico de la Edificación pretende adaptar la directiva de eficiencia y la revisada directiva de la eficiencia energética de los edificios, que establecen las condiciones para desarrollar las infraestructuras mínimas necesarias para la recarga inteligente de los vehículos eléctricos en los aparcamientos de los edificios. La obligación que se pretende es la de que, en edificios nuevos con 10 o más plazas de aparcamiento, o en edificios que se mejoren, se instale un punto de recarga para cada diez plazas y se instalen canalizaciones para al menos una de cada cinco plazas de aparcamiento. En este aspecto, sorprende el escaso grado de ambición de la nueva norma, dado el escaso coste marginal de, al menos, instalar canalizaciones y la preinstalación en todas las plazas de nueva creación. La disponibilidad inmediata de esa canalización o preinstalación es un elemento impulsor en la decisión de la 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, 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 infraestructuras.

En definitiva, el PNIEC espera que, como consecuencia del cambio modal y de la penetración de vehículos eléctricos, el 22% del consumo final en el transporte sea renovable, integrando conjuntamente la electrificación y los biocarburantes. Hay que tener en cuenta que el objetivo en la UE es del 14%. Ello implica situarse un 60% por encima del objetivo europeo para ese año. Es un objetivo ambicioso y difícil de alcanzar. Mayor electrificación

supone menor uso de combustibles fósiles y, por tanto, menor uso de biocombustibles, salvo que aumente la intensidad de su mezcla en gasolina y diésel. Sin embargo, como se ha señalado, el PNIEC estima una reducción del consumo de biocombustibles en un 31,3% a lo largo del periodo, en un contexto de caída del consumo de energía en el sector transporte. Por tanto, gran parte del objetivo del 22% solo se podrá lograr por una electrificación.

4.4. 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 asociadas al Plan se evalúan en 236.124 millones de euros acumulados entre 2021 y 2030. Se asume que la mayor parte de esas inversiones no se producirían en un escenario tendencial, pues las inversiones asociadas al escenario objetivo son el 82,7% 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.

Para ponerlo en perspectiva, los datos de Contabilidad Nacional (2017 avance) indican que la Formación Bruta de Capital Fijo en activos fijos materiales ascendió a 204.085 millones de euros, repartida en un 58,7% en construcción y, el resto, en bienes de equipo y activos cultivados¹⁸. Esa cifra representó un 17,5% del PIB en ese año. Por tanto, la inversión anual asociada al 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 2017 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 25.100 M€ en 2030, lo que representaría un 1,8% del PIB en 2030. A medida que pasa el tiempo el principal cambio se deriva del efecto de cambio energético, aunque el efecto derivado de las inversiones es el mayoritario a lo largo de todo el periodo.

El principal volumen de inversiones se asocia a la entrada de nueva generación renovable, que contabilizarían algo más de 100 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. Más allá 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 subasta) o estableciendo contratos de compras de largo plazo

¹⁸ En 2016 la inversión de la rama Suministro de energía eléctrica, gas, vapor y aire acondicionado ascendió a 16.495 M€.

(PPA) para facilitar la inversión. Además, en el PNIEC se abre la posibilidad de subastas por tecnologías, que hay que poner en consonancia con el principio general de neutralidad y minimización de costes.

Las inversiones en ahorro y eficiencia se asignan en su totalidad al escenario objetivo y contabilizan 86.476 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. Un tercio serían cubiertas con ayudas públicas y un 6% con fondos UE. La intervención pública más intensa sería en transporte, donde se prevé que el 49% 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 PMUS a desarrollar (10.573 millones), mientras que el resto (3.753 millones) sería para las medidas a tomar en ciudades de menos de 50.000 habitantes y para apoyo a las actuaciones de los planes de movilidad en las empresas. 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 74 millones de euros. Se trata de una inversión media nada desdeñable, aunque evidentemente será muy variable en función del municipio.

Adicionalmente, el PNIEC estima una relevante inversión en mejora de la eficiencia energética de los edificios públicos (más de 34 m.m. 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 millones de viviendas hasta 2030; un objetivo muy por encima de las 25.000 viviendas/año que, según el Ministerio de Fomento, se han rehabilitado en el periodo 2013/2017. Un 21% de la inversión prevista provendría de ayudas públicas.

Es importante señalar que el Reglamento de Gobernanza 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 mejora de la eficiencia energética es sin duda una estrategia clave en el avance de la descarbonización, pero también es clave entender que siempre que esa mejora de eficiencia sea «eficiente en costes». La inversión en eficiencia compite con alternativas (incluida la inversión en generación no emisora), y las alternativas deben juzgarse por sus costes relativos, incluyendo externalidades.

5. Conclusiones y valoración final

El objetivo fundamental de este trabajo es ofrecer una panorámica sobre los objetivos europeos en el marco de la transición energética y las principales características del borrador

del PNIEC. A la fecha de cierre de este trabajo no estaba aún disponible la versión definitiva, que obviamente deberá introducir algunas matizaciones o desarrollos adicionales.

El hecho de que el PNIEC plantee un conjunto de objetivos muy ambiciosos no debería sorprender. El esfuerzo que se requiere para avanzar de modo decidido en la descarbonización de la actividad económica exige fijar objetivos que son difíciles de alcanzar, aunque evidentemente deben ser creíbles. 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 continua de los resultados. Eso es más importante que el largo desglose de medidas a adoptar que se pueda plantear en cualquier planificación. En ese sentido, la orientación que el Reglamento de Gobernanza confiere a la estrategia de descarbonización es muy distinta a los planes de penetración de renovables que se han sucedido en el pasado.

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 debe implicar el análisis constante de costes y beneficios, teniendo siempre en cuenta las alternativas tecnológicas y regulatorias disponibles¹⁹.

La principal debilidad de los escenarios planteados por el PNIEC reside en la enorme confianza depositada en el cambio modal en el transporte y en las medidas de control de acceso a las ciudades. Naturalmente, es deseable que ello se produzca, pero a diferencia de las medidas en el ámbito de la generación eléctrica, donde es previsible que los avances en la descarbonización sean muy rápidos, los cambios en los hábitos y modos de transporte están afectados por factores tecnológicos, regulatorios (con múltiples reguladores implicados) y culturales. Si ese cambio no se produce con la intensidad que se supone, tendrá efectos sobre la consecución del objetivo de consumo final de origen renovable, pues afectará a un mayor consumo de energía que el previsto, y por supuesto sobre la reducción en las emisiones deseadas.

La segunda gran debilidad es que, al describir las medidas de eficiencia, el PNIEC señala que se articularán mecanismos regulatorios y fiscales. Sin embargo, el PNIEC omite casi por completo la dimensión fiscal y se limita a dar un mandato al Ministerio de Hacienda para que procesa a una revisión completa de la fiscalidad ambiental. La necesidad de una auténtica fiscalidad medioambiental se discute ampliamente en otro artículo de este monográfico.

Bibliografía

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.

ICCP (2018): *Global Warming of 1.5°*.

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.

¹⁹ El papel de los economistas en esta tarea es importante si bien, como señala Stern (2018), pese a tratarse del mayor reto de política pública de nuestros tiempos, la intervención de los economistas ha sido hasta el momento muy escasa.

