



Escenarios para el sector energético en España

2030 - 2050

[Informe]

economics_{for}
energy

Créditos

El presente informe ha sido preparado por Pedro Linares (Economics for Energy e Instituto de Investigación Tecnológica, U.P. Comillas), y David Declercq (Economics for Energy), con la colaboración de Xavier Labandeira (Economics for Energy y Universidade de Vigo), José Carlos Romero (IIT Comillas), José Pablo Chaves (IIT Comillas) y Andrés Ramos (IIT Comillas).

Los informes anuales de Economics for Energy son aprobados por la junta directiva del centro, sin que sus opiniones refejen necesariamente la visión de los socios sobre las cuestiones tratadas.

Diseño y Maquetación seteseoitodeseñográfico

ISSN 2172-8127

Economics for Energy
Gran Vía 3, 3ºE
36204 Vigo (España)
info@eforenergy.org
www.eforenergy.org

Impreso sobre papel 100% reciclado.

Nos complace presentar un informe de Economics for Energy que, como en ocasiones anteriores, se sitúa en una de sus líneas prioritarias de investigación: la prospectiva energética. En esta ocasión, este informe es el primero de una serie que se dedicará a analizar la transición energética en España.

Economics for Energy es un centro de investigación especializado en el análisis económico de las cuestiones energéticas y se constituye como una asociación sin ánimo de lucro participada por universidades, empresas y fundaciones. La misión del centro es crear conocimiento en el ámbito de la economía de la energía y transferirlo de forma eficaz para informar, orientar y asesorar la toma de decisiones de agentes públicos y privados. Con ese objetivo, Economics for Energy sigue los procedimientos académicos habituales, con el rigor y profundidad adecuados. Sus otras líneas de trabajo se centran en el análisis de la demanda de energía, el diseño y evaluación de las políticas energético-ambientales, la innovación en el mundo de la energía y el análisis económico de la seguridad energética. Este conocimiento se transfiere a través de informes de situación, como el que nos ocupa, y la organización de seminarios y jornadas sobre temas relevantes de actualidad para el sector energético.

El presente informe plantea, como punto de partida para el debate acerca de la transición energética en España, una serie de escenarios energéticos posibles para el sector energético español en 2030 y 2050, y evalúa sus consecuencias económicas, ambientales y tecnológicas. El objetivo del estudio no es predecir el futuro, algo por otra parte imposible, sino promover la reflexión en este ámbito a partir de un análisis riguroso, independiente y transparente, algo imprescindible en nuestra opinión para lograr el consenso necesario para la transición energética.

Confiamos en que, como en ocasiones anteriores, la información aportada en este trabajo pueda contribuir a generar un debate informado, amplio y productivo sobre un tema tan crucial y de alcance como la transición española hacia una economía baja en carbono y sus implicaciones en el ámbito energético y que, junto a las otras actividades de Economics for Energy, sea del interés de los decisores políticos y empresariales, expertos en el sector energético y resto de la sociedad española.

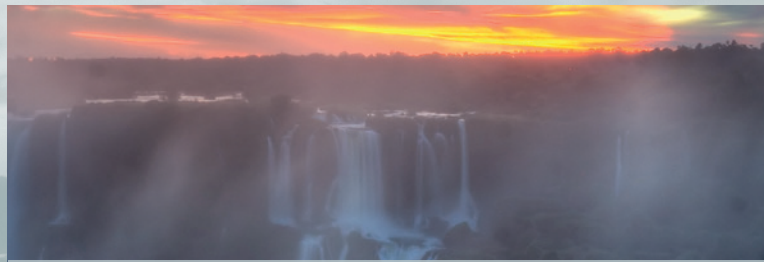
Xavier Labandeira y Pedro Linares

Directores de Economics for Energy

1. Introducción	5
2. Metodología	9
2.1. Construcción de escenarios	10
2.2. Modelos de simulación	11
3. Descarbonización	13
3.1. Contexto del escenario	14
3.2. Principales indicadores	15
3.3. Análisis de sensibilidad	21
4. Mantenimiento de políticas actuales	25
4.1. Contexto del escenario	26
4.2. Principales indicadores	27
4.3. Análisis de sensibilidad	31
5. Avance tecnológico acelerado	33
5.1. Contexto del escenario	34
5.2. Principales indicadores	34
5.3. Análisis de sensibilidad	39
6. Estancamiento secular	43
6.1. Contexto del escenario	44
6.2. Principales indicadores	44
6.3. Análisis de sensibilidad	49
7. Resumen y conclusiones	51
8. Apéndices	55
8.1. Estimación de demanda	56
8.2. Parámetros utilizados	66
8.3. Supuestos de modelado	71
8.4. Cálculo de términos de coste	72
8.5. Resultados detallados del sector eléctrico	72
Referencias bibliográficas	77



[0 1]



Introducción

...por razones estrictamente lógicas, es imposible para nosotros predecir el curso futuro de la historia

Karl R. Popper, La miseria del historicismo (1957)

Sin visión, el pueblo perece

Proverbios 29:18

Es frecuente en este tipo de informes comenzar con una cita inspiradora o que refleje el espíritu del trabajo. Sin embargo, en este caso, hemos considerado conveniente utilizar dos para reflejar e intentar resolver la aparente contradicción de un ejercicio como este. Y es que, como bien nos advertía Popper, es imposible predecir el futuro y por ello puede cuestionarse la utilidad de ejercicios como el planteado aquí o los realizados por múltiples instituciones en el mismo sentido. De hecho, lo más probable es que muchas de las predicciones realizadas previamente, o que realicemos a futuro, se revelen erróneas. ¿Para qué dedicar pues nuestros esfuerzos a ello? La respuesta está en la segunda cita, muy utilizada por el profesor Pérez Arriaga en asuntos energéticos. Aunque sea imposible conocer el futuro, es necesario seguir tomando decisiones privadas y públicas, y toda la información que podamos incorporar a este proceso de decisión, por aproximada que sea, no hará sino mejorar su calidad y robustez frente a posibles realizaciones del futuro. Esto es particularmente relevante para el sector energético que, por un lado, se enfrenta a retos (como el cambio climático) cuyas consecuencias sólo se materializarán en toda su magnitud en el medio y largo plazo y que, por otro lado, requiere inversiones de larga vida útil que condicionarán este medio y largo plazo.

Si a lo anterior unimos la aceleración de los desarrollos tecnológicos y de los cambios sociales, que afectan tanto a la demanda de energía como a las tecnologías que se utilizan para producirla, o incluso a los equilibrios geopolíticos asociados al mundo de la energía, creemos que un ejercicio que permita incorporar información rigurosa a los procesos de decisión de los consumidores, empresas, y administraciones públicas, tiene un gran valor, particularmente si se plantea sobre datos y metodologías transparentes y contrastables. Así también lo cree la propia Comisión Europea, que en su Reglamento sobre la gobernanza de la Unión Energética (COM (2016) 759) apunta la obligación a los Estados Miembros de elaborar planes integrados de energía y clima para 2030, que además deberán incluir objetivos de descarbonización a 2050.

Distintas empresas e instituciones en España están ya respondiendo a esta necesidad de contar con escenarios futuros, y también la administración pública ha comenzado los trabajos para elaborar el plan requerido por la Comisión Europea. No obstante, creemos que desde Economics for Energy también podemos y debemos aportar a este proceso, en línea con la misión del centro de proporcionar a la sociedad información rigurosa e independiente sobre aspectos económicos del mundo energético español. Así pues, pretendemos con este informe ofrecer una visión adicional a

la ya presentada por otros agentes, y además hacerlo de forma abierta, transparente y contrastable. Queremos no sólo ofrecer resultados numéricos, sino un marco para la discusión, necesaria para lograr una transición energética consensuada.

Para ser coherentes con la idea de Popper, que compartimos plenamente, presentaremos varios escenarios. Y es que, como ya avanzamos, el objetivo de este informe no es predecir el futuro, o los posibles futuros, que aguardan al sector energético, porque esto es imposible. Nuestro objetivo con este trabajo es promover la reflexión sobre estos asuntos, siendo conscientes no de las (falsas) certidumbres sino de las incógnitas que se asocian a todo futuro, apuntando sus consecuencias y avanzando las diversas decisiones que pueden adoptarse en ese entorno. Coincidimos así con las reflexiones de Schumacher en su conocido *Small is beautiful (1973)*:

Una vez que tienes una fórmula y una computadora, existe una terrible tentación de exprimir el limón hasta el límite, y de presentar un cuadro del futuro que, mediante su propia precisión y verosimilitud implique convicción. Pero una persona que usa un mapa imaginario, creyendo que es verdadero, seguramente esté mucho peor que otra que ni siquiera tenga mapa; porque dejará de investigar todo lo que pueda, dejará de observar cada detalle en su camino, y dejará de buscar continuamente con todos sus sentidos y toda su inteligencia las indicaciones hacia dónde debería ir.

A este respecto, tampoco pretendemos dar o predeterminar soluciones, porque ese es el papel de los decisores políticos de la sociedad a la vista de la deseabilidad o no de los distintos escenarios. Por tanto, nuestro objetivo aquí es presentar las consecuencias económicas, ambientales, o tecnológicas de distintos caminos posibles para el sector energético español, de forma que los distintos agentes sociales puedan prepararse para ellos y, en función de sus preferencias y de los compromisos internacionales de España, dispongan de las medidas necesarias para hacer unos más probables que otros. El consenso necesario para la transición energética sólo puede venir de un análisis informado y que alcance a toda la sociedad, y que permita discutir sobre la base de unos indicadores objetivos que ilustren adecuadamente las alternativas y sus consecuencias.

En este sentido, los escenarios presentados en este informe no buscan el realismo, imposible de alcanzar por otra parte, sino el contraste. A ese efecto se consideran escenarios no habitualmente manejados en los informes disponibles para el sector, pero que pensamos que son posibles, o que incorporan elementos necesarios para una toma de decisiones robusta. Es importante subrayar que ninguno de estos escenarios debe considerarse más probable que otro, de nuevo para evitar que el informe se asocie con un ejercicio de predicción o proyección y se transmita una falsa impresión de verosimilitud. A este respecto, hemos evitado nombrar un escenario como tendencial, ya que esa tendencia debe venir definida precisamente por el análisis compartido que proponemos.

Tampoco deben considerarse como predicciones las estimaciones que hacemos de los valores futuros de parámetros como el coste de las tecnologías o de los combustibles. Para ello, en el análisis de sensibilidad de cada escenario comprobamos la robustez de la narrativa presentada a otros valores de los parámetros. De esta manera se presenta el rango de valores que permitiría que los escenarios considerados tuvieran lugar.

El año de partida es 2015 y los horizontes considerados para el análisis son 2030 (coherente con las demandas actuales) y 2050. Evidentemente, la incertidumbre a 2050 es mayor pero, dado el horizonte de inversión en el sector energético y los objetivos de reducción de emisiones ya formulados por la Unión Europea para este año, consideramos que también es necesario evaluar en qué medida los escenarios a 2030 son coherentes con los objetivos para 2050.

La estructura del informe es la siguiente. En primer lugar describimos someramente la metodología utilizada para el análisis, de forma que puedan entenderse las ventajas e inconvenientes de la misma. Posteriormente presentamos los distintos escenarios analizados y sus consecuencias económicas, ambientales y tecnológicas. Los datos de entrada

para cada uno de ellos pueden consultarse en los apéndices, así como los resultados detallados. Finalmente, ofrecemos un breve resumen y conclusiones. En próximos informes, que forman parte de un proceso integrado para analizar los aspectos más relevantes de la transición energética española, iremos detallando las consecuencias particularizadas para los distintos sectores.

Confiamos en que, como en ocasiones anteriores, la información aportada en este trabajo pueda contribuir a generar un debate informado, amplio y productivo sobre un tema tan crucial y de alcance como la transición española hacia una economía baja en carbono y sus implicaciones en el ámbito energético.



[0 2]

Metodología

2.1 Construcción de escenarios

2.2 Modelos de simulación

Este análisis tiene dos fases diferenciadas. En primer lugar, la definición y construcción de los escenarios posibles y, seguidamente su verificación técnica mediante modelos de simulación y posterior cuantificación de los principales indicadores. A continuación describimos los elementos principales de este proceso.

2.1 Construcción de escenarios

La primera fase consiste en construir escenarios para el sector energético español en 2030 y 2050, que sean internamente coherentes y reflejen las dinámicas de los mercados y los consumidores en cuanto a precios y cantidades.

Ya hemos indicado que este informe no trata de predecir el futuro, ni por tanto de identificar los escenarios más probables, sino de establecer una serie de futuros posibles que permitan entender las consecuencias de distintas sendas de actuación sobre los principales aspectos del sector energético español. Es evidente que puede haber infinidad de futuros posibles pero hemos creído conveniente, de acuerdo con las teorías habituales de construcción de escenarios y para facilitar la discusión, limitarlos a cuatro que pensamos cubren razonablemente el espectro de posibilidades: **descarbonización, mantenimiento de políticas actuales, avance tecnológico acelerado, y estancamiento secular**. En las secciones siguientes presentamos el contexto general para cada uno de estos futuros. Además, en cada caso analizaremos la sensibilidad a variantes especialmente relevantes, como la participación de la energía nuclear, la disponibilidad de tecnologías comerciales de captura y almacenamiento de carbono, o la penetración del vehículo eléctrico o la bomba de calor.

Es importante resaltar además que los escenarios pretenden ser coherentes internamente pero no están diseñados para compararse unos con otros en aspectos puntuales: la comparación sólo puede hacerse de forma global. Cada escenario comprende un conjunto propio y coherente de parámetros (de crecimiento económico, de avance tecnológico, de precios, o de políticas climáticas, etc.) que puede dar lugar a indicadores aparentemente incoherentes si se comparan de forma directa. En todo caso, en la sección de resumen ofreceremos algunas indicaciones integradas de interpretación de los resultados.

Los detalles de los parámetros de entrada para cada uno de los escenarios pueden encontrarse en los Apéndices del informe.

2.2 Modelos de simulación

Ya avanzamos nuestro interés en construir los escenarios con la mayor coherencia interna posible. Sin embargo, esto es difícil de asegurar en un sistema tan complejo como el energético. Por ello hemos recurrido también a un proceso de validación formal mediante modelos de simulación, que nos permita confirmar que los parámetros de entrada introducidos sean coherentes y también haga posible identificar cuáles son los elementos clave que definen cada escenario. Por ejemplo, ¿qué tecnologías de oferta y demanda deben participar en un escenario de descarbonización? ¿Qué coste deben tener estas tecnologías para lograr esta participación? ¿Qué niveles de precios de combustibles son compatibles con estos resultados?

Para ello, en primer lugar, traducimos las narrativas para cada escenario a parámetros cuantitativos (costes de las tecnologías o los combustibles, volumen de servicio energético o de demanda final, etc.), cuya coherencia validamos mediante dos modelos distintos: el MASTER.SO y el ROM.

MASTER.SO es un modelo de equilibrio parcial para el sector energético desarrollado en el IIT (López Peña, 2014¹) que trata de representar el comportamiento de los agentes del sector mediante técnicas de optimización. El modelo simula el funcionamiento del sistema, dada una cierta demanda de servicios energéticos, de forma que se minimice el coste total de inversión y operación. En particular, el modelo determina la combinación de tecnologías de generación y conversión de energía, así como de usos finales, que permite satisfacer la demanda a coste mínimo. Para ello se tienen en cuenta las combinaciones factibles de tecnologías y combustibles, las distintas restricciones que puedan existir para su uso y, por supuesto, los costes de cada uno de los elementos del sistema.

El modelo ofrece dos tipos de resultados: por un lado, en su utilización directa permite analizar los resultados a los que dan lugar los parámetros de entrada introducidos y observar su coherencia con lo planteado en los escenarios. En segundo lugar, mediante la parametrización de las variables de entrada, permite conocer cuáles son los elementos técnicos, de coste u otro tipo, que hacen posible o impiden la utilización de las distintas tecnologías.

El modelo MASTER.SO permite representar con un nivel de aproximación razonable el sistema energético en su conjunto. Sin embargo hay subsectores, como el eléctrico, que presentan una mayor complejidad por la participación de energías renovables no despachables y no almacenables. En este sentido el modelo MASTER.SO sólo incluye una versión simplificada del sistema eléctrico que incluye la gestión de las reservas y la potencia firme pero sin capacidad de incorporar gran detalle horario o técnico. Por ello, y de forma secuencial, se ha utilizado el segundo de los modelos apuntados: el modelo ROM. Este es un modelo detallado de despacho eléctrico desarrollado en el IIT por Andrés Ramos², capaz de evaluar la factibilidad técnica del sistema teniendo en cuenta las incertidumbres asociadas (principalmente la producción de las energías renovables, pero también de otro tipo de centrales) y las características técnicas de las mismas (rampas de subida y bajada, mínimos técnicos, capacidad de almacenamiento, etc.). El modelo ROM puede determinar la necesidad de reservas de operación (secundaria y terciaria), el coste de la energía, la producción de las diferentes centrales y la fiabilidad del sistema. Este cálculo de fiabilidad es el que, en particular, hemos utilizado como indicador de la validez del parque de generación calculado mediante MASTER.SO. Si la fiabilidad del sistema se considera aceptable, una vez contempladas las restricciones de la operación que incluye ROM, la solución de MASTER.SO se considera

1 López-Peña, 2014: "Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain", tesis doctoral supervisada por Pedro Linares e Ignacio Pérez-Arriaga, defendida en la Universidad Pontificia Comillas. Madrid (España), y financiada por la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad.

2 "Technical Report: Reliability and Operation Model for Renewable Energy Sources. Release 6.1".

validada. Si la solución de esta simulación no es aceptable pueden identificarse acciones correctivas, como la instalación de capacidad de almacenamiento adicional o de generadores de respaldo para las renovables.

En las referencias mencionadas puede encontrarse más detalle del funcionamiento de los modelos. En los apéndices pueden consultarse los supuestos generales que se han realizado para todos los escenarios. Asimismo, en la presentación de los indicadores para cada escenario se apuntan los supuestos particulares que se utilizan. En cualquier caso es necesario apuntar, dada su importancia para este informe y las diferencias con otros análisis, que los parámetros de entrada no incluyen el coste del CO₂ sino una cantidad máxima permitida de emisiones de CO₂. Creemos que a largo plazo hay más certidumbre sobre la cantidad que sobre el precio y, por tanto, consideramos que esta aproximación es más robusta. En todo caso, entre los resultados se recoge el precio sombra que corresponde a esta restricción sobre las emisiones.

También es necesario recordar que los modelos anteriores no se utilizan para saber qué debemos hacer, como es habitual en otros modelos de optimización, sino para indicarnos las posibles consecuencias de los supuestos adoptados para cada uno de los escenarios en términos de costes, emisiones, o uso de tecnologías; y de la sensibilidad de los resultados a los parámetros de entrada. De esta forma, los distintos agentes sociales serán conscientes de las consecuencias de los distintos futuros considerados para así adoptar medidas que los promuevan o eviten. Para ser coherentes con esta aproximación, la fase de validación mediante modelos no presupone la aplicación de ninguna política o regulación para el sector energético, más allá de la ya mencionada restricción a las emisiones de CO₂ o de las específicamente señaladas en los siguientes apartados. En este sentido, los modelos considerados suponen que la regulación acompaña, y no distorsiona, las decisiones racionales de los agentes y las restricciones de orden superior introducidas.



[03]

Descarbonización

3.1 Contexto del escenario

3.2 Principales indicadores

3.3 Análisis de sensibilidad

3.1 Contexto del escenario

En este escenario se asume que el compromiso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en línea con lo dispuesto en el Acuerdo de París, es firme y consistente no solo en los estados tradicionalmente más proactivos en este ámbito, particularmente la Unión Europea, sino también en aquellos con más altibajos y reticencias al respecto, esto es, Estados Unidos, Arabia Saudí y algunos estados emergentes.

Se supone que, para alcanzar un objetivo tan ambicioso, existen unas condiciones políticas, sociales y económicas favorables. Se asume así un crecimiento sostenido de la economía mundial, sin grandes oscilaciones, lo que permite la financiación de ese proceso de descarbonización en el mundo desarrollado y las contribuciones de éste a los fondos internacionales de mitigación y adaptación en países en desarrollo.

En relación con los precios de los combustibles, el escenario recoge una reducción significativa de los precios del carbón y petróleo debido a la también considerable reducción en su demanda. El precio del gas experimenta un ligero aumento por el incremento de la demanda que surge, en primer lugar, por su papel como sustituto del carbón, y luego en tecnologías de respaldo de las renovables.

Es importante también el papel de la innovación en este escenario. Si bien no se asumen grandes eventos disruptivos en el ámbito tecnológico, sí se produce una reducción de costes de algunas tecnologías, especialmente renovables para generación eléctrica y de transporte eléctrico, lo que contribuye a su amplia implantación en 2050. Las tecnologías de eficiencia energética también cobran un importante impulso.

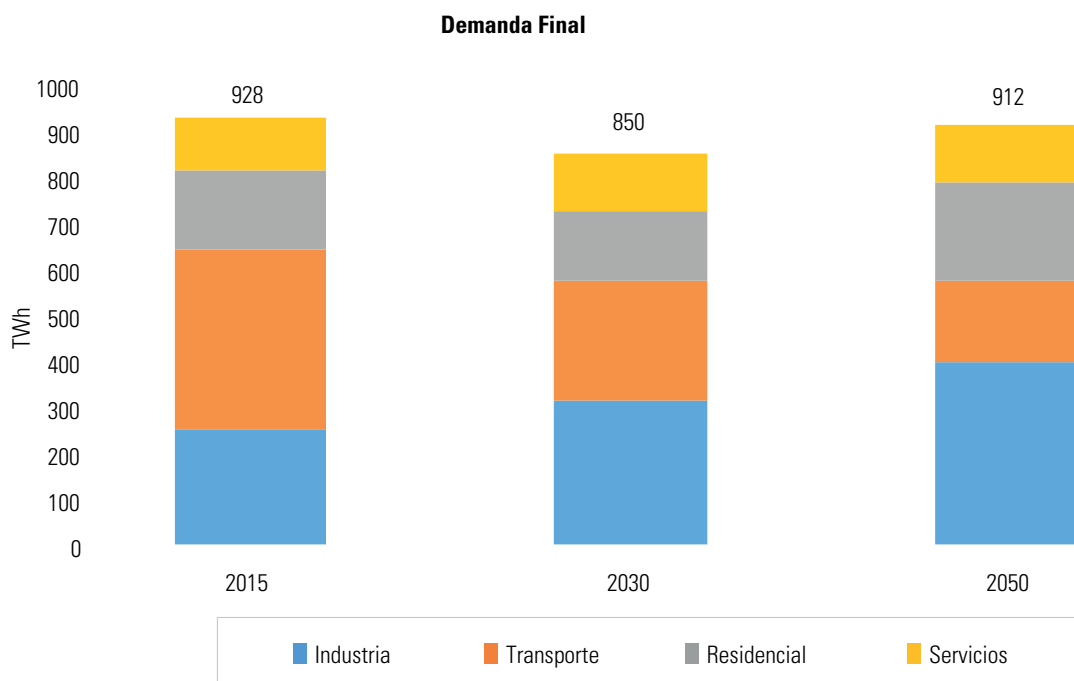
Dos son los factores socio-económicos más relevantes en el estudio a nivel español: demografía y crecimiento económico. A partir de 2015 se estima un incremento de la población de un 0,3% cada año hasta 2050. Al mismo tiempo, se prevé un incremento del PIB de un 1,5% cada año hasta 2050, de nuevo con respecto a 2015.

En cuanto a los objetivos de descarbonización, España sigue lo indicado por la Comisión Europea: un 40% de reducción en 2030, y un 95% de reducción en 2050, en ambos casos con respecto a 1990.

3.2 Principales indicadores

Como no podía ser de otra forma, una de las claves principales que permiten que tenga lugar este escenario de descarbonización intensa de la economía es la eficiencia energética. Como puede observarse en la siguiente figura, la energía final consumida por la economía española se reduce en 2030 y 2050 por la introducción de tecnologías más eficientes. Así, y a pesar de un aumento del PIB del 25% en 2030, y del 68% en 2050, la demanda final de energía se reduce en un 9% en 2030 y 2% en 2050. Hay que recordar además que el modelo únicamente tiene en cuenta cambios tecnológicos (incluyendo medidas de eficiencia térmica en edificios) y no cambios de comportamiento. Por tanto, la mejora en la energía final podría ser incluso mayor.

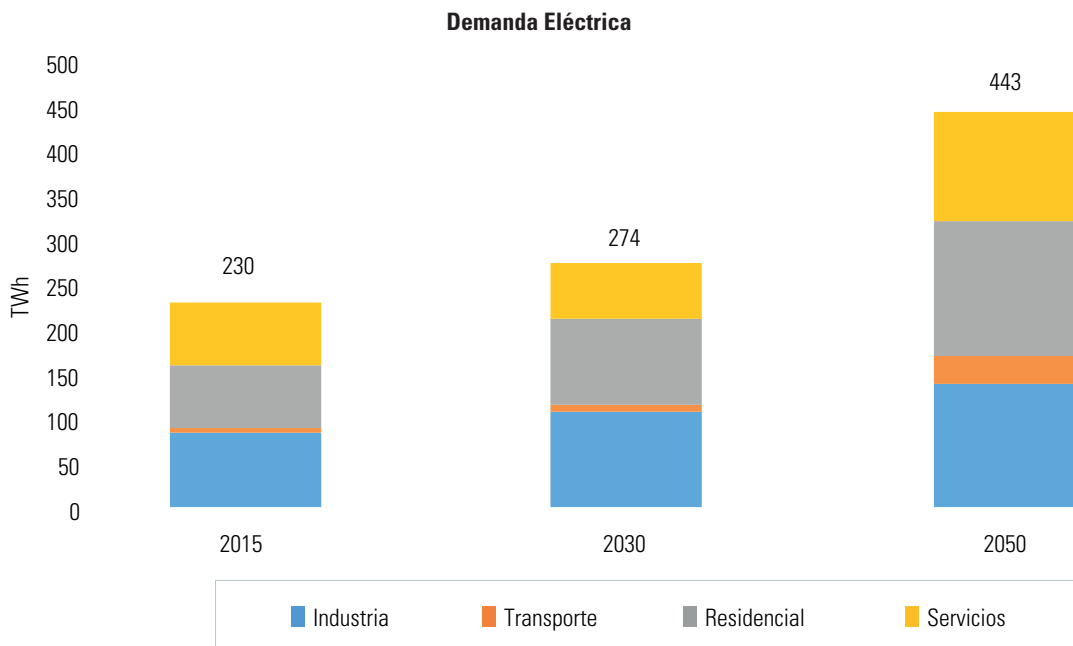
En términos de energía primaria la reducción es aún mayor: 1025 TWh en 2030 y 953 TWh en 2050 (un 30% y 35% menos respectivamente respecto a 2015), por la mayor cuota de las energías renovables.



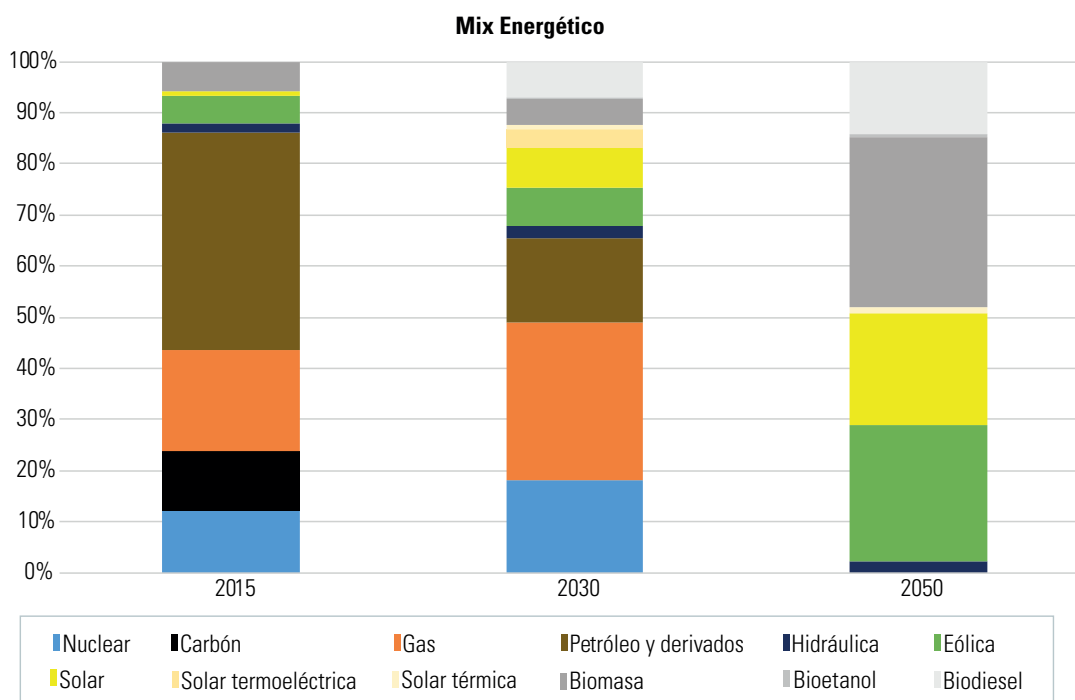
Puede observarse además cómo no sólo se reduce la demanda final, sino que cambia su composición: la demanda final del transporte se reduce, por mejoras de eficiencia y por electrificación, y gana peso la industria.

Gran parte de la mejora en la eficiencia energética global se logra mediante un proceso de electrificación muy significativo, sobre todo a 2050. Como se puede observar en la siguiente figura, la demanda eléctrica aumenta espectacularmente, sobre todo a 2050, que es cuando ya han podido culminar los procesos de electrificación fundamentalmente en el sector terciario y de transporte. Es interesante observar cómo, en cualquier caso, la electrificación del transporte no supone un gran porcentaje de la demanda eléctrica total. A 2030, en cambio, la demanda eléctrica no crece en la misma medida, por las limitaciones que se han introducido (ver Apéndices) a la electrificación de estos sectores.

Grado de electrificación de la demanda por sectores	2030	2050
Residencial	68%	74%
Servicios	51%	100%
Industria	34%	34%
Transporte	5%	79%



¿Cómo se satisface esta demanda? ¿Cuáles son las tecnologías que deben formar parte del mix global y del mix eléctrico para lograr el nivel de descarbonización requerido? En las siguientes figuras se muestra la contribución de cada una de ellas, y su evolución.



Respecto al mix energético, se puede observar cómo el sistema a 2030 mantiene las centrales nucleares, pero retira el carbón. El gas natural gana cuota (aunque sin superar la capacidad de gestión del sistema gasista actual y por tanto, sin requerir inversiones adicionales si se considera un factor de utilización medio), y el petróleo la pierde al electrificarse el transporte (aunque sólo un 10% del parque de vehículos ligeros). Las energías renovables, fundamentalmente la solar fotovoltaica, aumentan su contribución en gran medida, y también aparecen los biocombustibles, necesarios para lograr la reducción de emisiones requerida (al menos en tanto no se logre la electrificación total del transporte: en 2030 los vehículos eléctricos suponen el 10% del parque de vehículos ligeros, y el transporte de larga distancia y de mercancías no se electrifica).

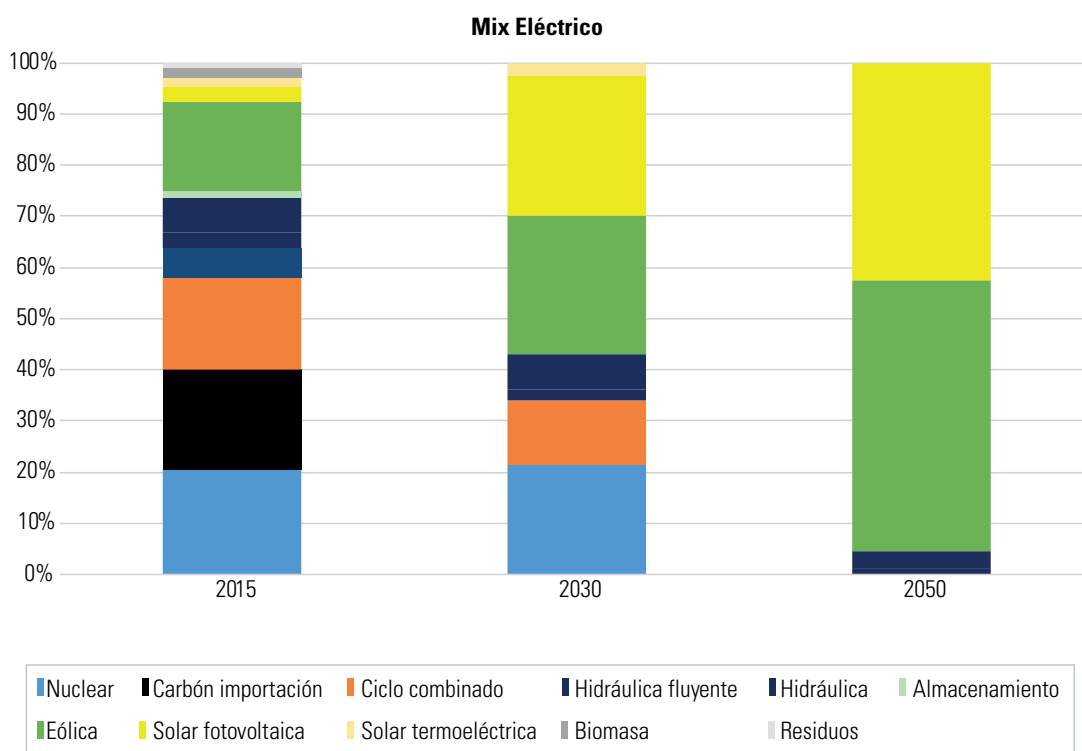
A este respecto, es preciso indicar que en el estudio se utilizan la biomasa y los biocombustibles como representantes de energías libres de carbono y gestionables, sin que se quiera señalar en concreto a estas tecnologías como soluciones aceptables, y por tanto, sin que sea necesario referirnos a la generación tecnológica en la que se encuentran o encontrarían. Claramente, en la situación actual presentan problemas de emisiones de CO₂ indirectas (a lo largo del proceso productivo, o por el uso indirecto del terreno), problemas logísticos, o de otro tipo, que impedirían su utilización en los términos previstos en el estudio.

A 2050, el cambio es radical: los combustibles fósiles deben desaparecer del sistema, al no considerarse (véase posteriormente el análisis de sensibilidad) la posibilidad de contar con captura y almacenamiento de carbono (CCS). En cualquier caso, hay que recordar que, al menos en su desarrollo previsto, el CCS tampoco es capaz de eliminar completamente las emisiones de CO₂, con lo que tampoco sería capaz de lograr la descarbonización completa. Es relevante en este caso analizar por separado el sector eléctrico y el resto de los sectores energéticos.

En lo que respecta al resto de los sectores, que es fundamentalmente la industria (un 57% de la demanda térmica corresponde a la industria, y un 30% al transporte de mercancías), el reto es alimentar la demanda térmica no electrificable. Esto podría hacerse de distintas formas. En este ejercicio, como ya se ha comentado, se ha utilizado la biomasa como proxy de las posibles tecnologías que podrían aportar calor renovable, aun siendo conscientes de la problemática asociada a esta fuente energética (emisión de contaminantes atmosféricos o problemas logísticos). Otras posibilidades

serían: el hidrógeno o gas de síntesis obtenido a partir de electricidad renovable (lo que elevaría la demanda eléctrica pero también reduciría los vertidos renovables del sistema eléctrico)¹; el biogás procedente de residuos (serían necesarios 260.000 GWh, que se pueden comparar con los 686 GWh que se producen actualmente); la energía solar térmica de alta temperatura aplicada a procesos industriales; y quizá otras tecnologías que no están disponibles actualmente. En cualquier caso, estos indicadores subrayan la magnitud del reto al que nos enfrentamos en lo que respecta a la descarbonización completa de la industria.

También es preciso enfrentarse al reto de la descarbonización del transporte de mercancías: en este escenario se utiliza como proxy para esta descarbonización los biocombustibles, que, al igual que la biomasa, presentan distintos problemas. En este caso la alternativa podría ser el hidrógeno (que alimentaría pilas de combustible), o, si las noticias recientes se confirman, también la electrificación. El transporte aéreo o el marítimo presenta más complejidad, al no ser viables actualmente tecnologías libres de carbono. El transporte de pasajeros, por su parte, se electrifica en este escenario casi al 100%.



En el sector eléctrico se observa cómo a 2030 es necesaria la instalación de 7 GW de energía eólica y 30 GW de solar fotovoltaica para cumplir con los objetivos de descarbonización, alcanzando los 34 GW y 38 GW respectivamente (en el caso de la fotovoltaica esta capacidad viene limitada por la potencia máxima instalable anualmente). El sistema mantiene las centrales nucleares para minimizar los costes totales, pero elimina el carbón. El modelo también requiere la instalación de 13 GW de potencia de respaldo, para mantener la potencia firme del sistema. En los apéndices se presentan las tablas detalladas con la potencia instalada y electricidad producida por tecnología.

A 2050, el sistema eléctrico debe descarbonizarse totalmente, lo que supone básicamente que sean la energía eólica y la solar fotovoltaica las que produzcan la mayoría de la electricidad (cuya demanda, recordemos, debe aumentar

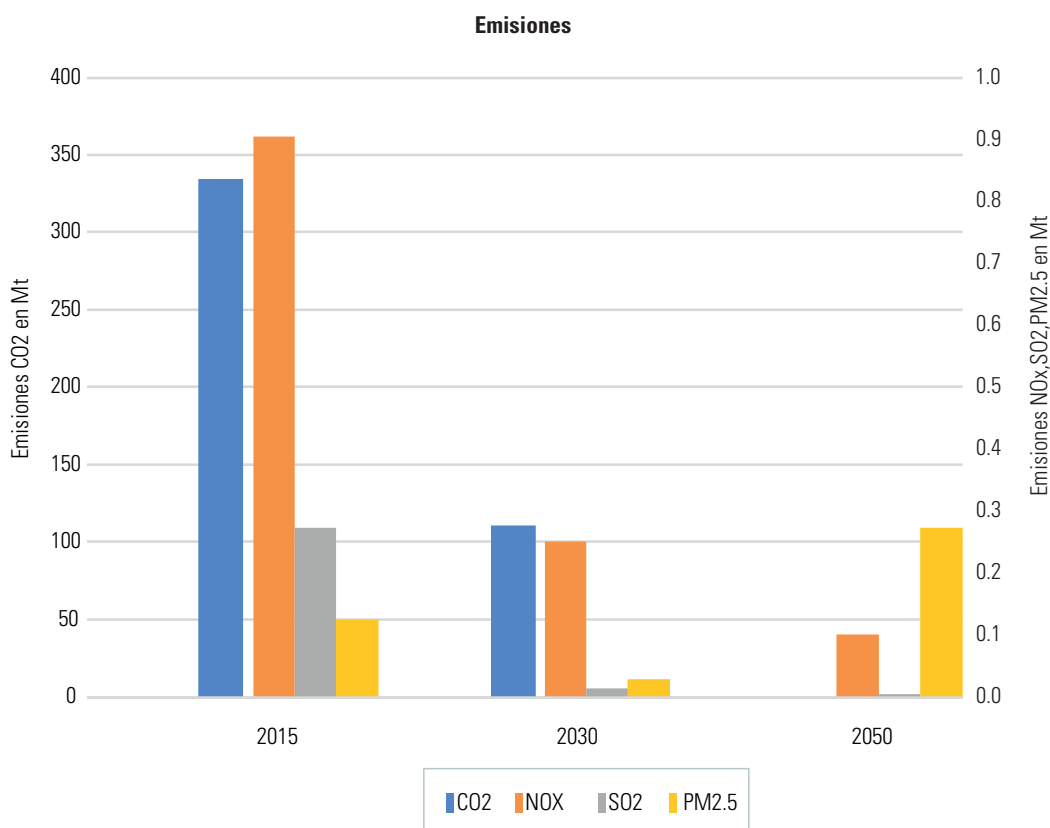
¹ Una primera simulación indica que haría falta instalar 76 GW adicionales de energía renovable (en el escenario se instalan ya 188 GW) para poder alimentar la demanda térmica mediante syngas producido a partir de electricidad.

para electrificar la demanda terciaria y de transporte). La potencia requerida es de 90 GW y 98 GW para eólica y fotovoltaica, respectivamente. Esto, evidentemente, plantea preguntas sobre la viabilidad técnica de un sistema eléctrico fundamentalmente basado en fuentes energéticas variables. Nuestras simulaciones indican que sería necesario contar con 42 GW de potencia despachable de respaldo, o con un nivel de almacenamiento equivalente². Si se quieren evitar las emisiones fósiles en el sector eléctrico, esto requiere o bien que esta potencia despachable sea alimentada con combustibles libres de CO₂ (biogás o syngas; o biomasa si se supone que sus emisiones netas son nulas), o bien optimizar, mediante almacenamiento (con bombeos, baterías, o conversión en hidrógeno) la producción renovable para que se adapte a la demanda³, o, por último, activar la demanda para que sea esta la que se adapte a la oferta y no al revés (aunque evidentemente el volumen de demanda a desplazar, y la frecuencia con la que sería necesario hacerlo, serían muy elevados). La gestión hidráulica también podría contribuir a esta optimización, si respondiera fundamentalmente a señales de fiabilidad del sistema. Otra cuestión relevante es que, si se instala esta potencia de respaldo, que funcionará un número reducido de horas, será necesario contar con un sistema de remuneración que permita su viabilidad económica.

En lo que se refiere a impacto ambiental en forma de emisiones atmosféricas, este escenario evidentemente logra unas importantes reducciones de las emisiones de CO₂, pero también de otros contaminantes como NOx, SO₂. A este respecto es necesario señalar que la alta participación de biomasa requerida en 2050 supone que las emisiones de partículas vuelvan a aumentar, lo que de nuevo hace cuestionarse la viabilidad o interés de esta alternativa. Además, el supuesto de emisiones nulas de la biomasa es cuestionable, y en el análisis de sensibilidad se evaluará el impacto del mismo.

En términos de CO₂ la reducción a 2030 es muy significativa, aunque a un coste de 70 €/t CO₂ (mayor que el previsto por ejemplo para el sistema europeo ETS en este período). En 2050 la reducción es completa, pero evidentemente el coste es mucho más elevado, alcanzando 560 €/tCO₂.

-
- 2 El modelo MASTER introduce esta potencia de respaldo para cumplir con la restricción de firmeza, pero no la pone apenas en funcionamiento, por lo que no aparece en la figura. Como veremos posteriormente, el modelo de despacho eléctrico detallado sí requiere el funcionamiento de la generación de respaldo. Lo mismo sucede en el resto de escenarios 100% renovables. El almacenamiento tampoco aparece en el mix por su propia naturaleza.
 - 3 De las ejecuciones del modelo de despacho detallado ROM se extrae que sería necesario contar con aproximadamente 90 TWh de energía de respaldo, que, como se indica en el texto, podría provenir de distintas vías. Si se proporciona mediante almacenamiento, en primer lugar sería necesario instalar 7 GW adicionales de energías renovables; y luego disponer del almacenamiento necesario. El almacenamiento de corto plazo podría realizarse con las baterías de los vehículos (existiría un potencial de aproximadamente 256 TWh para almacenar en el año), pero el almacenamiento de largo plazo necesario para superar la falta de energía en el invierno requeriría o bien otro tipo de almacenamiento, o una operación distinta de la hidráulica regulable. También podría considerarse como un tipo de almacenamiento el acceso, mediante un aumento de las interconexiones, a un sistema eléctrico europeo más diversificado y no correlacionado con el sistema español, y que produjera con energías renovables en los momentos en que hubiera déficit en nuestro sistema.



Finalmente, la siguiente tabla muestra los costes del sistema⁴. Es preciso señalar que en todos los escenarios se ha evitado mostrar los costes actuales, ya que no son comparables con los que ofrece el modelo, fundamentalmente a causa de la distinta recuperación de las inversiones. El modelo incluye en sus costes la amortización de las inversiones, mientras que tanto en 2015 como incluso en 2030, en que se mantiene cierta potencia instalada, las instalaciones existentes se consideran costes parcialmente hundidos.

	2030	2050
Coste total de la energía [G€]	135	173
Coste operación [G€]	52	63
Coste inversión [G€]	83	110
Coste medio energía primaria [€/MWh]	129	182
Coste medio energía final [€/MWh]	161	191
Coste medio de la generación de electricidad [€/MWh]	65,81	81,51
Costes externos		
Coste de la inseguridad energética asociada a gas y petróleo [G€]	4,3	0
Coste de CO ₂ [G€]	4,0	0
Coste de NOx [G€]	3,7	1,4
Coste de SO ₂ [G€]	0,2	0,1
Coste de PM2.5 [G€]	0,6	6,0
<i>Total de costes externos [G€]</i>	<i>12,8</i>	<i>7,5</i>

⁴ En los apéndices se explica cada uno de los conceptos de coste presentados en la tabla.

En cualquier caso, se observa cómo los costes del sistema aumentan a medida que se va incrementando la demanda y también la exigencia de reducción de emisiones de CO₂, fundamentalmente por la necesidad de invertir en nuevas tecnologías. En cambio, los costes de operación se mantienen bastante estables. También los costes externos, tanto de la contaminación como de la inseguridad energética, se reducen en gran medida (salvo por el efecto ya citado de las partículas en 2050).

3.3 Análisis de sensibilidad

Como se ha podido observar, la materialización de este escenario depende de algunos elementos críticos, como la disponibilidad de energías renovables para el sector eléctrico, y más aún, para la producción de energía térmica para la industria. A continuación evaluamos el impacto de distintos factores sobre las características del escenario presentado.

Si no se contara con la energía nuclear en 2030:

El sistema aumenta su coste en un 3%. Para compensar la retirada de la nuclear y seguir cumpliendo con la restricción de emisiones de CO₂, se produce un 2% de más de electricidad renovable, y la cuota de energías renovables en el mix primario aumenta un 12%. También aumenta en 93 TWh la demanda de gas. La demanda eléctrica disminuye en 8 TWh, y se incrementan las emisiones de partículas, mientras que bajan las de NOx.

Si fuera posible contar con la tecnología CCS:

A 2030, la mejora de la eficiencia se reduce, y el precio de la electricidad disminuye. Se instalan menos renovables, aumenta la demanda eléctrica, y por tanto baja la cuota de renovables en generación eléctrica en un 17%. Además, la demanda de gas aumenta 115 TWh. Aumenta la dependencia energética en un 6%, y también aumentan las emisiones de NOx. En 2050, sin embargo, el CCS no entra en el sistema, debido a que no puede garantizar emisiones nulas de CO₂, tal como se requiere.

Si el coste de inversión a la fotovoltaica se redujera en un 20%:

El único efecto sería una reducción de costes. Los costes medios de la energía final se reducirían en un 0,4% en 2030, mientras que en 2050 la reducción sería del 0,6%.

Si no se permite la utilización de biomasa:

En 2030 el gas sustituye a la biomasa, y se reducen las emisiones atmosféricas. Para mantener la reducción de emisiones de CO₂ necesaria, el sistema incorpora biocombustibles (reduciendo petróleo). La dependencia energética aumenta un 5%. A 2050, el sistema reacciona mejorando aún más la eficiencia, pero esto no es suficiente para hacer viable el sistema bajo la restricción de emisiones exigida, resultando en energía no suministrada.

Si no se permite el uso de biocombustibles:

En 2030 se instala más eólica para compensar la reducción de emisiones que permiten los biocombustibles. Se reduce en un 15% la electrificación residencial, al estar limitadas las emisiones de CO₂ del sector eléctrico (al tener que emitir más en el transporte). En 2050 la electrificación debe aumentar un 20%, pero aun así esto no es suficiente para lograr la reducción de emisiones de CO₂ exigida, y aparece energía no suministrada.

Si no se consideran medidas de eficiencia en la edificación:

En 2030 aumenta la demanda de gas, y también aumenta la demanda eléctrica, para satisfacer la mayor demanda de los edificios. En 2050 aumenta la demanda eléctrica (en 18 TWh), en este caso a base de fotovoltaica y eólica.

Si se aplican medidas que reducen el crecimiento de la demanda residencial:

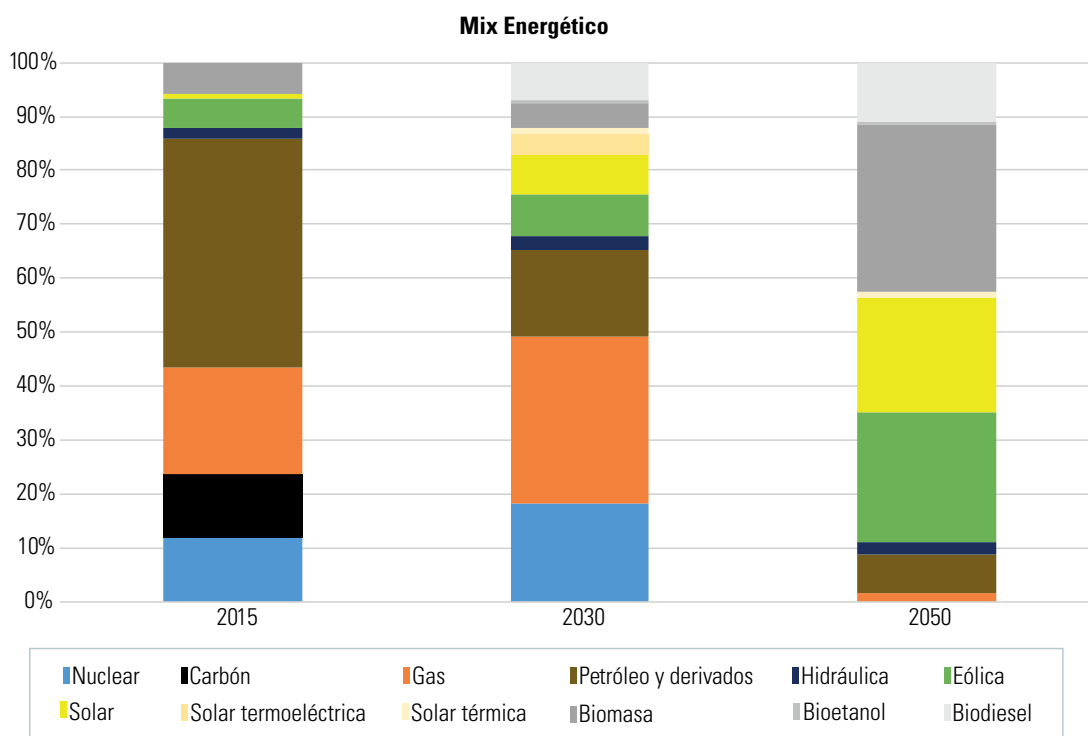
En 2030 se podrían ahorrar 25 TWh de gas y 13 TWh de electricidad, bajando el coste de esta última. En 2050 las reducciones serían aún mayores, de 50 TWh de electricidad, lo que conllevaría una menor instalación de energía eólica, y un menor precio de la electricidad (17 €/MWh menos).

Si limitamos la cuota de vehículos eléctricos al 50% en 2050:

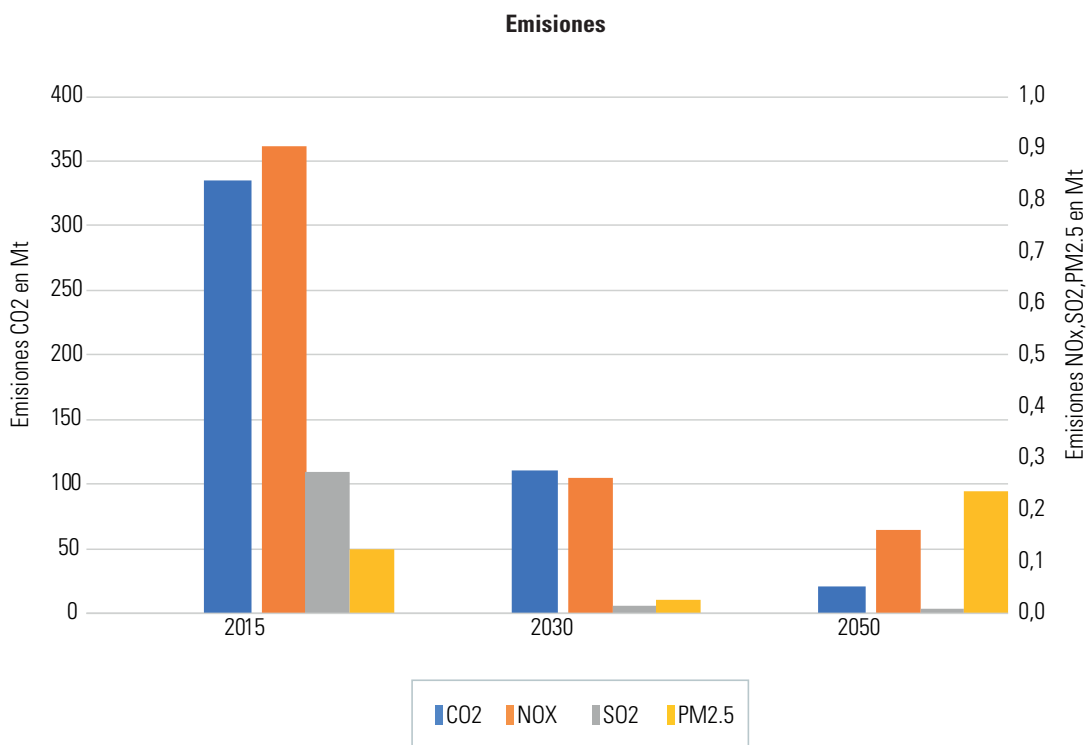
El modelo electrifica el 100% de los turismos. Si se limitara esta electrificación al 50%, la demanda eléctrica se reduciría, así como su precio y la capacidad instalada de energía eólica. Aumentaría la electrificación residencial, pero el sistema aumentaría su coste significativamente, en 95G€.

Si rebajáramos la ambición de la reducción de emisiones en 2050 al 80% con respecto al año 1990:

La demanda final aumentaría un 3% (al no ser tan necesaria la eficiencia energética), mientras que la demanda eléctrica bajaría un 4% por la menor necesidad de electrificar (fundamentalmente el transporte). El mix energético, como muestra la figura, contaría con el gas (para la industria, 15 TWh) y el petróleo y derivados (71 TWh, para el transporte). El mix eléctrico seguiría estando totalmente descarbonizado, salvo que se permita la utilización de CCS, en cuyo caso los ciclos combinados de gas entrarían con 46 GW, produciendo 140 TWh. En este caso se reduciría la demanda eléctrica un 5%.



Las emisiones de contaminantes aumentarían, no sólo el CO₂ sino también NO_x, pero a cambio se reducirían las emisiones de PM_{2.5} al requerirse menos biomasa.



Finalmente, los costes se reducirían. El precio sombra del CO₂ bajaría hasta los 128 €/tCO₂, y los costes medios de la energía primaria y de la energía final bajarían un 8%, mientras que los de la energía eléctrica se reducirían un 20%.



[04]

Mantenimiento de políticas actuales

- 4.1 Contexto del escenario**
- 4.2 Principales indicadores**
- 4.3 Análisis de sensibilidad**

4.1 Contexto del escenario

En este escenario se asume que en el periodo 2030-2050 el panorama geopolítico internacional evoluciona de manera aproximadamente lineal. El peso creciente de las economías emergentes, principalmente China e India, es el hecho más relevante del escenario, lo que provoca un cambio en los equilibrios político-económicos internacionales. Especialmente significativo es el aumento de la demanda global de servicios, incluidos los energéticos, vinculados al crecimiento económico de estas economías emergentes.

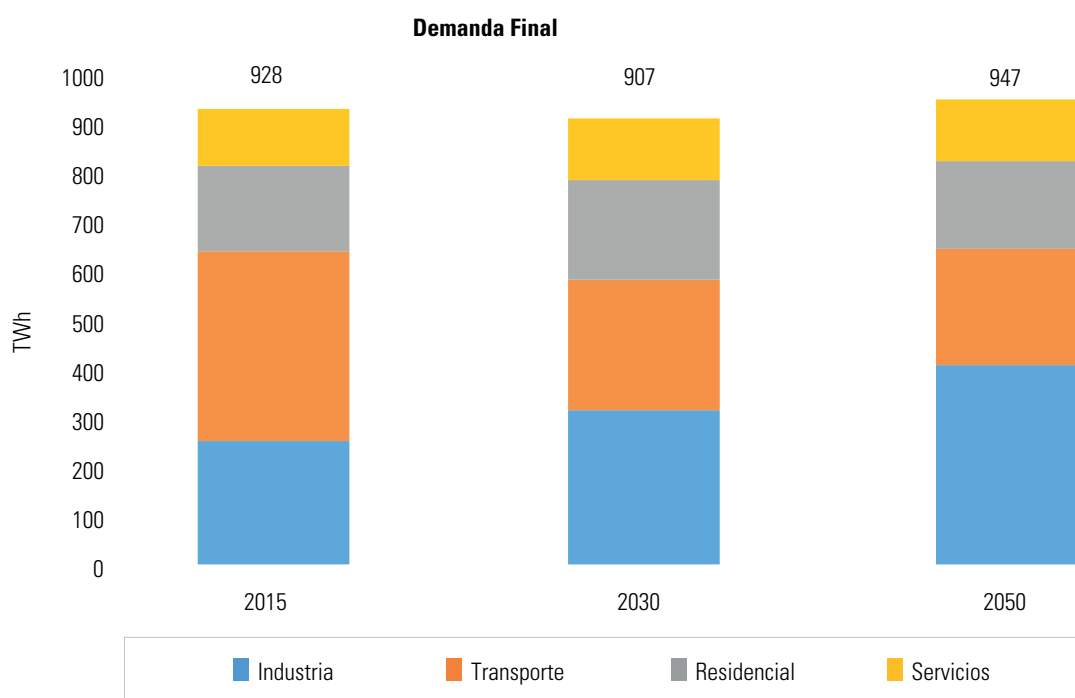
En relación a los precios de los combustibles en el escenario, se asume que el carbón experimenta pocas variaciones hasta 2030, y comienza un descenso moderado hasta 2050. Se infiere por tanto que el equilibrio entre oferta y demanda se mantiene hasta 2030 y, a partir de ahí, la reducción de la demanda lleva a la disminución de su precio. El gas, sin embargo, experimenta un aumento de precio entre 2015 y 2030 (situándose en los 25 €/MWh, casi un 50% por encima del nivel de 2015) para mantenerse más o menos estable hasta 2050. Esto se debe principalmente al creciente papel del gas como tecnología de apoyo en un mix de generación eléctrico mundial donde las renovables van ganando terreno. Finalmente, el petróleo experimenta una caída lineal y moderada de precios motivada por la lenta reducción de la demanda de derivados en el sector transporte, ocasionada por la paulatina electrificación del sector, y la irrupción del gas como alternativa de transición.

En relación con el esfuerzo internacional de descarbonización, este escenario asume cierta tibieza por parte de los países, que se limitan a cumplir los compromisos (Contribuciones Nacionales Determinadas) expresados en el marco del Acuerdo de París, con países que abandonan la estrategia global contra el cambio climático. La presión ciudadana no es lo suficientemente fuerte como para impulsar políticas más ambiciosas y, aunque se progresa en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, los esfuerzos no son coherentes con lo propuesto en el Acuerdo de París.

Se asume que España experimenta un crecimiento demográfico y económico similar al del escenario de descarbonización. También se supone que los objetivos de descarbonización son, a 2030, los ya formulados por la Unión Europea (43% de reducción para los sectores sujetos al sistema ETS, y 26% de reducción para los sectores difusos), mientras que a 2050 no se logran los objetivos planteados en el escenario de descarbonización. Además de estos objetivos, la política europea también plantea unos escenarios de penetración de energías renovables, y de eficiencia energética.

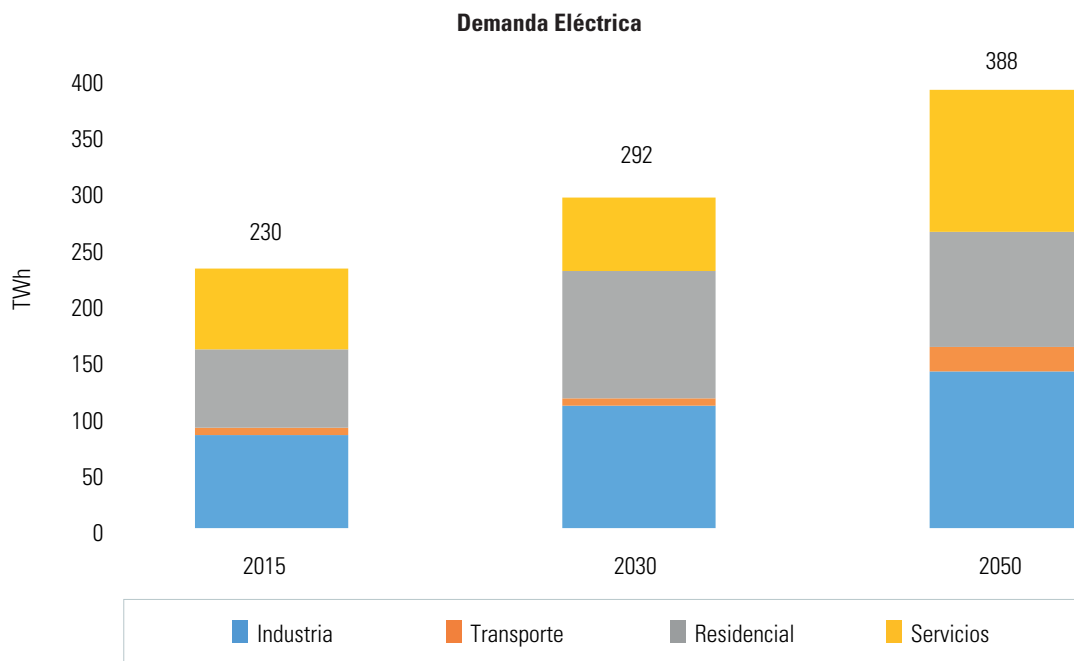
4.2 Principales indicadores

Recordemos que este escenario es menos ambicioso que el anterior en términos de reducción de emisiones de CO₂, lo que implica una menor presión por la eficiencia energética, sobre todo en 2030. A pesar de ello, la demanda final se reduce con respecto a la de 2015 en un 2%. En 2050, en cambio, la demanda vuelve a aumentar, aunque de forma ligera y en todo caso desacoplada del crecimiento económico (recordemos que el PIB aumentaba un 25% y un 68% respectivamente en 2030 y 2050).

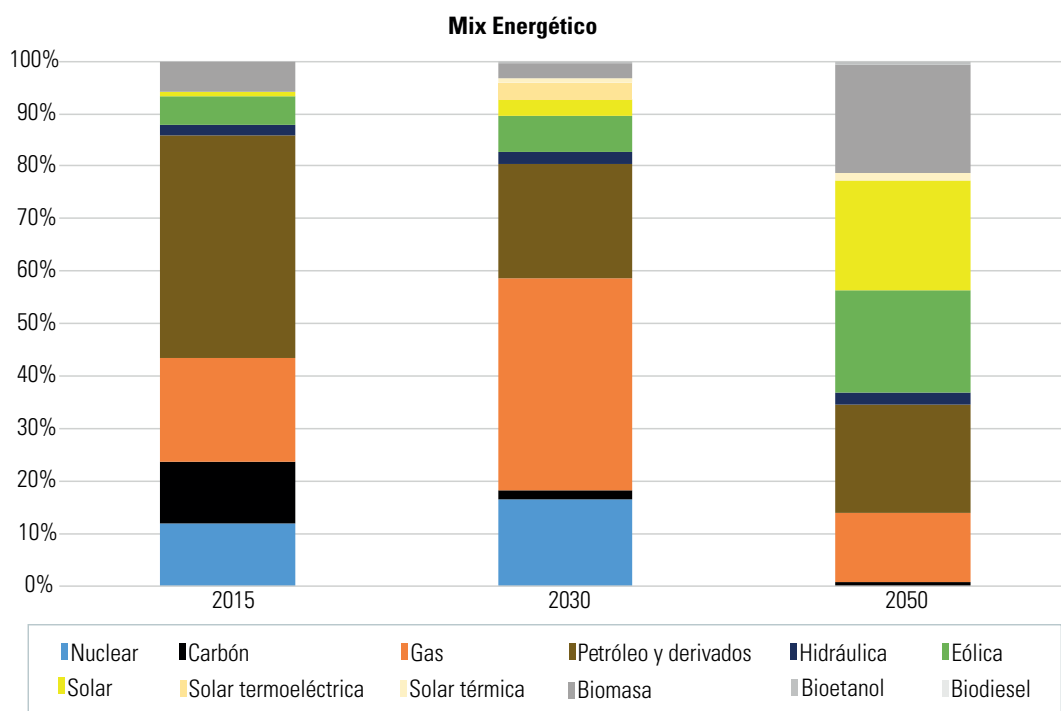


Esta menor exigencia también se refleja en un menor grado de electrificación a 2050 (aunque el transporte de pasajeros sí se electrifica casi completamente), pero un mayor crecimiento de la demanda eléctrica en 2030, como se puede observar en la figura siguiente.

Grado de electrificación de la demanda por sectores	2030	2050
Residencial	60%	61%
Servicios	52%	100%
Industria	34%	34%
Transporte	5%	47%



En lo que respecta a la energía primaria, la reducción con respecto a 2015 es de un 22% y de un 32% respectivamente en 2030 y 2050. La razón en este caso es no sólo la menor eficiencia energética, sino también una cuota de energías renovables más reducida, tal como se muestra en la figura siguiente.



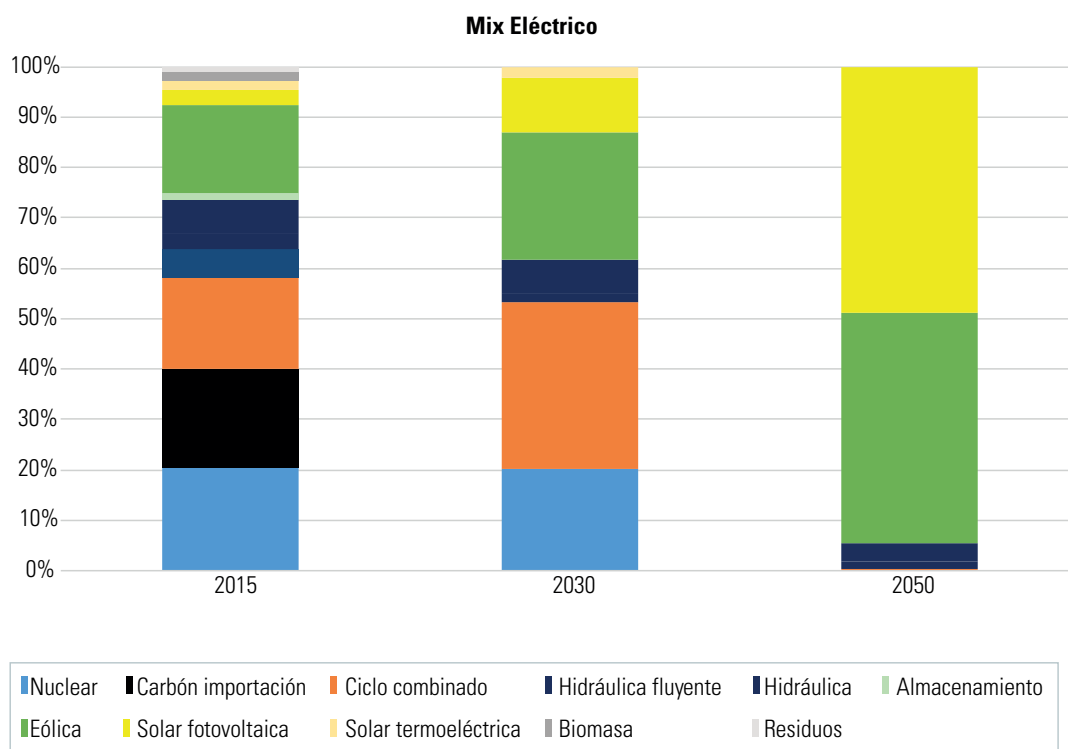
La figura es particularmente interesante en lo que se refiere a la comparación entre 2030 y 2050. Podemos ver cómo en 2030 la baja exigencia en términos de reducciones de CO₂ conlleva un mantenimiento del predominio fósil en el mix energético. La demanda de gas aumenta mucho con respecto a 2015 (un 45%); y aunque la demanda de productos

petrolíferos se reduce, sigue suponiendo una cuota cercana al 25%. Además, también se mantiene el carbón dentro del mix, al no ser necesaria su eliminación para cumplir con los objetivos de emisiones de CO₂.

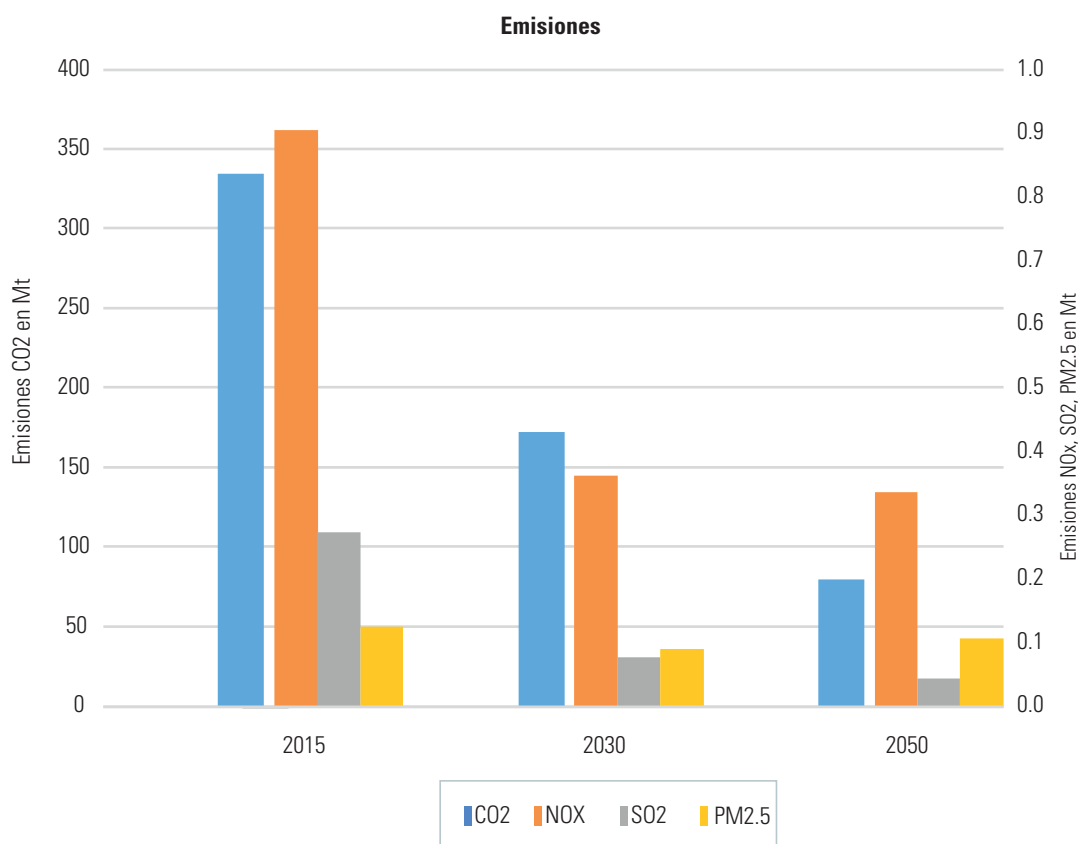
En cambio, a 2050 la transformación es muy significativa: aunque todavía se permiten emisiones de CO₂ en el sector energético, el gas reduce mucho su participación, el petróleo mantiene su cuota, y las renovables aumentan su contribución en gran medida: fotovoltaica y eólica para producción de electricidad, y biomasa para la industria. En estos escenarios los biocombustibles no participan, ya que es el petróleo el que sigue siendo utilizado para el transporte. El carbón mantiene una participación mínima, de 7 TWh.

Esto también se observa en el sector eléctrico: si bien el gas cuenta con una cuota muy importante en 2030 en este sector, con una potencia instalada un tercio mayor que la actual, esta potencia debe desaparecer en 2050 casi en su totalidad, ya que el sistema eléctrico se descarboniza casi totalmente. De nuevo, surge la cuestión de cómo remunerar unas centrales cuya vida útil va a ser muy reducida.

Hay que señalar también que este escenario incluye el cumplimiento de un objetivo de penetración de energías renovables a 2030, lo que se ha traducido en la imposición de una potencia instalada de 34 GW de eólica y 16 GW de solar fotovoltaica.



La razón de la descarbonización casi completa del sector eléctrico es que resulta más barato lograr en este sector la reducción de emisiones requerida. Pero a cambio, esto requiere una importante potencia de respaldo (36 GW) para poder sostener un sistema eléctrico basado fundamentalmente en renovables. De nuevo, es importante reflexionar sobre cómo lograr este respaldo sin emisiones de CO₂: o bien es preciso utilizar fuentes energéticas despachables, como el biogas, la biomasa o el hidrógeno; o bien es necesario contar con almacenamiento suficiente para ajustar lo más posible la producción renovable a la demanda, tanto a nivel instantáneo como a lo largo del año. Véanse a este respecto los comentarios realizados en el escenario de descarbonización. En los apéndices se presentan las tablas detalladas con la potencia instalada y electricidad producida por tecnología.



Como corresponde a la definición del escenario, la reducción de emisiones de CO₂ no es tan pronunciada como en el escenario de descarbonización. En particular, a 2050 siguen existiendo emisiones (que son las que permiten la presencia del petróleo y del gas en el mix energético). Esta misma contribución fósil es la que explica también las importantes emisiones de NOx.

Ahora bien, es interesante llamar la atención sobre las emisiones de CO₂ en 2030, que son inferiores a la restricción establecida (de hecho, el precio sombra del CO₂ es nulo). Es decir, el sistema va más allá, por la competitividad de las nuevas tecnologías tanto de generación como de demanda, en la reducción de emisiones, alcanzándose un total de 175 MtCO₂, una reducción de casi el 50% sobre las emisiones del sector energético en 2015. A este respecto, es interesante ver que, por tanto, en 2030 se ha logrado la mitad del esfuerzo de reducción que correspondería a una reducción total de emisiones de CO₂ en el sector energético (ver escenario de descarbonización), y que por tanto, a efectos de emisiones esta senda de reducción puede ser coherente (aunque con problemas de recuperación de costes para las tecnologías de transición, como ya se ha comentado anteriormente).

En 2050 ya sí que la restricción de emisiones de CO₂ se vuelve activa, con un precio sombra de 71 €/tCO₂.

Finalmente, en lo que se refiere a los costes, vemos cómo se sitúan en niveles inferiores a los del escenario de descarbonización, por la menor exigencia de la reducción de emisiones, a pesar del crecimiento de la demanda y también a pesar de que los costes de inversión de las tecnologías renovables se han supuesto algo superiores al escenario de descarbonización. Los costes externos también se reducen, aunque en menor proporción que en el escenario anterior, y de hecho vemos que los costes asociados a NOx y partículas se mantienen estables entre 2030 y 2050.

	2030	2050
Coste total de la energía [G€]	137	166
Coste operación [G€]	57	64
Coste inversión [G€]	80	102
Coste medio energía primaria [€/MWh]	119	169
Coste medio energía final [€/MWh]	152	177
Coste medio de la generación de electricidad[€/MWh]	46,30	68,63
Costes externos		
Coste de la inseguridad energética asociada a gas y petróleo [G€]	5,2	3,5
Coste de CO ₂ [G€]	6,2	2,9
Coste de NOX [G€]	5,1	4,7
Coste de SO ₂ [G€]	1,4	0,8
Coste de PM2.5 [G€]	2,0	2,3
<i>Total de costes externos [G€]</i>	<i>19,9</i>	<i>14,2</i>

4.3 Análisis de sensibilidad

De nuevo, es importante analizar en qué medida este escenario es coherente con cambios en los supuestos de entrada. A continuación evaluamos la sensibilidad a estos cambios.

Si no se contara con la energía nuclear en 2030:

En este caso es necesario contar con más eficiencia energética, y el sistema aumenta su coste en 2 G€. La demanda eléctrica se reduce, y aumenta la electrificación residencial (un 10%) y las renovables en el mix primario (un 2%). También aumenta, en 60 TWh, la demanda de gas. Las emisiones de CO₂ aumentan un 10%, hasta las 193 MtCO₂.

Si se elimina el carbón:

Básicamente se sustituye el carbón por gas, que aumenta su demanda en 19 TWh, reduciéndose las emisiones en consecuencia en 4 MtCO₂ en 2030. En 2050 el efecto es menor, por la menor contribución del carbón en ese año.

Si el coste de inversión a la fotovoltaica se redujera en un 20%:

El único efecto sería una reducción de costes. Los costes medios de la energía final se reducirían en un 0,17% en 2030, mientras que en 2050 la reducción sería del 0,78%.

Si fuera posible contar con la tecnología CCS:

Incluso aunque esta tecnología estuviera disponible, la poca exigencia de reducción de emisiones supone que no es necesaria ni en 2030 ni en 2050.

Si no se permite la utilización de biomasa:

El no poder contar con una biomasa libre de emisiones supone que el sistema debe emplear más la eficiencia energética (un 3% en 2030, un 1% en 2050), y también aumentar el grado de electrificación residencial (un 12% más en 2030, un 25% más en 2050). La demanda de gas aumenta, especialmente en 2050 (160 TWh más en este año). El sistema, a resultas de esto, se hace más caro, y más dependiente del exterior.

Si no se consideran medidas de eficiencia en la edificación:

La energía primaria aumenta, evidentemente, y a la vez, curiosamente, se reduce la demanda eléctrica (en 20 TWh en 2030 y 33 TWh en 2050), por el nuevo balance que debe alcanzar el modelo para minimizar costes.

Si se aplican medidas que reducen el crecimiento de la demanda residencial:

El efecto fundamental de estas medidas es la reducción en la demanda de gas (sobre 40 TWh en los dos horizontes temporales considerados).

Si limitamos la cuota de vehículos eléctricos al 50% en 2050:

El modelo electrifica el 100% de los turismos. Si se limitara esta electrificación al 50%, el transporte reduciría su nivel de electrificación en un 23%, lo que supone que el sistema aumenta su coste en 5 G€, y aumenta la electrificación residencial en un 6%. La dependencia energética aumenta, igual que el coste de la inseguridad energética. También se reduce la demanda de gas en 10 TWh.

Si no establecemos objetivos de renovables a 2030:

El sistema no instalaría nueva capacidad de renovables, ya que no lo necesita para reducir emisiones. Ahora bien, es preciso señalar que, en este escenario, el sistema no necesita mucha más potencia, apenas 7 GW, que prefiere satisfacer con ciclos combinados de gas, más competitivo bajo los supuestos utilizados.



[05]

Avance tecnológico acelerado

- 5.1 Contexto del escenario**
- 5.2 Principales indicadores**
- 5.3 Análisis de sensibilidad**

5.1 Contexto del escenario

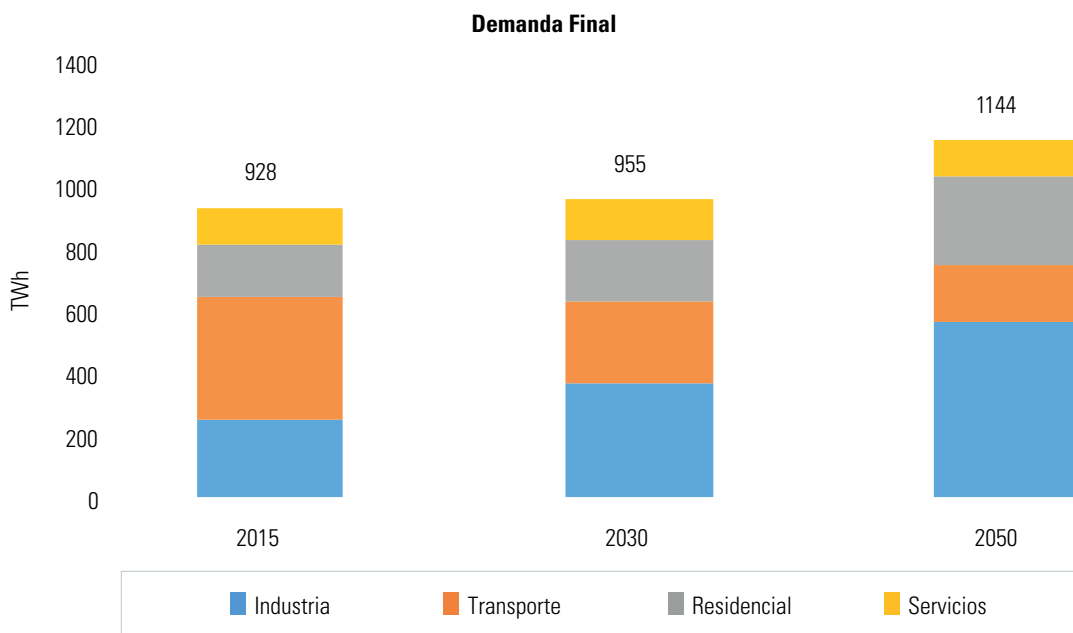
En este escenario, aunque se mantienen algunas desigualdades entre los países desarrollados y aquellos en vías de desarrollo, se produce un progreso tecnológico sin parangón en el periodo 2015-2050. Así, hay un importante desarrollo tecnológico de las tecnologías renovables para generación eléctrica y de almacenamiento. No obstante, también se desarrollan fuertemente las tecnologías de fracking y los ciclos combinados de gas. La innovación es el motor de una economía que crece a un ritmo superior al 2% anual, llegando a picos del 5,5%, y que es capaz de reducir muy significativamente los costes tecnológicos.

La descarbonización de la economía es muy acusada en este escenario, aunque en esta ocasión el principal motor no es la preocupación por el cambio climático, como en los escenarios anteriores, sino directamente la innovación. Por ello, los costes de las tecnologías renovables se reducen dramáticamente. El escenario de precios de combustibles es muy similar al de descarbonización: tanto el petróleo como el carbón experimentan una clara reducción, mientras que el gas experimenta una leve bajada.

Impulsada por los planes de innovación de la Unión Europea, España experimenta un periodo 2015-2050 floreciente en lo económico. Superada la crisis financiera, nos encontramos ante fuertes inversiones infraestructurales que mejoran la competitividad de la economía española.

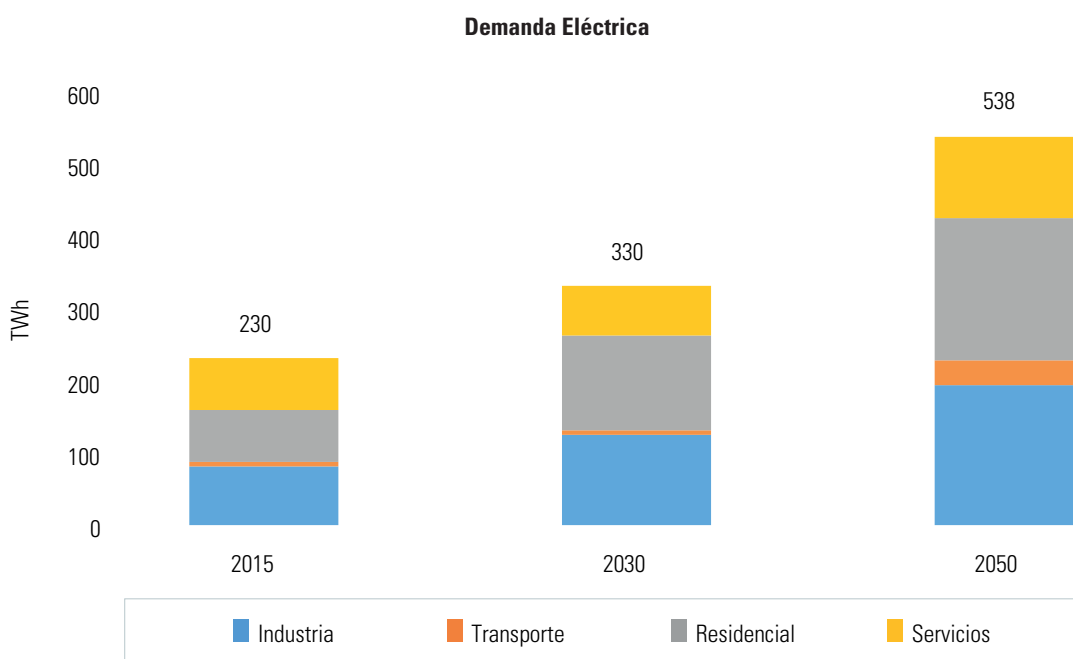
5.2 Principales indicadores

En este escenario se manifiestan dos efectos interesantes: Un mayor crecimiento económico, que a su vez lleva a una mayor demanda de servicios energéticos; y a la vez, cuando suponemos que la tecnología de generación energética se abarata significativamente, se produce un efecto rebote: ya no es tan necesario, ni desde el punto de vista del coste, ni del de las emisiones, ahorrar tanta energía. Así, la mejora en la eficiencia energética se reduce un 10% en 2030, y un 20% en 2050 con respecto al escenario de descarbonización. Ambos efectos combinados resultan en un escenario de demanda final en que, al contrario que en los presentados anteriormente, la demanda final aumenta significativamente (un 3% en 2030 y un 23% en 2050). Esto lleva a que, incluso con una mayor cuota de energías renovables, la demanda de energía primaria se reduce muy poco (un 19% en 2030 y un 11% en 2050).

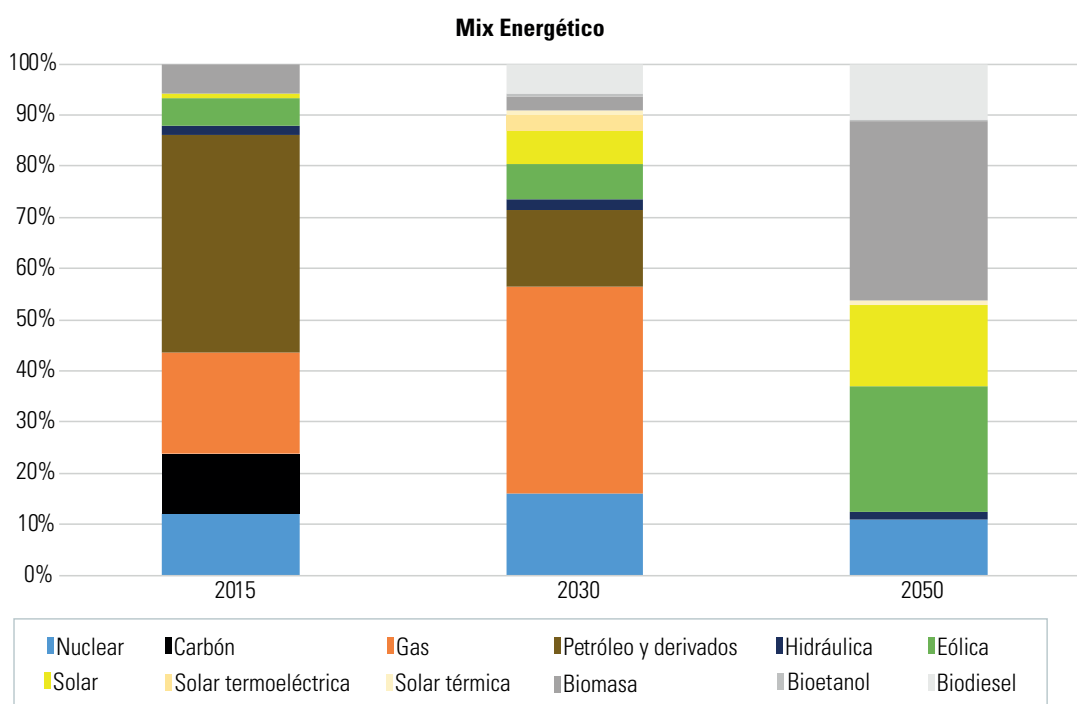


El porcentaje de electrificación de la economía se mantiene con respecto al escenario de descarbonización (incluyendo también la electrificación del 100% del transporte de pasajeros en 2050), pero de nuevo, el mayor crecimiento económico supone un aumento de la demanda eléctrica, que como vemos supone más del doble de la actual en 2050.

Grado de electrificación de la demanda por sectores	2030	2050
Residencial	71%	72%
Servicios	52%	100%
Industria	34%	34%
Transporte	5%	79%

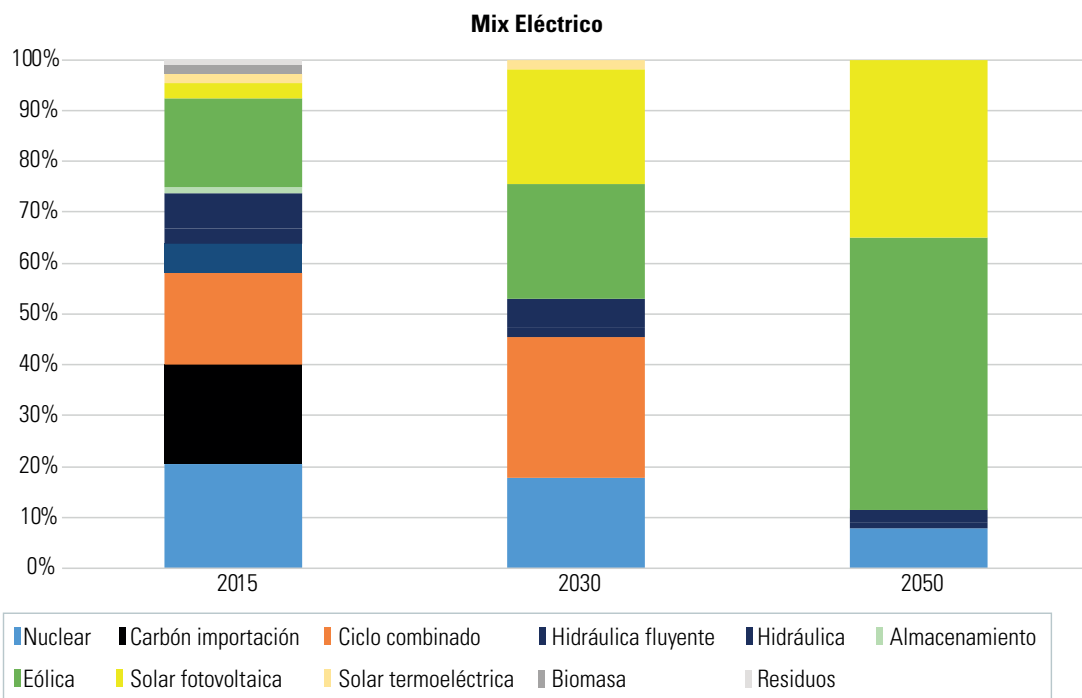


El crecimiento de la demanda y el avance tecnológico se reflejan en la estructura de la producción de energía. A medio plazo, en 2030, el gas vuelve a convertirse en la pieza central del sistema, con una demanda total de 477 TWh (un 50% superior a la actual, pero todavía dentro de la capacidad de gestión del sistema gasista actual). En este caso, el carbón desaparece por motivos de rentabilidad, pero el petróleo permanece todavía por la baja penetración del vehículo eléctrico. Los biocombustibles aparecen para poder cumplir con la restricción de emisiones de CO₂. Aunque la restricción es menos exigente que en el escenario de descarbonización, el mayor crecimiento económico la hace también relevante, como se verá posteriormente.



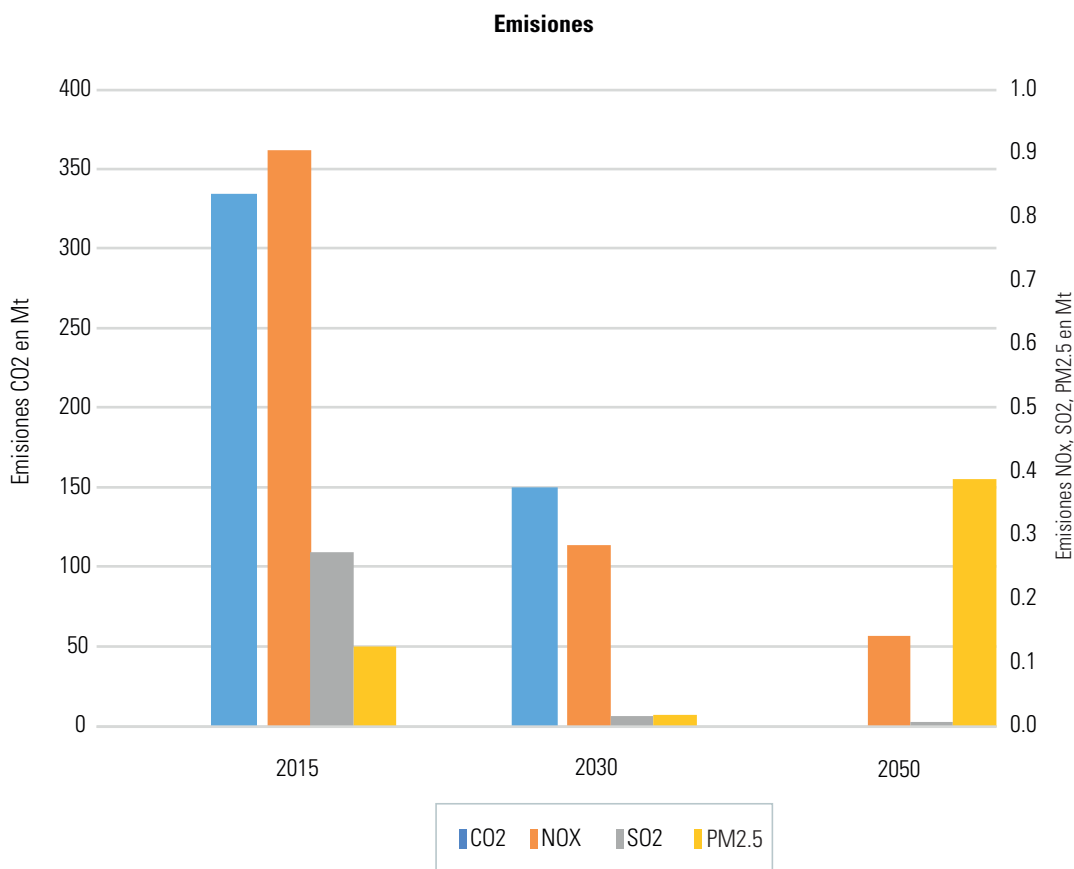
De nuevo, a 2050 el sistema energético debe descarbonizarse por completo, lo que requiere, y ahora en mayor medida (por el mayor crecimiento económico) una respuesta para la demanda térmica de la industria, además de para el transporte de mercancías. Como en escenarios anteriores hemos utilizado como proxy de una energía libre de emisiones de CO₂ la biomasa y los biocombustibles, aun siendo conscientes de todos sus problemas (incluyendo las emisiones de CO₂ en su ciclo de vida). En este caso, es interesante observar que la nuclear sí aparece en 2050, por el supuesto de reducción de costes que se ha realizado, y también por la necesidad de cubrir la mayor demanda de electricidad (al estar limitada la cantidad instalable de renovables).

A este respecto, la siguiente figura muestra el mix eléctrico. Lo más llamativo en este caso es la ya comentada participación de la energía nuclear en el mix de 2050, y la elevada contribución del gas en 2030. En 2030 el sistema instala el máximo permitido de energía renovable, 34 GW de eólica y 38 GW de fotovoltaica, pero la mayor demanda requiere una importante participación de los ciclos combinados de gas. Así, el sistema requiere instalar 15 GW de nuevos ciclos combinados de gas. Y sin embargo, el gas debe desaparecer en 2050, de nuevo planteando la cuestión de cómo rentabilizar las inversiones necesarias.



En 2050, el sistema eléctrico está totalmente descarbonizado, y en este caso además con un nivel de demanda muy elevado. Esto es lo que explica que la nuclear deba entrar en el sistema. Cuando eliminamos la limitación a la capacidad instalable de renovables, la nuclear desaparece del sistema.

Una vez más, este sistema eléctrico fundamentalmente basado en energías renovables plantea importantes retos técnicos. Este sistema requiere, según los modelos, 46 GW de potencia de respaldo despachable, que debe ser proporcionada por fuentes energéticas libres de CO₂ para poder mantener la limitación de emisiones establecida. En los apéndices se presentan las tablas detalladas con la potencia instalada y electricidad producida por tecnología.



Respecto a las emisiones de CO_2 , y como ya habíamos adelantado, la limitación establecida está activa, y curiosamente, resulta en un precio sombra del CO_2 similar al del escenario de descarbonización, 69 €/t CO_2 . A pesar de que este escenario cuenta con una restricción menos dura (150 Mt en lugar de 111 Mt), el mayor crecimiento económico compensa este mayor margen para las emisiones. A 2050 el precio sombra del CO_2 alcanza los 560 €/t CO_2 .

El otro elemento reseñable respecto a las emisiones es el aumento de las emisiones de partículas en 2050, básicamente por la necesidad de utilizar biomasa para la industria.

Por último, en lo que se refiere a los costes, vemos que, a pesar del aumento de la demanda, los costes medios se reducen con respecto al escenario de descarbonización, lo que por supuesto subraya la importancia de contar con un avance tecnológico relevante si queremos cumplir con los objetivos de descarbonización a un coste asumible. Sin embargo, los costes medios aumentan cuando se comparan con el escenario de mantenimiento de políticas actuales, debido al incremento de la demanda. Esto a su vez subraya la necesidad de disponer de políticas activas de promoción del ahorro energético (adicionales a las meramente tecnológicas) si se quieren reducir los costes.

	2030	2050
Coste total de la energía [G€]	141	211
Coste operación [G€]	53	74
Coste inversión [G€]	88	137
Coste medio energía primaria [€/MWh]	118	164
Coste medio energía final [€/MWh]	149	185
Coste medio de la generación de electricidad [€/MWh]	56,03	84,91
Costes externos		
Coste de la inseguridad energética asociada a gas y petróleo [G€]	4,4	0,0
Coste de CO ₂ [G€]	5,4	0,0
Coste de NOX [G€]	4,0	2,0
Coste de SO ₂ [G€]	0,3	0,1
Coste de PM2.5 [G€]	0,4	8,5
<i>Total de costes externos [G€]</i>	<i>14,5</i>	<i>10,6</i>

Los costes externos, por su parte, se reducen en línea con las reducciones de emisiones y la menor contribución de las energías fósiles, salvo por el caso ya citado de las partículas en 2050.

5.3 Análisis de sensibilidad

Si no se contara con la energía nuclear:

El sistema incorpora en 2030 aumenta la demanda de gas en 88 TWh y, para mantener las emisiones de CO₂, añade más energías renovables térmicas. En 2050, como veíamos anteriormente, la nuclear desaparece cuando se aumenta la capacidad instalable de eólica y solar fotovoltaica. Si esto no fuera posible, entonces sería necesario introducir otro tipo de renovables más costosas, tanto para electricidad como para energía térmica. Además, se reduciría la demanda eléctrica y se encarecería el precio de la electricidad.

Si fuera posible contar con la tecnología CCS:

En 2030, si el CCS estuviera disponible, entraría en el sistema, reduciendo el precio de la electricidad, y reduciendo la potencia instalada de solar fotovoltaica. También se reduciría, en un 10%, la electrificación residencial y la energía procedente de fuentes renovables para usos térmicos, así como la mejora de la eficiencia (un 6%). Básicamente, la disponibilidad de CCS supondría que el gas podría aumentar su cuota en 98 TWh. Sin embargo, es necesario llamar la atención sobre el hecho de que el CO₂ capturado, 36 MtCO₂, requeriría un volumen de almacenamiento elevado¹, y que aumentarían las emisiones de NOx del sistema en un 30%, mientras que las de PM2.5 se cuadruplicarían.

¹ Por utilizar una referencia sencilla, los almacenes actuales de gas natural permitirían albergar unas 1.000 Mt de CO₂, por lo que habría capacidad para unos 25 años de operación de las centrales si se dispusiera de un volumen de almacenamiento similar. Otra referencia útil es que, en la actualidad, las plantas piloto de almacenamiento de carbono son capaces de almacenar unas 6 ktCO₂ diarias, por lo que serían necesarias unas 16 plantas de este tipo.

Si no se permite la utilización de biomasa:

En 2030 el gas sustituiría a la biomasa, y los biocombustibles tendrían que aumentar su cuota para compensar el aumento de emisiones de CO₂. En 2050, sin embargo, aparecería energía no suministrada, ya que no habría opciones para satisfacer la demanda térmica de la industria sin emisiones de CO₂.

Si no se permite el uso de biocombustibles:

Los cambios son poco significativos en 2030. Sin embargo, en 2050 la no disponibilidad de biocombustibles hace que aparezca energía no suministrada en el sistema.

Si no se consideran medidas de eficiencia en la edificación:

En 2030 no se observan cambios significativos, aunque aumenta la demanda de gas para cubrir estos consumos. En 2050 la demanda eléctrica debe aumentar en 60 TWh, reduciéndose en un 11% la contribución de las energías renovables en términos de energía primaria.

Si se aplican medidas que reducen el crecimiento de la demanda residencial:

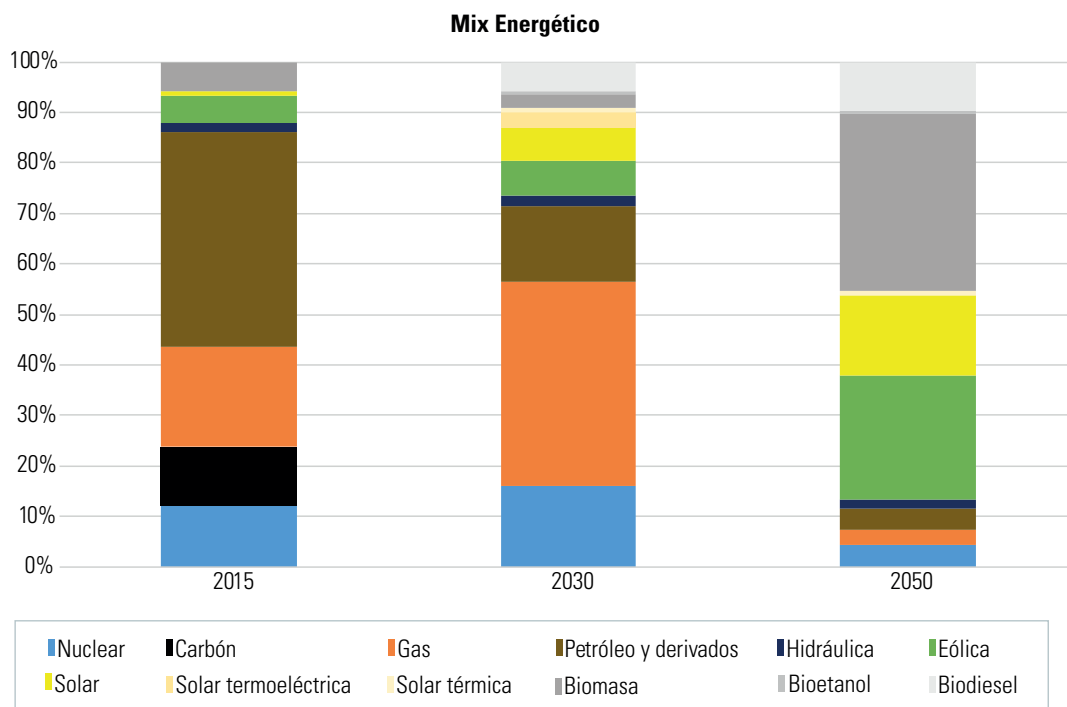
Las medidas de reducción suponen fundamentalmente en 2030 una disminución de la demanda de gas, en este caso de 46 TWh, así como de la demanda eléctrica (de 43 TWh). También se reduce el grado de electrificación residencial. En 2050, la demanda eléctrica se reduciría en 90 TWh, lo que supone un aumento de la cuota de renovables.

Si limitamos la cuota de vehículos eléctricos al 50% en 2050:

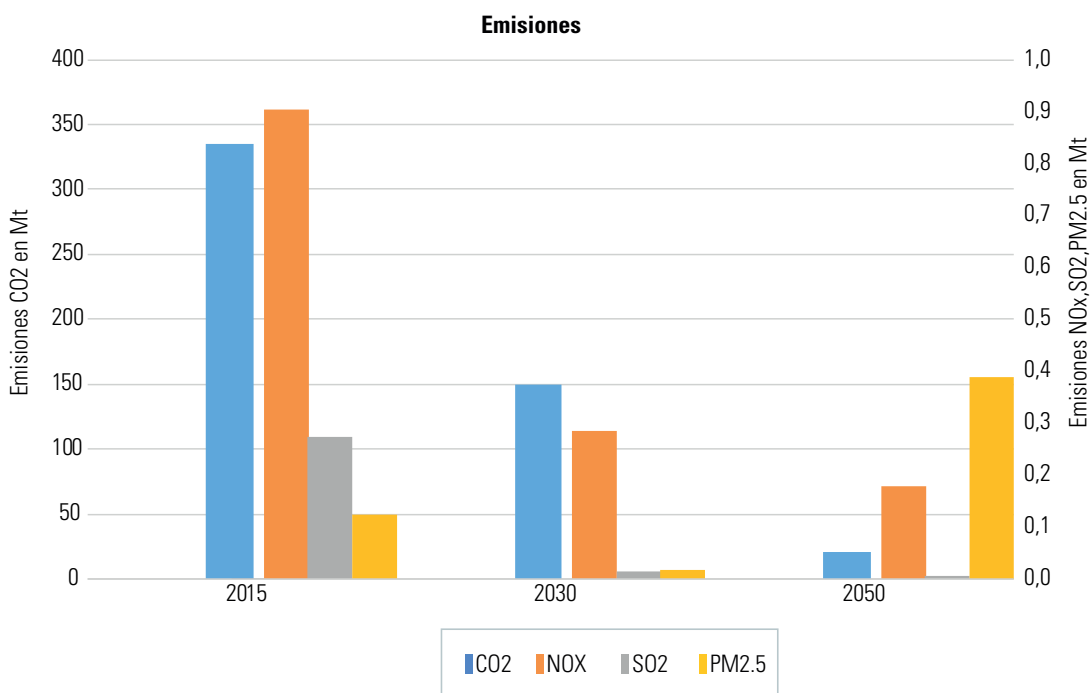
El modelo electrifica el 100% de los turismos. Si se limitara esta electrificación al 50%, sería necesario introducir más renovables en el sector eléctrico (un 2.7%) y en el resto de sectores (un 3.7%). La demanda eléctrica se reduciría en 16 TWh, y el coste del sistema aumentaría en 100 G€.

Si rebajáramos la ambición de la reducción de emisiones en 2050 al 80% con respecto al año 1990:

La demanda final aumentaría un 5%, mientras que la demanda eléctrica se reduciría un 4,5% (consecuencia de una menor electrificación del sector residencial y del transporte). El mix energético admitiría 48 TWh de gas para la industria y 18 TWh de petróleo y derivados para el transporte. El mix eléctrico seguiría estando descarbonizado, pero contaría con menos energía nuclear. De nuevo, si permitiéramos contar con CCS en 2050, el gas entraría en el mix eléctrico con 56 GW, produciendo 240 TWh. En este caso la demanda eléctrica aumentaría un 11%.

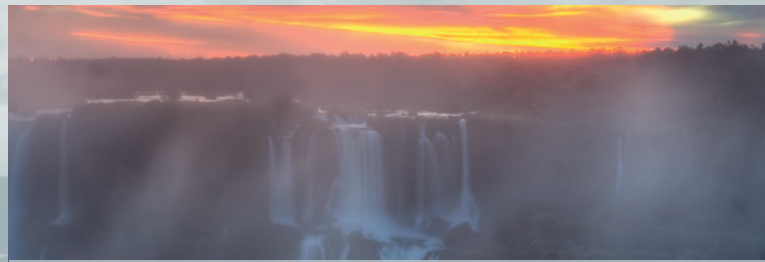


Las emisiones de NOx aumentarían, pero el precio sombra del CO₂ se situaría en 206 €/tCO₂. Los costes medios de la energía primaria se reducirían en un 5%, mientras que los de la energía final bajarían un 10%. Los costes de producción de electricidad se mantendrían estables.





[06]



Estancamiento secular

- 6.1 Contexto del escenario
- 6.2 Principales indicadores
- 6.3 Análisis de sensibilidad

6.1 Contexto del escenario

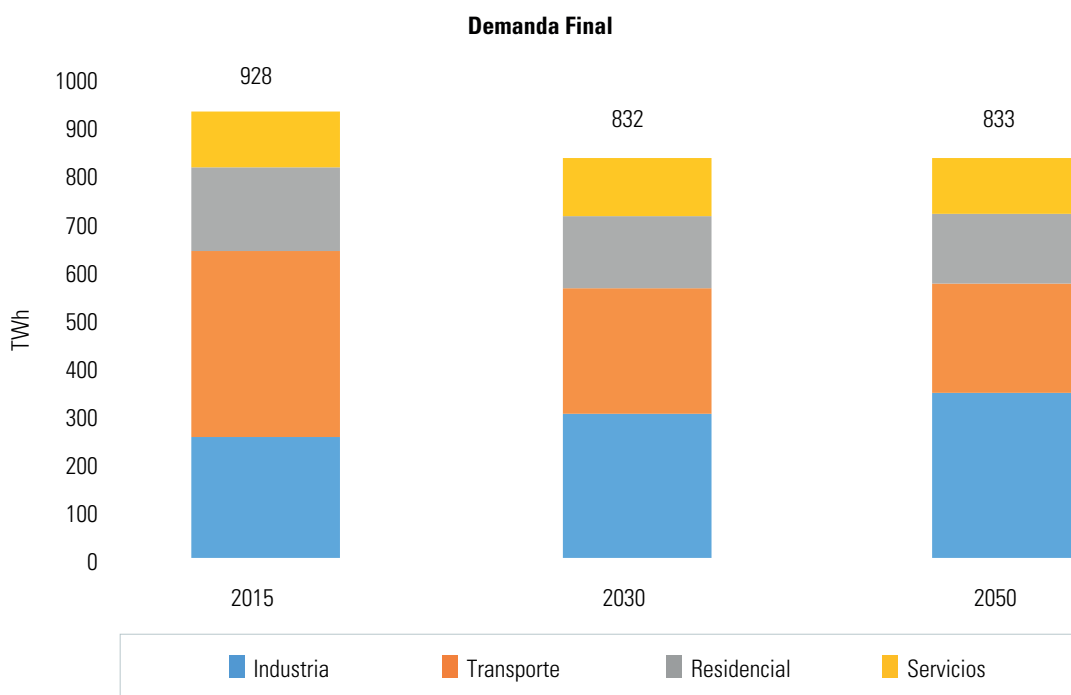
La pieza clave de este escenario es la ralentización del crecimiento económico, asociada fundamentalmente a una menor capacidad de innovación en las economías. Esta ralentización, unida a la creciente desigualdad socio-económica que afecta especialmente a las clases medias, genera una importante inestabilidad política. En estas condiciones, las aproximaciones nacionalistas y populistas prosperan a lo largo y ancho del planeta, imponiendo políticas aislacionistas y en ocasiones belicistas. Al mismo tiempo, se incrementan considerablemente los procesos migratorios vividos en la década de 2010-2020, con una creciente polarización norte-sur que genera conflictos de diferente intensidad, algo que refuerza el estancamiento económico.

A su vez, este estancamiento y la falta de innovación hacen que las tecnologías energéticas no experimenten reducciones de costes significativas, con el consiguiente impacto en el despliegue de nuevas tecnologías. Así, la fuerte dependencia de los combustibles fósiles sigue siendo la realidad de 2050. El aumento de la demanda de carbón hace que, al contrario que en el resto de escenarios, se produzca un incremento en su precio. El gas mantiene la tendencia alcista ya observada en los otros escenarios, aunque en este caso mucho más acusada. Finalmente, el precio del barril de petróleo se mantiene en torno a los 50€ porque la demanda no se recupera y la oferta se mantiene esencialmente estable, o quizá algo más reducida por el menor avance tecnológico.

La evolución socio-económica de nuestro país en este escenario se relaciona con el comportamiento europeo que, aunque sujeto a las tensiones geopolíticas internacionales ya descritas, se enfrenta a impactos más moderados sobre sus variables socio-económicas. Esto se traduce en un crecimiento del PIB español a un ritmo muy bajo (1% anual), que contrasta con el estancamiento global.

6.2 Principales indicadores

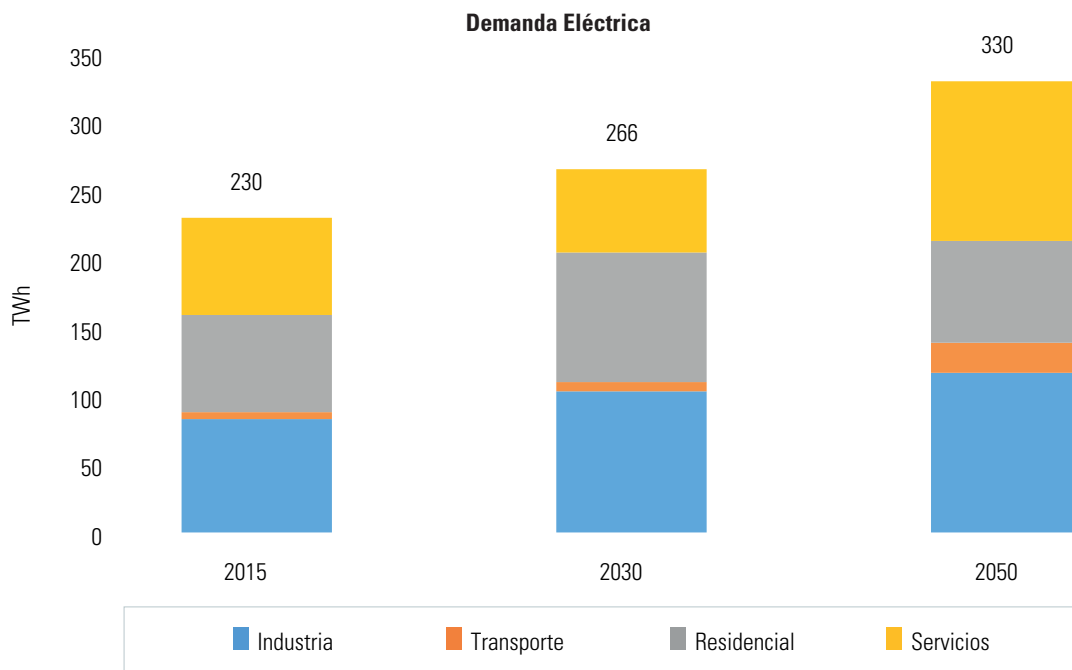
En este escenario, la ralentización del crecimiento económico, junto con la activación de las medidas tecnológicas de eficiencia energética, llevan a una reducción muy importante de la demanda de energía final (un 10% con respecto a 2015), estabilizándose de hecho entre 2030 y 2050. Sin embargo, el driver fundamental es el primero, ya que la mejora de la eficiencia energética lograda en este escenario es la mitad de la obtenida en el resto de escenarios.



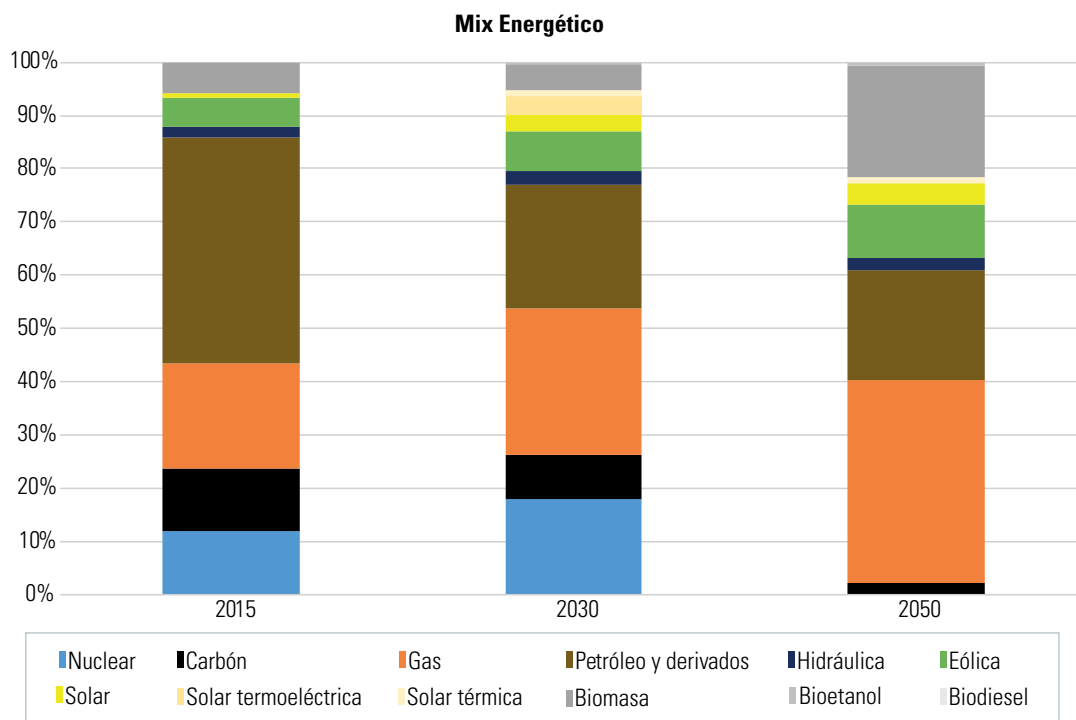
Las reducciones de la demanda de energía primaria (28% y 33% en 2030 y 2050 respectivamente) son similares a las del escenario de descarbonización, pero en este caso vienen asociadas al bajo crecimiento económico y no tanto a la cuota de energías renovables, como veremos posteriormente.

En lo que respecta a la demanda eléctrica, el crecimiento es muy limitado, sobre todo a 2050, en el que, según la simulación, se alcanzarían valores apenas un 50% mayores que en 2015. Y esto a pesar de que sí que se produce una electrificación casi completa del transporte de pasajeros en ese año.

Grado de electrificación de la demanda por sectores	2030	2050
Residencial	69%	57%
Servicios	51%	100%
Industria	34%	34%
Transporte	5%	47%

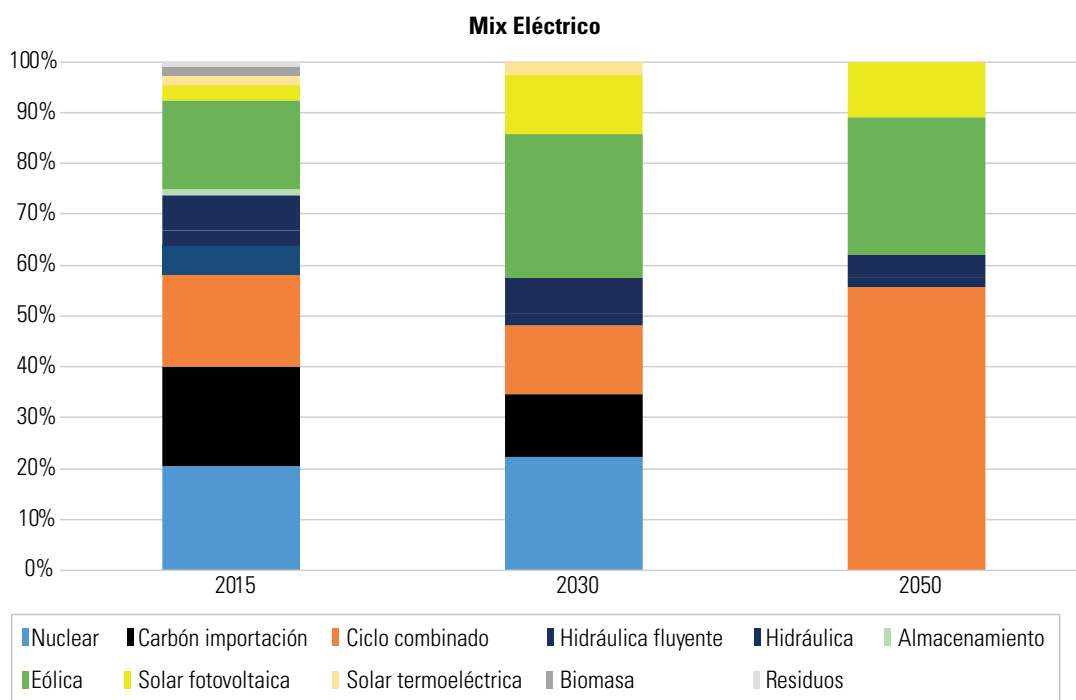


También se observan diferencias muy significativas con el resto de los escenarios en el mix de tecnologías que aportan energía primaria. Aunque a 2030 el mix es similar al de mantenimiento de las políticas actuales (en parte porque se ha forzado un objetivo de instalación de renovables en el sector eléctrico, 16 GW de fotovoltaica y 34 GW de eólica), a 2050 la evolución que experimentaba el sistema en el resto de escenarios no se produce: la estructura del mix sigue estando fundamentalmente basada en combustibles fósiles, con el gas aportando 366 TWh, y el petróleo manteniendo un 20% de la cuota de energía primaria. La contribución de las renovables es muy limitada, muy inferior a otros escenarios, salvo en el caso de la biomasa que, como en otros casos, es necesaria para satisfacer la demanda térmica cumpliendo con el límite de emisiones de CO₂ impuesto.



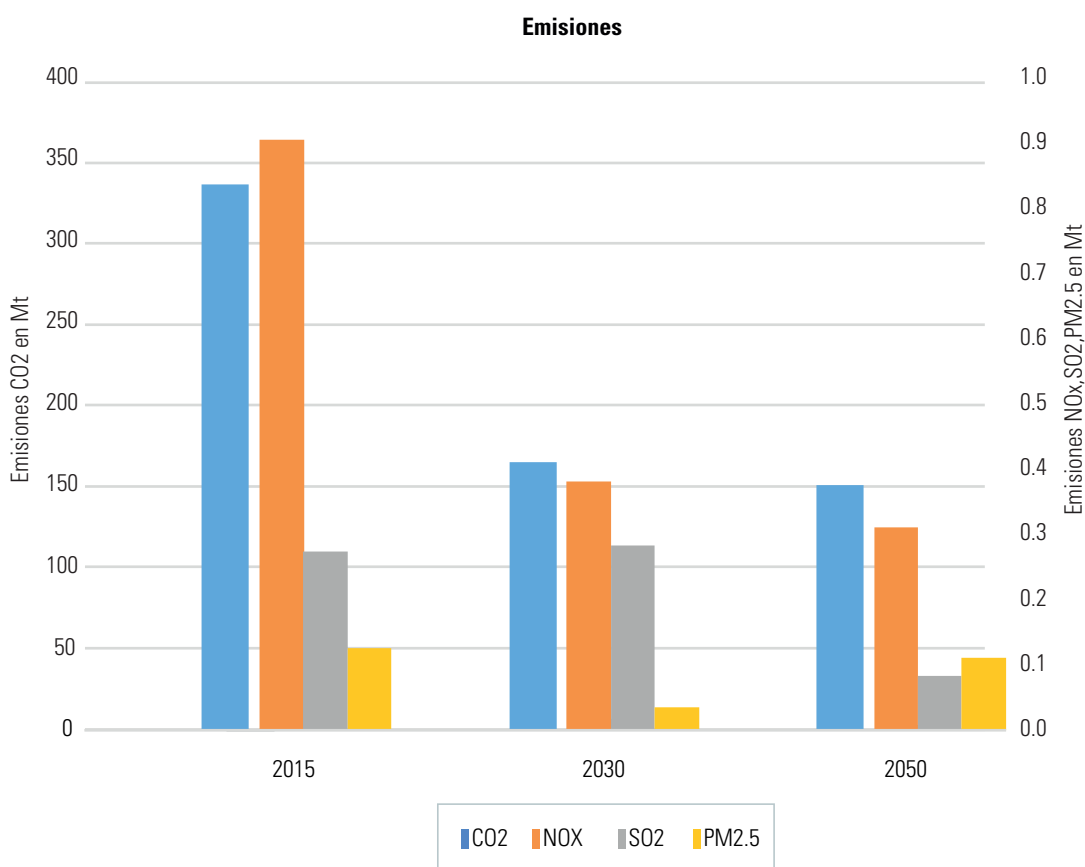
El sistema eléctrico refleja estas mismas tendencias. En 2030 las renovables tienen una penetración significativa, gracias al objetivo impuesto de instalación de potencia (16 GW para la solar fotovoltaica y 34 GW para la eólica), y al hecho de que la demanda eléctrica se reduce frente a otros escenarios. Pero el carbón sigue contando con una cuota del 12%, no permitiendo que el gas natural aumente su participación.

En 2050, el gas es el principal productor de electricidad (con un 55% del total), acompañado por la energía eólica. Esto requiere básicamente doblar la potencia instalada actual de ciclos combinados. El resto de la electricidad la producirían las centrales hidráulicas, la eólica (con 34 GW instalados) y la solar fotovoltaica (con 19 GW). En los apéndices se presentan las tablas detalladas con la potencia instalada y electricidad producida por tecnología.



Es interesante observar que esta configuración del sistema energético permite cumplir sin problemas con la restricción de emisiones de CO₂ en 2030. Así, aunque el límite era mucho más alto, las emisiones de CO₂ se mantienen en 167 MtCO₂ (un 50% de reducción aproximadamente respecto a 2015). Consecuentemente, el precio sombra del CO₂ es nulo. Como veremos posteriormente, si no forzamos la instalación de energías renovables en el sector eléctrico, las emisiones aumentarían 14 Mt, aunque seguiría situándose en términos similares a los del escenario de mantenimiento de políticas actuales.

En 2050, en cambio, la restricción de emisiones de CO₂ sí está activa, aunque el precio sombra se reduce mucho, hasta los 40 €/tCO₂, debido por supuesto a una restricción más permisiva, pero sobre todo a la menor presión ejercida por la demanda (que como veíamos se reduce incluso frente a 2015). El resto de contaminantes se comportan de forma similar, aunque en este caso la reducción de la demanda y el límite amplio de emisiones de CO₂ también se traduce en que no es necesaria tanta biomasa, y por tanto, las emisiones de partículas no crecen tanto en 2050.



Por último, los costes se comportan tal como se esperaba: al no haber mejora tecnológica, y aunque la demanda se reduce, los costes medios se sitúan en niveles similares a los del resto de escenarios, aunque con costes menores para la electricidad (cuya demanda aumenta muy poco), y algo mayores para la energía final y primaria.

Los costes externos sí que aumentan significativamente con respecto al resto de escenarios, asociado al mantenimiento de emisiones, observándose de hecho una reducción muy pequeña entre 2030 y 2050.

	2030	2050
Coste total de la energía [G€]	137	157
Coste operación [G€]	57	69
Coste inversión [G€]	80	88
Coste medio energía primaria [€/MWh]	128	161
Coste medio energía final [€/MWh]	166	190
Coste medio de la generación de electricidad [€/MWh]	54,58	67,32
Costes externos		
Coste de la inseguridad energética asociada a gas y petróleo [G€]	5,8	6,0
Coste de CO ₂ [G€]	5,9	5,4
Coste de NOX [G€]	5,3	4,4
Coste de SO ₂ [G€]	5,1	1,5
Coste de PM2.5 [G€]	0,7	2,4
<i>Total de costes externos [G€]</i>	<i>22,8</i>	<i>19,7</i>

6.3 Análisis de sensibilidad

Si no se contara con la energía nuclear en 2030:

El gas entraría a sustituir la energía nuclear, aumentando en 97 TWh su demanda, y aumentando en consecuencia las emisiones de CO₂ en 25 Mt.

Si se eliminara el carbón:

El gas sería el que sustituyera al carbón, aumentando su demanda en 73 TWh en 2030, y en 10 TWh en 2050. Las emisiones de CO₂ se reducirían en consecuencia, así como las del resto de contaminantes.

Si fuera posible contar con la tecnología CCS:

No habría ninguna diferencia, ya que el CCS no es nunca competitivo en este escenario.

Si no se permite la utilización de biomasa:

En 2030, se sustituiría por gas, con efectos poco significativos. En 2050 sería necesario instalar mucha más energía eólica, hasta 72 GW. El gas pasaría de utilizarse para producción eléctrica a destinarse a energía térmica antes proporcionada por la biomasa.

Si no se permite el uso de biocombustibles:

Dada la poca importancia de los biocombustibles en este escenario, los efectos serían poco significativos.

Si no se consideran medidas de eficiencia en la edificación:

La demanda de gas debería aumentar en 16 TWh en 2030 para cubrir esta mayor demanda. En 2050, en cambio, los efectos son poco significativos.

Si se aplican medidas que reducen el crecimiento de la demanda residencial:

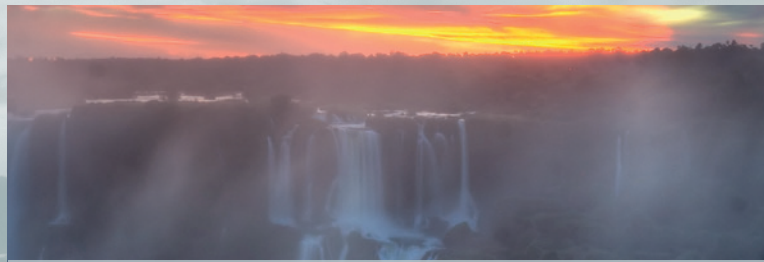
En este caso, en 2030 se reduce la demanda de gas, y en 2050 bajaría la capacidad eólica. En todo caso, los efectos no son muy relevantes.

Si limitamos la cuota de vehículos eléctricos al 50% en 2050:

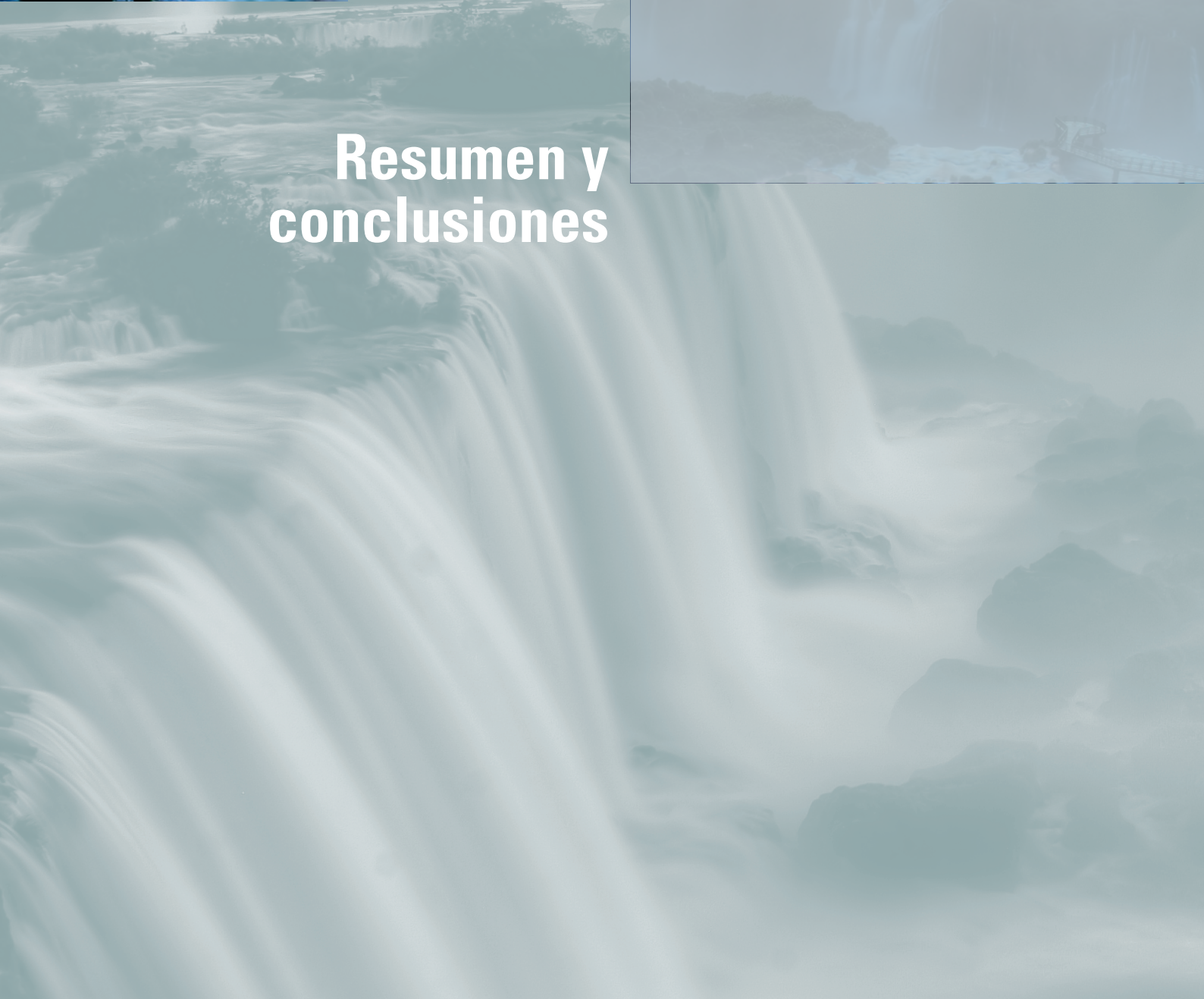
El modelo electrifica el 100% de los turismos. Si se limitara esta electrificación al 50%, el coste del sistema aumentaría en 5 G€. Se reduciría la demanda de gas en 50 TWh, y aumentaría la capacidad instalada de energía eólica, lo que llevaría a un aumento del 8% en la cuota de renovables eléctricas. Las emisiones aumentarían como consecuencia del aumento del uso de derivados del petróleo.



[07]



Resumen y conclusiones



Como ya avanzamos en la introducción, el objetivo de este informe ha sido identificar los retos pendientes para la transición del sector energético español bajo distintos escenarios macroeconómicos y tecnológicos, identificando aquellas parcelas en las que la tecnología requiera aún desarrollos, o los sectores o elementos más críticos para este proceso de transición.

Este análisis se ha realizado tanto para 2030 como para 2050, con conclusiones distintas para cada uno de estos horizontes temporales. Así, para 2030, los resultados de los distintos escenarios indican que será relativamente sencillo cumplir con los objetivos de descarbonización previstos a nivel europeo para España. Incluso manteniendo un alto porcentaje de combustibles fósiles en la matriz energética primaria, y siempre que las tecnologías eficientes para usos finales se activen de acuerdo con su rentabilidad económica, sería posible cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO₂, incluso con los más ambiciosos.

Sin embargo, esto plantea un problema relevante: aunque la senda de reducción de emisiones pueda ser coherente con un escenario mucho más ambicioso de descarbonización para 2050 (como el previsto por la Unión Europea), **las inversiones requeridas para alcanzar dicho objetivo pueden no serlo**. Así, en los escenarios más laxos de 2030 se instala fundamentalmente nueva potencia eléctrica alimentada con gas natural, que no podría seguir existiendo (o debería reducirse en gran medida) en 2050, lo que plantea importantes retos desde el punto de vista de la remuneración de estas inversiones y de la coherencia en costes de los escenarios. En este sentido, **para asegurar la compatibilidad entre los distintos horizontes considerados es fundamental el diseño de un sistema de señales económicas e institucionales a largo plazo** (incluyendo un diseño adecuado del mercado eléctrico, y también de los precios de la energía) que marquen la dirección correcta de evolución del sistema energético español.

Una segunda conclusión general del estudio es la **importancia del ahorro y la eficiencia energética**. El ahorro de energía es clave para lograr los objetivos de descarbonización a un coste razonable e, incluso aunque los objetivos de reducción de emisiones se relajen, el sistema sigue beneficiándose de la promoción de medidas económicamente rentables de ahorro y eficiencia (ya exploradas en el informe de 2011 de nuestro centro de investigación). Así la electrificación de los consumos finales, en particular el sector terciario y el del transporte, permite reducir emisiones y ahorrar energía. De hecho, el grado de electrificación aumenta cuando se endurecen los objetivos de reducción de emisiones, llegando hasta un 75-100% en el sector terciario y un 80% en el sector transporte. A este respecto, la velocidad de penetración en el mercado de estas tecnologías eficientes se convierte en un factor muy relevante para la consecución de objetivos y por ello la existencia de barreras a dicha penetración puede dificultar sobremedida la transición energética. La mejora tecnológica es además deseable porque permite reducir los costes de la transformación, si bien hay que contemplar su posible contribución a un efecto rebote relevante sobre la demanda de energía y emisiones de CO₂ a no ser que se establezcan las señales correctoras adecuadas.

Otra conclusión muy relevante del estudio es el **papel central del sector eléctrico en el proceso de transición energética**. Como ya se ha mencionado, parte de las medidas de ahorro requieren una electrificación creciente de la economía, lo que lleva en 2050 a crecimientos significativos de la demanda eléctrica. Adicionalmente, el modelo indica que el sector eléctrico es la opción más barata para reducir emisiones de CO₂. De hecho, la generación de electricidad

se descarboniza totalmente en 2050 (y la generación con carbón desaparece ya en 2030) incluso en los escenarios en que la reducción de emisiones es menos ambiciosa (salvo cuando la evolución tecnológica se retrasa). Esta descarbonización se logra fundamentalmente con energías renovables (eólica y solar fotovoltaica, fundamentalmente), lo que por otra parte plantea el reto de la operación de un sistema basado en estas fuentes variables.

El estudio señala los principales retos a este respecto: **la necesidad de acomodar la generación variable a la demanda (o viceversa), mediante una generación de respaldo despachable y libre de emisiones de CO₂ o con almacenamiento de gran escala**, capaz no sólo de desplazar consumos en el corto plazo (que asimismo podrían conseguirse en cierta medida a través de la gestión de la demanda) sino también de proporcionar energía en períodos de varias semanas en los que el recurso renovable no esté disponible. En este sentido, el estudio también indica que las tecnologías de captura y secuestro de carbono (CCS), que permitirían continuar con la utilización de gas natural para la producción eléctrica, sólo tienen sentido cuando el nivel de descarbonización es elevado (pero no completo), cuando el precio del CO₂ supera un nivel suficientemente alto (entre 120 y 200 euros/tCO₂) y esta tecnología reduce sus costes. Sin embargo el uso de CCS presenta un problema de disponibilidad de almacenamiento del carbono capturado que habría que estudiar con atención. La energía nuclear, en cambio, sólo aparece en 2050 si el potencial de despliegue de energías renovables está limitado.

También existen **retos importantes para la descarbonización de la industria y del transporte pesado** (además del marítimo y aéreo). En el estudio se han utilizado la biomasa y los biocombustibles como alternativas para descarbonizar estos sectores, pero siendo conscientes de sus problemas (fundamentalmente la existencia de emisiones indirectas de CO₂ en su ciclo de vida). Por ello, para alcanzar la descarbonización deseada en 2050 será preciso desarrollar nuevas tecnologías, o abaratar tecnologías existentes, que permitan proporcionar energía térmica de alta temperatura a la industria, o combustibles para el transporte pesado, sin que se produzcan emisiones de CO₂. De hecho, precisamente por esta necesidad de eliminar las emisiones y siempre que existan alternativas, el petróleo desaparece de la matriz energética en casi todos los escenarios considerados para 2050.

En este sentido, una relajación de los objetivos de descarbonización (pasando del 95% de reducción a un 80%) permitiría reducir los costes (de forma asintótica): el coste de reducir CO₂ pasaría de 560€ a 120-200 €/tCO₂, y los costes medios de la energía final se reducirían entre un 8 y un 10%. En este contexto, y salvo que haya disponibilidad de tecnologías CCS, el sector eléctrico seguiría descarbonizándose por completo. Rebajar los objetivos de emisiones de CO₂ a mediados de siglo, además de dificultar una solución global al problema del cambio climático, también supondría un mantenimiento de las emisiones de NOx y sus considerables daños sobre la salud humana.

Así pues, aunque los objetivos para el sector energético español a 2030 parecen asequibles, los que se plantean a un plazo mayor son complejos y exponencialmente mayores a medida que aumenta el nivel de descarbonización a alcanzar. Esto hace fundamental, como se apunta desde las primeras páginas del informe, una visión de largo plazo, que dé señales a consumidores e inversores, y estabilidad institucional que permita una transición eficiente y justa. Confiamos en que este informe de Economics for Energy, y los próximos que seguiremos publicando en los próximos meses sobre la transición energética en España, contribuyan a un debate sosegado y objetivo que permita alcanzar este objetivo.



[08]

Apéndices

- 8.1 Estimación de demanda**
- 8.2 Parámetros utilizados**
- 8.3 Supuestos de modelado**
- 8.4 Cálculo de términos de coste**
- 8.5 Resultados detallados del sector eléctrico**

8.1 Estimación de demanda

Una de las principales variables que determina el crecimiento esperado de la demanda energética es el crecimiento del PIB. Aunque esta relación es cada vez menos fuerte debido a la creciente aplicación de medidas de eficiencia energética (que veremos posteriormente), utilizamos este parámetro como base para construir las demandas futuras de servicios energéticos.

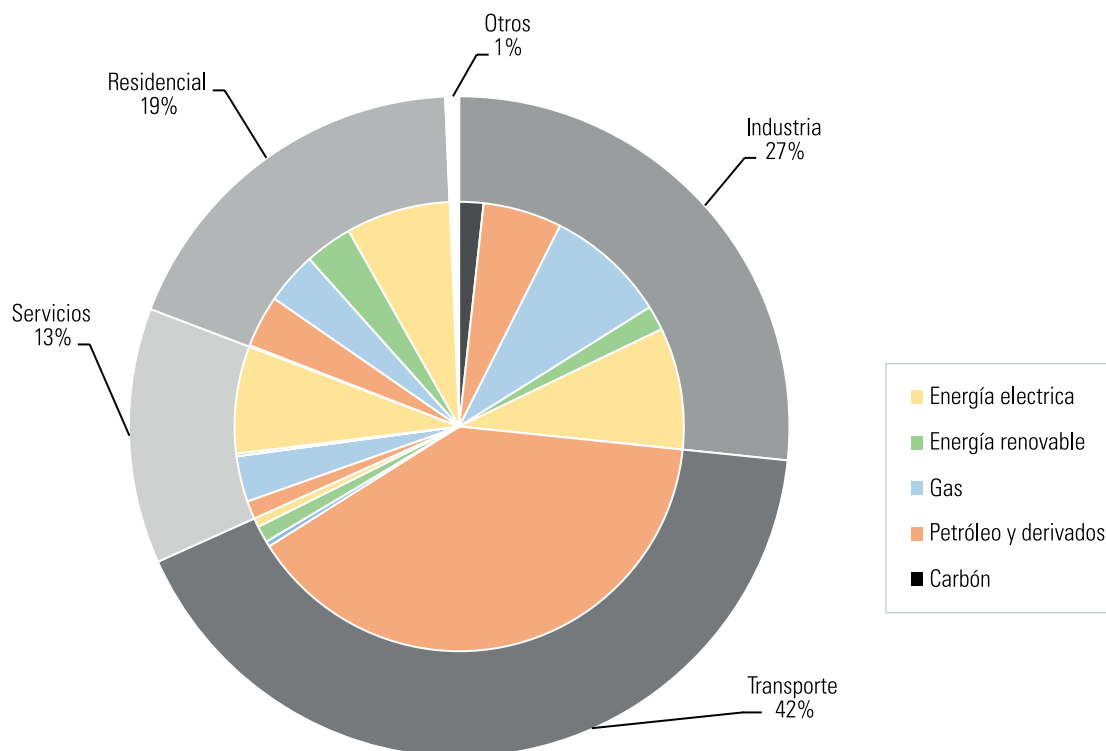
El dato de PIB de 2015 para España está tomado de Eurostat: 1.075.639 M€

Tabla 8.1. Proyecciones del PIB

	CAGR	2030[M€]	2050[M€]
Mantenimiento de políticas	1,5%	1.344.798	1.811.248
Descarbonización	1,5%	1.344.798	1.811.248
Avance tecnológico	2,5%	1.557.846	2.552.712
Estancamiento	1%	1.248.783	1.523.753

Por otra parte, en la Ilustración 1 se puede observar la composición de la demanda energética en 2015. En el círculo interior se muestran las fuentes energéticas con las que se cubre actualmente la demanda energética de cada sector.

Ilustración 8.1. Composición demanda energética en 2015



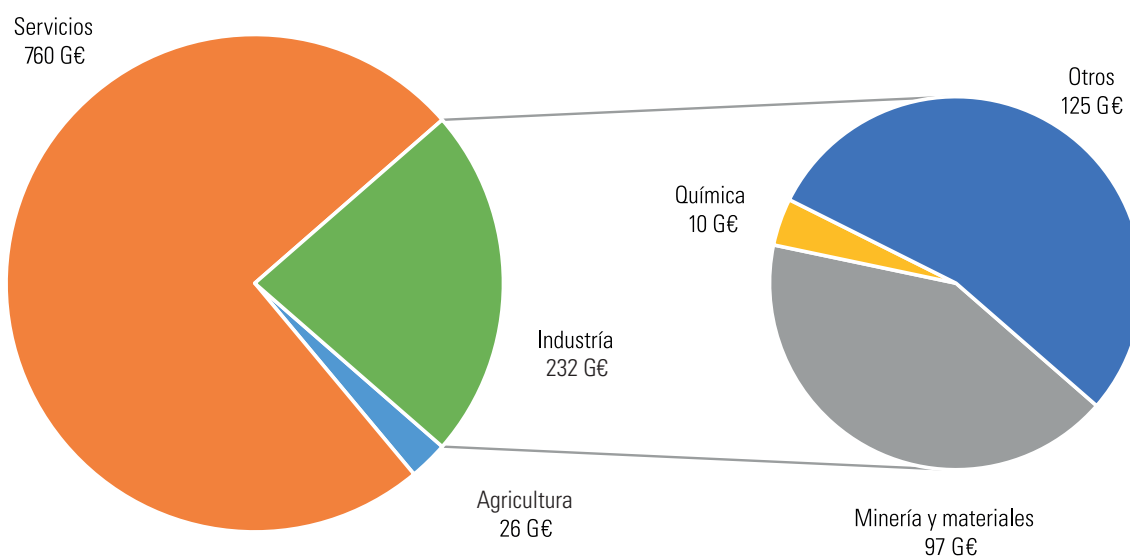
Elaboración propia basado en datos de IDAE.

A partir de esta descomposición de la demanda, y de las estimaciones de crecimiento del PIB, estimamos las demandas de servicios energéticos de cada uno de los sectores tal como se describe a continuación.

8.1.1. Demanda Industrial

La demanda industrial en 2015 se descompone, de acuerdo con su valor añadido bruto (VAB), tal como se indica en la figura siguiente:

Ilustración 8.2. VAB por sector en 2015



Elaboración propia basado en datos de INE.

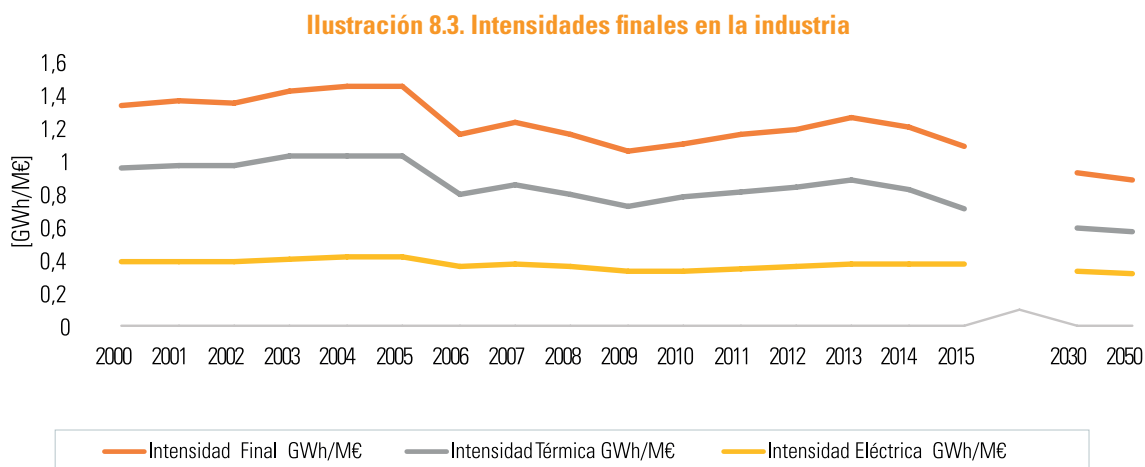
A partir de estos valores, se estiman las demandas de la industria en 2030 y 2050 de acuerdo con el siguiente procedimiento. Primero se calcula la intensidad energética de la industria, dividiendo los datos de consumo obtenidos del IDAE por el valor añadido bruto obtenido del INE. Así, se obtienen los resultados de la Tabla 6

Tabla 8.2. Intensidades de la industria en 2015

	2015 [GWh/M€]
Industria minería, construcción y materiales	1,35
Industria química	3,44
Industria otros	0,45
Sector primario	1,13

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la Ilustración 3, las intensidades calculadas siguen la dirección general de la evolución de las intensidades finales de la industria.



Elaboración propia basado en datos de IDAE.

El siguiente paso es calcular el VAB por sector industrial para los años 2030 y 2050. Suponiendo que no hay cambios estructurales en el futuro, se multiplican los porcentajes del VAB por sector por el PIB estimado para obtener el VAB en el futuro año de estudio.

Tabla 8.3. VAB en el futuro. Escenario Mantenimiento de políticas.

	2015[%]	2015[M€]	2030[M€]	2050[M€]
Industria minería, construcción y materiales	9,6%	97.296	128.528	173.108
Industria química	0,9%	9.517	12.572	16.933
Industria otros	12,3%	125.473	165.749	223.240
Sector primario	2,5%	25.749	34.014	45.812
Sector servicios	74,7%	759.984	1.003.935	1.352.155

Elaboración propia.

Finalmente, a partir de los valores de intensidad y de VAB estimados puede determinarse la demanda de energía. Pero previamente hay que introducir la posible mejora de eficiencia energética en los procesos industriales. Para ello utilizamos el estudio realizado por ICF Consulting¹ para la Comisión Europea, y de acuerdo con el citado estudio seleccionamos las medidas de mejora que presentan un período de retorno de la inversión inferior a dos años. De esta forma se obtienen los datos de la Tabla 8. El proceso de cálculo se resume en la siguiente expresión:

Ecuación 1. Cálculo de la demanda futura para cada industria

$$DemInd = \frac{Consumo}{VAB} * (PIB * VABporcentaje) * (1 - MejoraEficiencia)$$

Donde

- DemInd = Demanda de la industria en el año X (2030 o 2050) en GWh
- Consumo = Consumo en el año 2015 en GWh

¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151201%20DG%20ENER%20Industrial%20EE%20study%20-%20final%20report_clean_stc.pdf

- VAB = Valor agregado bruto en el año 2015 en M€
- PIB = PIB en el año X (2030 o 2050) en M€
- VABporcentaje = Porcentaje del VAB total correspondiente a cada industria en 2015 (se supone que no hay cambios estructurales)
- MejoraEficiencia = porcentaje de la mejora de la eficiencia según el estudio de DG ENER

Tabla 8.4. Datos de la demanda del sector de la Industria

Unidades en [GWh]	2015	Mantenimiento de políticas		Descarbonización		Avance tecnológico		Estancamiento	
		2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Industria minería, construcción y materiales	145.647	165.600	212.684	164.471	209.496	190.527	295.257	157.247	178.925
Industria química	32.784	41.575	53.721	41.186	52.904	47.710	74.562	39.411	45194
Industria otros	41.345	70.545	90.430	69.869	88.382	80.938	124.562	67.084	77.160
Sector primario	29.002	36.647	47.066	36.357	46.255	42.117	65.190	34.803	39.595

8.1.1.1. Análisis de sensibilidad

Sobre esta demanda industrial de base se han considerado dos posibles variaciones.

En primer lugar, se considera la aplicación de medidas de mejora de eficiencia cuyo período de retorno sea superior a 2 años (aunque inferior a 5), tomadas del mismo estudio citado de ICF. La mejora de eficiencia en este caso se presenta en la tabla siguiente.

Tabla 8.5. Mejoras de eficiencia según ICF

	Tiempo de retorno a la inversión de 2 años		Tiempo de retorno a la inversión de 5 años	
	Mejora de eficiencia	Tasa compuesta de crecimiento anual	Mejora de eficiencia	Tasa compuesta de crecimiento anual
2030	4,3%	0,29%	4,9%	0,33%
2050	7,9%	0,23%	9,3%	0,27%

A su vez, estas dos posibilidades se han utilizado de forma distinta para cada escenario, en función de la narrativa descrita para cada uno de ellos.

Tabla 8.6. Eficiencia en la industria en los escenarios diferentes

	Tiempo de retorno a la inversión considerado	Porcentaje 2030	Porcentaje 2050
Mantenimiento de políticas	2 años	4,3%	7,9%
Descarbonización	5 años	4,9%	9,3%
Avance tecnológico	5 años	4,9%	9,3%
Estancamiento	La mitad de las inversiones con retorno en 2 años	2,2%	4%

La otra variación considerada en la demanda de energía de la industria es la posibilidad de electrificar íntegramente la siderurgia, lo que supondría un aumento de la demanda eléctrica de este sector, y una reducción de la demanda térmica.

Según UNESID, en 2015 se produjeron 14.8 millones de toneladas de acero en España con una intensidad media de 2,7 GJ/T². Un 65,80% de la producción se realizó con hornos de arco eléctrico (EAF) y un 34,20% con hornos térmicos. Teniendo en cuenta el consumo de un horno de arco eléctrico de 440 kWh/T (=1,584 GJ/T)³ y el consumo del resto de hornos de 1.347 kWh/T (4,85 GJ/T) según la Ecuación 2, se estima que habría una bajada de 6.819 GWh de consumo térmico y una subida de 2.227 GWh de consumo eléctrico.

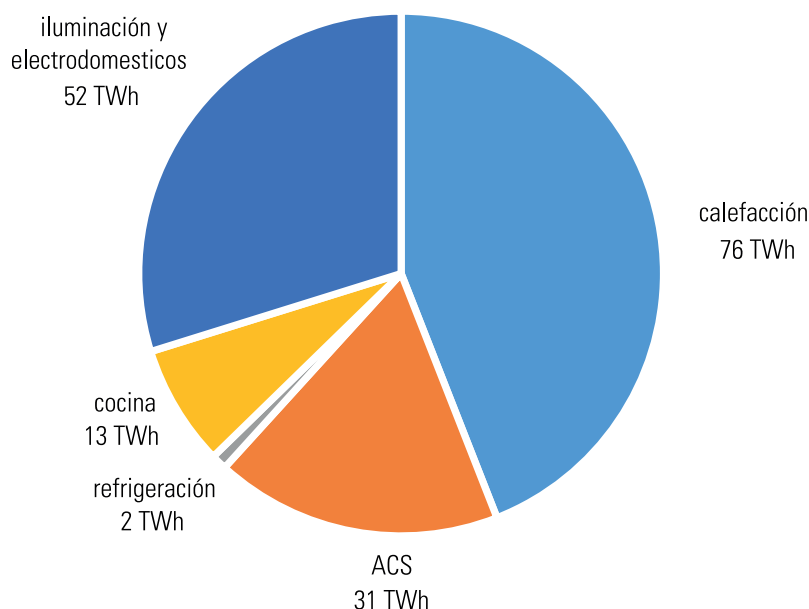
Ecuación 2. Intensidad consumo hornos no EAF

$$\text{Intensidad consumo resto de hornos} = \frac{2,71 \frac{\text{GJ}}{\text{T}} - \left(1,584 \frac{\text{GJ}}{\text{T}} * 65,80\%\right)}{34,20\%} = 4,85 \frac{\text{GJ}}{\text{T}}$$

8.1.2. Demanda Residencial

Para calcular el consumo futuro residencial comenzamos con los datos publicados por IDAE del consumo de energía final mostrado en la Ilustración 4.

Ilustración 8.4. Consumo de energía final residencial 2015



Elaboración propia basado en datos de IDAE.

2 https://unesid.org/docs/UNESID_Sostenibilidad_2015-AR.pdf

3 http://www.aepro.com/files/congresos/2009badajoz/ciip09_1583_1590.2681.pdf

Para convertir estos datos de consumo final a servicios energéticos para la calefacción y el agua caliente sanitaria se utiliza el número total de equipos según el estudio de SPAHOUSEC⁴ y se aplican las eficiencias de Rúa (2012)⁵ suponiendo que las eficiencias medias de los equipos en 2030 y 2050 serán las mismas y que los radiadores eléctricos tienen una eficiencia de 100%. En el caso de la refrigeración se utiliza el COP utilizado en el estudio de las bombas de calor del IDAE⁶.

Tabla 8.7. Eficiencias de los equipos. Datos de IDAE, SPAHOUSEC y Rúa (2012)

		Número total de equipos	Eficiencia
Calefacción	Caldera convencional	7.662.435	92%
	Caldera de Condensación	216.715	98%
	Bomba de Calor no reversible	3.204.291	365%
	Bomba de calor reversible	92.878	365%
	Radiador/Convector	3.513.884	100%
	Calefactor/Radiador Portátil eléctrico	3.606.762	100%
	Calefactor/Radiador Portátil no eléctrico	727.544	100%
	Otros	1.222.894	91%
	Promedio		140%
ACS	Caldera colectiva	997.579	90%
	Caldera convencional	10.543.373	92%
	Termo eléctrico	4.919.094	91%
	Caldera de Condensación	275.194	98%
	Promedio		92%
AA	Promedio		365%

Una vez convertidos los consumos finales a servicios energéticos, se utiliza la elasticidad renta de López-Peña Fernández (2014) para obtener la demanda de servicios energéticos futuros, a saber, calefacción, aire acondicionado y agua caliente sanitaria, de la siguiente forma:

Ecuación 3. Cálculo de la demanda servicio energético en el futuro

$$DemFu = DemSerEn + (ElRe * DemSerEn * CrecPIB)$$

Donde

- CrecPIB = crecimiento del PIB en porcentaje
- EIRE = Elasticidad Renta
- DemSerEn = Demanda servicio energético 2015
- DemFu = Demanda servicio energético en el futuro

4 http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf

5 <http://informesdelaconstruccion.revistas.csic.es/index.php/informesdelaconstruccion/article/view/2180/2488>

6 http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Bombas-de-calor_FINAL_04ee7f42.pdf

Para los electrodomésticos y electrónica de consumo se supone que hay uno de cada tipo en cada hogar. En el escenario de Mantenimiento de políticas, la proyección de la cantidad de hogares es una proyección del INE hasta 2031 y para 2050 se supone un incremento lineal teniendo en cuenta los datos entre 2015 y 2031. Para los otros escenarios se modifica la cantidad de hogares linealmente con la diferencia en PIB.

Los datos para la iluminación en el futuro se obtienen de Greenpeace Revolución Energética⁷ con la fórmula

Ecuación 4. Consumo de iluminación residencial en Mlmh / cápita / año en función del PIB per cápita

$$\frac{\text{Megalumenes hora}}{\text{Capita}} \text{ / año} = 1,4125 * e^{\left(\frac{0,0802 * \text{PIB per cápita}}{1000} \right)}$$

Tabla 8.8. Datos de la demanda residencial

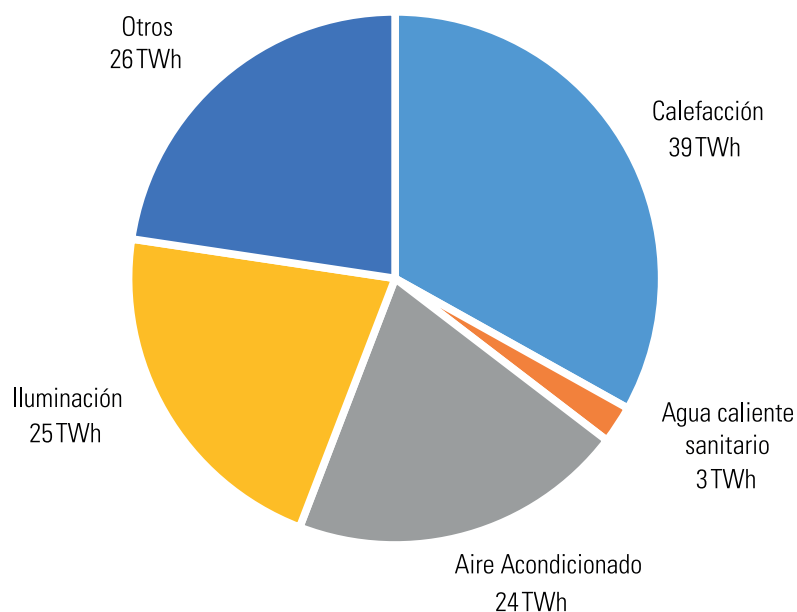
	Elasticidad Renta	Mantenimiento de políticas			Descarbonización		Avance tecnológico		Estancamiento	
		2015	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Calefacción [GWhHEAT]	0,9	106.276	125.386	163.982	125.386	163.982	143.014	225.334	117.441	140.193
Aire Acondicionado [GWhCOLD]	12,6	6.066	21.947	54.023	21.947	54.023	36.597	105.010	15.345	34.253
Agua caliente sanitaria [GWhACS]	1,9	28.051	39.192	61.694	39.192	61.694	49.470	97.463	34.561	47.825
Iluminación [GigaLumenesHora]		448.948	632.507	1.208.752	632.507	1.208.752	847.519	2.861.037	550.374	823.432
Hogares [Millones]		18,4	19,2	20,5	19,2	20,5	22,3	28,8	17,9	17,2

⁷ http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/revoluci-n-energetica-2.pdf

8.1.3. Demanda del sector servicios

La demanda del sector servicios actual se obtiene del base de datos Odyssee para 2015. El IDAE no tiene los datos desagregados por usos finales.

Ilustración 8.5. Consumo de energía final del sector de servicios 2015



Elaboración propia basado en datos de Odyssee.

Para convertir la demanda energética en servicios energéticos se suponen las mismas eficiencias que en el sector residencial (aunque normalmente deberían ser algo mayores, por la mayor escala de los equipos).

Tabla 8.9. Eficiencia de los aparatos en el sector de servicios

Calefacción	140%	Eficiencia media parque calefacción
AA	365%	COP medio actual
ACS	92%	Eficiencia media calderas

Para la demanda de iluminación y otros servicios energéticos del sector de servicios se utilizan los km^2 como referencia.

El consumo energético por metro cuadrado residencial se ha calculado como sigue:

Partimos del (1) dato de consumo residencial en 2015 según Eurostat (CR): 116729,1 GWh; del (2) promedio de los metros cuadrados de una vivienda según Eurostat (PMCV): $99,1\text{m}^2$, y (3) de la cantidad de viviendas en el país según el INE (CV): 18,346 millones, y aplicamos a continuación la siguiente ecuación:

$$\frac{CR}{PMCV * CV} = 94\text{kWh} / \text{m}^2$$

Según la EEA⁸, en Europa el sector de servicios tiene 3 veces menos superficie que el sector residencial. Además, establece que en Europa los edificios del sector de servicios son en promedio un 70% más intensivos en energía.

Dada la información anterior se calcula la superficie de servicios de las dos formas y se utiliza el promedio:

1)

$$1,7*94 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} = 159,8 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

$$\frac{116729,1\text{GWh}}{159,8 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}} = 730\text{km}^2$$

2)

$$\frac{1818\text{km}^2}{3} = 606\text{km}^2$$

Promedio

$$\frac{606 + 730}{2} = 668\text{km}^2$$

A continuación se calcula la intensidad energética del sector de servicios para comprobar si tiene sentido al compararla con el promedio de la intensidad en Europa:

$$\frac{116729,1\text{GWh}}{668\text{km}^2} = 174 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$$

Tabla 8.10. Intensidades energéticas

	Promedio de la intensidad en Europa [kWh/m ²]	Promedio de la intensidad en España [kWh/m ²]	Diferencia de la intensidad en España comparado a la de Europa [%]
Residencial	175	94	53,71%
Servicios	293	174	59,39%

A partir de los datos de demanda presente se utiliza la Ecuación 3 para calcular las proyecciones de la demanda en el futuro. Estos datos están reflejados en la Tabla 15.

8 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-2/assessment-2>

Tabla 8.11. Datos de la demanda del sector de servicios

	Elasticidad Renta	2015	Mantenimiento de políticas		Descarbonización		Avance tecnológico		Estancamiento	
			2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Calefacción[GWhHEAT]	0,2	36.446	38.599	42.329	56.524	61.851	58.957	70.319	55.428	58.568
Aire Acondicionado[GWhCOLD]	0,3	64.099	69.418	78.636	93.005	105.091	98.525	124.302	90.518	97.642
Agua caliente sanitaria[GWhACS]	0,4	1.292	1.428	1.665	2.667	3.101	2.866	3.791	2.578	2.834
Otros [km²]	0,4	668	727	845	727	845	780	1.033	702	772

8.1.4. Demanda de Transporte

Los datos para la demanda en 2015 del transporte vienen del “Observatorio del transporte y la logística en España” del Ministerio de Fomento⁹. Para proyectar los datos del transporte de pasajeros al futuro se utilizan las elasticidades renta del estudio de A. Danesin y P. Linares¹⁰. Para los datos del transporte aéreo y marítimo de mercancías se supone una elasticidad con respecto al valor añadido de 1.

La proyección para el transporte terrestre de mercancía es la suma de dos partes. Por un lado está el transporte ferroviario, que utiliza el mismo cálculo que el transporte aéreo y el transporte marítimo. Por otro lado está el transporte por carretera. La eficiencia del transporte de carretera se ha obtenido dividiendo la cantidad de mercancías en toneladas-km por el valor añadido bruto de cada industria. De esta forma se obtienen los datos históricos de la eficiencia por transporte de carretera en toneladas-km/€. Las proyecciones se han hecho con las tendencias de los últimos 12 años.

Tabla 8.12. Datos de la demanda del sector de transporte

		Elasticidad Renta	2015	Mantenimiento de políticas		Descarbonización		Avance tecnológico		Estancamiento	
				2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Transporte pasajeros [Mpkm]	aéreo	0,162	25.392	26.245	27.967	26.245	27.967	27.032	30.706	25.890	26.906
	marítimo	0,162	965	998	1.063	998	1.063	1.028	1.167	984	1.023
	terrestre	0,162	392.782	405.975	432.622	405.975	432.622	418.146	474.979	400.490	416.198
Transporte mercancías [Mtkm]	aéreo	1	64	77	104	77	104	89	146	72	87
	marítimo	1	40.450	48.837	65.776	48.837	65.776	56.574	92.703	45.350	55.336
	terrestre	1	265.757	311.823	423.943	311.823	423.943	313.904	431.187	310.885	421.134

9 http://observatoriortransporte.fomento.es/OTLE/lang_castellano/

10 https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_publicacion_revista.php.es?id=834

8.2 Parámetros utilizados

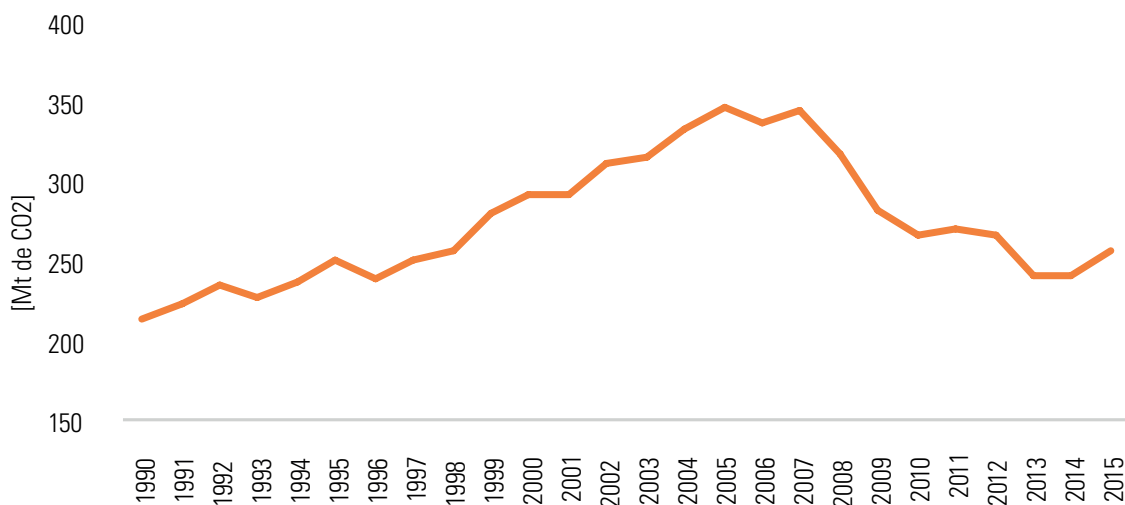
8.2.1. Restricción de CO2

En este apartado se detallan los límites a las emisiones de CO2 supuestos para cada escenario. En el Roadmap para una economía descarbonizada en 2050, la Comisión Europea habla de reducciones respecto al año 1990.¹¹ Pero en el sistema de comercio de derechos de emisión de la UE se comparan los niveles de CO2 con el año 2005, el año en que se creó el sistema. Para Europa en conjunto no hay mucha diferencia entre estos dos distintos años de partida, pero para España específicamente sí hay una diferencia muy grande cuando se estiman los límites de emisiones para 2030, como indicaremos posteriormente.

El criterio elegido ha sido utilizar 1990 como año de referencia para el escenario de descarbonización y el de avance tecnológico, ya que parecen más coherentes con los objetivos globales de descarbonización. En cambio, para el escenario de mantenimiento de políticas actuales y el de estancamiento se han utilizado los objetivos ya formulados por la UE para España, que se expresan con base 2005.

Así, el límite de emisiones de CO2 para cada escenario y para cada horizonte temporal se ha determinado como sigue.

Ilustración 8.6. Histórico de las emisiones en el sector de energía en España



Elaboración propia basado en datos del ministerio de medio ambiente (MAPAMA).

Partimos de las emisiones totales del año 2005: 439 Mt CO2 equivalente, y aplicamos los porcentajes de reducción globales recogidos en la Tabla 17.

11 https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en

Tabla 8.13. Reducciones de las emisiones

Escenario	2030	2050
Mantenimiento de políticas	43% ETS / 26% Difusos (sobre 2005)	60% sobre 1990
Descarbonización	40% sobre 1990	95% sobre 1990
Avance tecnológico	26% sobre 1990	95% sobre 1990
Estancamiento	23% sobre 2005	35% sobre 1990

Sin embargo, hay que tener en cuenta que el esfuerzo de reducción debe repartirse entre los principales sectores emisores, y que el sector energético parece ser el que más facilidades tiene para reducir. Por ello, se ha calculado el esfuerzo de reducción para el sector energético en función del volumen restante una vez considerados las posibles reducciones en otros sectores. Las estimaciones de la reducción de las emisiones están basadas en los estudios incluidos en la Tabla 18.

Tabla 8.14. Estimación de reducciones en diferentes sectores

Sector	Estimación de reducción de las emisiones en 2050	Estudios
Agricultura	50%	Machado et al (2014) y Borham et al (2012)
Residuos	100%	Bogner et al (2007)
Industria	40%	Pintos Touriño (2017)
Energía	Esfuerzo de reducción restante, de acuerdo con las reducciones exigidas en la Tabla 17	

Teniendo lo anterior en cuenta, aplicamos la siguiente ecuación para obtener la estimación de emisiones a 2050:

Ecuación 5. Límite de emisiones

$$Em_{2050} = (Em_{tot2005} * (1 - Red)) - Red_{Ag} - Red_{Res} - Red_{Ind}$$

Donde

- Em_{2050} = las emisiones que puede emitir el sector de la energía en 2050
- $Em_{tot2005}$ = las emisiones totales en el año 2005
- Red = Reducción del total de las emisiones según la Tabla 17: Reducciones de las emisiones
- Red_{Ag} = Estimación de las emisiones del sector de la agricultura quitando las reducciones según Tabla 18
- Red_{Res} = Estimación de las emisiones del sector de los residuos quitando las reducciones según Tabla 18
- Red_{Ind} = Estimación de las emisiones del sector de la industria quitando las reducciones según Tabla 18

Para el año 2030 los límites se calculan de forma similar, partiendo de los objetivos de la Tabla 17.

Tabla 8.15. Limite de emisiones en Mt de CO2 equivalentes

Escenario	2030	2050
Mantenimiento de políticas	219	79
Descarbonización	111	0
Avance tecnológico	150	0
Estancamiento	300	150

Una cuestión relevante a mencionar es que, al menos para 2030, hay una separación muy clara entre las obligaciones de reducción para los sectores acogidos al sistema ETS y los sectores difusos. Además, los sectores acogidos al ETS no tienen una restricción explícita de emisiones a nivel nacional, sólo a nivel europeo, respondiendo más bien a la señal de precio al CO2 generada en el mercado ETS.

Sin embargo, modelar esta situación particular es muy complicado: habría que representar el sistema ETS completo, para, a partir de ahí, obtener un precio previsto para el permiso de emisión de CO2, que se aplicaría a los sectores ETS. Dada la complejidad de este proceso, y además la gran incertidumbre acerca del precio del CO2, hemos optado por una representación simplificada, que consiste en aplicar a los sectores ETS españoles una reducción proporcional a la exigida a nivel europeo. Esto de hecho se ha comprobado que puede proporcionar una aproximación razonable, según por ejemplo los resultados de Pintos y Linares (2017)¹².

8.2.2. Precios de los combustibles

En el informe se utilizan los siguientes precios para los combustibles, mediante elaboración propia desde distintas fuentes de referencia (BEIS 2016 Fossil Fuel Price Assumptions, IEA 2016 World Energy Outlook):

Tabla 8.16. Precios de los combustibles

	Mantenimiento de políticas		Descarbonización		Avance tecnológico		Estancamiento		BEIS (Mid)		WEO (NPS)		unidad
	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030	2040	2030	2040	
Carbón	11,7	9,0	10	7	10	7	15	15	11,8	11,8	10,9	11,3	€/MWh
	88,0	68,0	75,5	52,8	75,5	52,8	113,2	113,2	80,0	80,0	74,0	77,0	\$/tonelada
Gas	25,0	25,0	18,4	18,4	14,72	14,72	30	30	25,0	25,0	37,9	42,3	€/MWh
	6,8	6,8	5	5	4	4	8,2	8,2	6,8	6,8	10,3	11,5	\$/millón BTU
Petróleo	45,0	37,0	40	30	40	30	50	40	46,1	46,1	64,1	71,6	€/MWh
	70,9	58,3	63	47,3	63	47,3	78,8	63	80	80	111	124	\$/barril

12 P. Pintos, P. Linares. Assessing the EU ETS with a bottom-up, multisector model. Climate Policy.

8.2.3. Costes de inversión

Los costes de inversión de las tecnologías de producción energética se han elaborado a partir de distintas fuentes relevantes. En cualquier caso, se comparan los costes, a efectos de referencia, con los utilizados por el “New policies scenario” de la IEA.

Tabla 8.17. Costes de inversión de las tecnologías por escenario

Unidades [€/kW]	Mantenimiento de políticas		Descarbonización		Avance tecnológico		Estancamiento		IEA NPS 2030	IEA NPS 2040	
	Tecnología	2030	2050	2030	2050	2030	2050	2030			2050
Nuclear		4.500	4.000	4.500	4.000	4.500	3.500	5.000	5.000	4.590	4.050
Carbón importado		2.141	2.141	2.141	2.141	2.141	2.141	2.141	2.141	1.530	1.530
Carbón importado IGCC		2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.115	2.070
Carbón importado super-crítico		2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	2.739	1.800	1.800
Carbón importado súper-crítico con CCS		3.500	3.000	3.400	2.900	3.500	2.800	4.000	4.000	4.500	4.320
CCGT		900	800	900	800	750	600	1000	800	900	900
CCGT CCS		1.500	1.300	1.400	1.200	1.300	1.100	1.800	1.700	2.520	2.385
Turbina de gas ciclo abierto		450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Turbina de gas ciclo abierto con CCS		900	800	850	750	800	700	1.000	900		
Fuelóleo		784	784	784	784	784	784	784	784		
Hidroeléctrica de pasada		2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888		
Hidro con capacidad reserva		2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.385	2.385
Hidro con bombeo		3.804	3.804	3.804	3.804	3.804	3.804	3.804	3.804		
Mini Hidro		2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	2.888	3.510	3.510
Eólica terrestre		1.400	1.200	1.300	1.100	1.100	900	1.400	1.200	1.548	1.512
Eólica marina		2.800	2.000	2.700	1.900	2.500	1.700	3.000	2.500	2.880	2.610
Fotovoltaica gran escala		900	600	800	500	600	350	1.000	900	774	702
Fotovoltaica pequeña escala		2.400	1.600	1.900	1.500	1.700	1.100	3.000	2.500	972	882
Solar Termoelectrica		3.000	2.900	2.900	2.800	2.800	2.500	3.500	3.200	3.825	3.375
Solar Térmica Distribuida		848	848	848	848	848	848	848	848		
Cultivos de energía de biomasa		2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.070	2.025
Residuos de agricultura de biomasa		2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.205	2.160
Residuos forestales de biomasa		2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517	2.517		
Residuos sólidos		5.503	5.503	5.503	5.503	5.503	5.503	5.503	5.503	6.525	6.390

También se indican a continuación los costes de mantenimiento y capacidades que se supone seguirán instaladas en el sector energético español a 2030. A 2050 se considera que sólo queda instalada la potencia hidráulica. Por encima de esta capacidad, el modelo puede decidir instalar nueva capacidad tanto en 2030 como en 2050.

Tabla 8.18. Costes de mantenimiento y capacidades instaladas en 2030

	Coste de mantenimiento	Capacidad que se supone seguirá instalada en 2030 (input para el modelo)
Unidad	€/kW-año	MW
Nuclear	82	7.118
Carbón importado	42	6.000
Carbón importado IGCC	54	0
Carbón importado súper-crítico	22	0
Carbón importado súper-crítico con CCS	48	0
CCGT	17	24.945
CCGT CCS	34	0
Turbina de gas ciclo abierto	14	0
Fuelóleo	18	8
Hidráulica fluyente	59	2.103
Hidráulica regulable	59	14.796
Bombeo hidráulico	4	3.418
Minihidráulica	59	0
Eólica terrestre	39	26.935
Eólica marina	96	0
Fotovoltaica gran escala	10	8.336
Fotovoltaica pequeña escala	10	0
Solar Termoeléctrica	125	2.301
Solar Térmica Distribuida	125	0
Cultivos energéticos (biomasa)	54	258
Residuos agrícolas (biomasa)	54	550
Residuos forestales (biomasa)	54	0
Residuos sólidos	54	544

8.2.4. Operación de energías renovables

En un contexto de gran penetración de energías renovables, o de efectos del cambio climático, cobra gran importancia también el supuesto de funcionamiento de las tecnologías renovables, así como la disponibilidad de energía hidráulica. Los parámetros utilizados, basados en años medios y en eficiencias esperadas, se recogen en la tabla siguiente.

Los perfiles temporales de funcionamiento de la eólica y la fotovoltaica son fijos en el caso del modelo MASTER.SO, mientras que en el modelo ROM se utilizan perfiles horarios basados en series históricas. En el caso de la hidráulica,

el modelo MASTER.SO utiliza una consigna hidráulica mensual basada en perfiles históricos, que luego el modelo despacha en cada mes. El modelo ROM utiliza una consigna semanal basada en datos históricos, que luego se despacha de forma óptima.

Tabla 8.19. Horas de funcionamiento y producción de energías renovables

Horas de funcionamiento de eólica de la capacidad ya instalada	2.200 horas
Horas de funcionamiento de eólica de la capacidad nueva	2.800 horas
Horas de funcionamiento de fotovoltaica	2.068 horas
Producción hidráulica anual en 2030	26 GWh
Producción hidráulica anual en 2050 (por el efecto del cambio climático)	21 GWh

8.3 Supuestos de modelado

Además de los parámetros de entrada recogidos en las secciones anteriores, hemos considerado necesario, para dotar de más realismo a los resultados, y en especial en lo que se refiere al horizonte 2030, introducir algunos supuestos adicionales.

- En primer lugar, se ha limitado la potencia a instalar en cada año de energía eólica y fotovoltaica, bajo el supuesto de que un aumento de esta potencia instalada anualmente podría crear fricciones y dificultades en los suministradores. Así, se ha establecido un límite de 3.000 MW anuales para cada tecnología.
- Además, se ha supuesto que la capacidad instalada de energía eólica y fotovoltaica corresponde a lo previsto en el escenario EUCO30, esto es, 34 GW de eólica y 16 GW de fotovoltaica.
- Se supone que la biomasa no aumenta su contribución sobre la situación en 2015
- Se ha supuesto que no se añade capacidad de interconexión con otros sistemas eléctricos o gasistas.
- Se ha limitado la cuota de penetración de distintas tecnologías para la provisión de calor residencial y de servicios:
 - Cuota máxima del 12% para los radiadores eléctricos
 - Cuota máxima del 60% para la bomba de calor
 - Cuota mínima del 10% y máxima del 25% para el gas natural en uso residencial
 - Cuota máxima del 50% para el gas natural para agua caliente sanitaria
 - Cuota de gas natural para uso en cocinas asociada al uso de gas natural para calefacción
- Se ha establecido una cuota máxima para el parque de vehículos eléctricos, de forma que no supere el 10% del parque total de vehículos ligeros.

Para 2050 no se han introducido supuestos adicionales, salvo la limitación a la capacidad anual instalada de energía eólica y fotovoltaica.

Y, en cualquier caso, en los resultados se comenta el impacto de estos supuestos, y de su eventual eliminación.

8.4 Cálculo de términos de coste

A continuación explicamos cómo se han calculado los distintos elementos de coste presentados en las secciones correspondientes de los resultados de los escenarios.

Todos los resultados de coste total a lo largo del informe se muestran en G€, es decir, miles de millones de euros, mientras que los costes medios se muestran en euros por MWh.

Coste total de la energía: Es la suma de todos los costes del sistema necesarios para lograr abastecer la demanda. Incluye los costes de los combustibles, costes anualizados de inversión en nueva capacidad de generación, costes de transporte y distribución de energía, y costes anualizados de las inversiones en nuevas tecnologías de uso final de la energía. En las tablas de costes se dividen en **costes de operación** (combustibles y costes de red) y **costes de inversión** (en nueva capacidad de generación y en nuevas tecnologías de uso final).

Coste medio de energía primaria: Resulta de dividir el coste total de la energía por la cantidad total de energía primaria consumida.

Coste medio de energía final: Se calcula dividiendo el coste total de la energía por la demanda final de energía.

Coste medio de la generación de electricidad: Se determina como el coste total de la generación de electricidad, que incluye el coste de los combustibles y el coste de inversión en nueva capacidad de generación, dividido entre el total de electricidad generada.

Coste de la inseguridad energética: De acuerdo con el informe sobre seguridad energética publicado por Economics for Energy en 2017, este coste se calcula multiplicando la demanda total de gas y de petróleo por el coste estimado de la falta de seguridad energética (124,75 €/tep tomado de Manzano y Rey (2012)).

Coste externo del CO₂: Emisiones totales de CO₂ multiplicadas por 36,06 €/tCO₂

Coste externo de NO_x: Emisiones totales de NO_x multiplicadas por 14000 €/tNO_x

Coste externo de SO₂: Emisiones totales de SO₂ multiplicadas por 18000 €/tSO₂

Coste externo de PM_{2.5}: Emisiones totales de PM_{2.5} multiplicadas por 22000 €/tPM_{2.5}

Los costes externos se han tomado del Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España BP Edición 2016. (Catedra BP 2016)

8.5 Resultados detallados del sector eléctrico

En las siguientes tablas se muestra, para cada uno de los escenarios: la potencia eléctrica actualmente existente que se considera seguirá instalada en 2030 y 2050 (Potencia previamente instalada); la nueva potencia que el modelo instala para cumplir con los requisitos de demanda y descarbonización (Nueva potencia instalada); y por último, la producción eléctrica de cada tecnología. Nótese que puede haber potencia instalada simplemente a efectos de fiabilidad del sistema, que puede no resultar en producción eléctrica.

8.5.1. Descarbonización

Tabla 8.20

2030		2050	
Potencia previamente instalada[MW]		Potencia previamente instalada[MW]	
Nuclear	7.118	Hidráulica fluyente	2.103
Hidráulica fluyente	2.103	Hidráulica	14.796
Hidráulica	14.796	Almacenamiento	3.418
Solar fotovoltaica	8.336		
Solar termoeléctrica	2.301	Nueva potencia instalada[MW]	
Biomasa (cultivos)	258	Solar fotovoltaica	98.336
Biomasa (agricultura)	550	Ciclo combinado	42.089
Residuos	544	Eólica (perfil 1)	90.000
Carbón importación	4.000		
Ciclo combinado	24.945	Producción eléctrica[GWh]	
Almacenamiento	3.418	Hidráulica fluyente	6.300
Cogeneración (industria)	5.762	Hidráulica	15.391
Eólica (perfil 2)	26.935	Solar fotovoltaica	203.382
		Eólica (perfil 1)	252.000
Nueva potencia instalada[MW]		TOTAL	477.073
Solar fotovoltaica	30.000		
Ciclo combinado	13.028		
Eólica (perfil 1)	7.065		
Producción eléctrica[GWh]			
Nuclear	62.354		
Hidráulica fluyente	6.300		
Hidráulica	20.113		
Solar fotovoltaica	79.288		
Solar termoeléctrica	7.253		
Ciclo combinado	36.306		
Eólica (perfil 1)	19.781		
Eólica (perfil 2)	59.258		
TOTAL	290.652		

8.5.2. Mantenimiento de políticas actuales

Tabla 8.21

2030		2050	
Potencia previamente instalada[MW]		Potencia previamente instalada[MW]	
Nuclear	7.118	Hidráulica fluyente	2.103
Hidráulica fluyente	2.103	Hidráulica	14.796
Hidráulica	14.796	Almacenamiento	3.418
Solar fotovoltaica	8.336		
Solar termoeléctrica	2.301	Nueva potencia instalada[MW]	
Biomasa (cultivos)	258	Solar fotovoltaica	98.336
Biomasa (agricultura)	550	Ciclo combinado	36.824
Residuos	544	Eólica (perfil 1)	67.920
Carbón importación	4.000		
Ciclo combinado	24.945	Producción eléctrica[GWh]	
Almacenamiento	3.418	Hidráulica fluyente	6.300
Cogeneración (industria)	5.762	Hidráulica	15.391
Eólica (perfil 2)	26.935	Solar fotovoltaica	203.382
		Ciclo combinado	1.449
Nueva potencia instalada[MW]		Eólica (perfil 1)	190.176
Solar fotovoltaica	7.664	TOTAL	416.698
Ciclo combinado	6.153		
Eólica (perfil 1)	7.065		
Producción eléctrica[GWh]			
Nuclear	62.354		
Hidráulica fluyente	6.300		
Hidráulica	20.113		
Solar fotovoltaica	33.092		
Solar termoeléctrica	7.253		
Ciclo combinado	102.846		
Eólica (perfil 1)	19.781		
Eólica (perfil 2)	59.258		
TOTAL	310.996		

8.5.3. Avance tecnológico acelerado

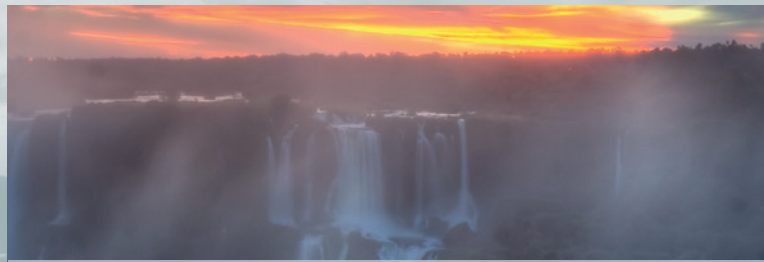
Tabla 8.22

2030		2050	
Potencia previamente instalada[MW]		Potencia previamente instalada[MW]	
Nuclear	7.118	Hidráulica fluyente	2.103
Hidráulica fluyente	2.103	Hidráulica	14.796
Hidráulica	14.796	Almacenamiento	3.418
Solar fotovoltaica	8.336	Nueva potencia instalada[MW]	
Solar termoeléctrica	2.301	Nuclear	5.205
Biomasa (cultivos)	258	Solar fotovoltaica	98.336
Biomasa (agricultura)	550	Ciclo combinado	46.324
Residuos	544	Eólica (perfil 1)	90.000
Carbón importación	4.000	Eólica (perfil 2)	26.935
Ciclo combinado	24.945	Producción eléctrica[GWh]	
Almacenamiento	3.418	Nuclear	45.599
Cogeneración (industria)	5.762	Hidráulica fluyente	6.300
Eólica (perfil 2)	26.935	Hidráulica	15.391
Nueva potencia instalada[MW]		Solar fotovoltaica	203.382
Solar fotovoltaica	30.000	Almacenamiento	39
Ciclo combinado	24.487	Eólica (perfil 1)	252.000
Eólica (perfil 1)	7.065	Eólica (perfil 2)	59.258
Producción eléctrica[GWh]		TOTAL	581.969
Nuclear	62.354		
Hidráulica fluyente	6.300		
Hidráulica	20.113		
Solar fotovoltaica	79.288		
Solar termoeléctrica	7.253		
Ciclo combinado	97.913		
Eólica (perfil 1)	19.781		
Eólica (perfil 2)	59.258		
TOTAL	352.259		

8.5.4. Estancamiento secular

Tabla 8.23

2030		2050	
Potencia previamente instalada[MW]		Potencia previamente instalada[MW]	
Nuclear	7.118	Hidráulica fluyente	2.103
Hidráulica fluyente	2.103	Hidráulica	14.796
Hidráulica	14.796	Almacenamiento	3.418
Solar fotovoltaica	8.336	Nueva potencia instalada[MW]	
Solar termoeléctrica	2.301	Solar fotovoltaica	18.859
Biomasa (cultivos)	258	Ciclo combinado	39.297
Biomasa (agricultura)	550	Eólica (perfil 1)	34.000
Residuos	544	Producción eléctrica[GWh]	
Carbón importación	4.000	Hidráulica fluyente	6.300
Ciclo combinado	24.945	Hidráulica	15.391
Almacenamiento	3.418	Solar fotovoltaica	39.005
Cogeneración (industria)	5.762	Ciclo combinado	196.611
Eólica (perfil 2)	26.935	Almacenamiento	1
Nueva potencia instalada[MW]		Eólica (perfil 1)	95.200
Solar fotovoltaica	7.664	TOTAL	352.508
Ciclo combinado	1.795		
Eólica (perfil 1)	7.065		
Producción eléctrica[GWh]			
Nuclear	62.354		
Hidráulica fluyente	6.300		
Hidráulica	20.113		
Solar fotovoltaica	33.092		
Solar termoeléctrica	7.253		
Carbón importación	35.040		
Ciclo combinado	38.269		
Eólica (perfil 1)	19.781		
Eólica (perfil 2)	59.258		
TOTAL	281.459		



Referencias bibliográficas



- Battery University. (06 de 12 de 2016). BU-1003: Electric Vehicle (EV). Obtenido de batteryuniversity.com: http://batteryuniversity.com/learn/article/electric_vehicle_ev
- Benndorf et al, R. (july de 2014). Germany in 2050 - a greenhouse gas-neutral country. Obtenido de umwelt bundesamt: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_en.pdf
- Bogner et al, J. (2007). Waste Management, In Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.: Cambridge University Press.
- Borhan et al, M. (2012). Greenhouse Gas Emissions from Housing and Manure Management Systems at Confined Livestock Operations. Environmental Sciences, Chapter 12.
- Chan, Y., & Kantamaneni, R. (01 de december de 2015). Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on. Obtenido de European Comission DG ENER: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151201%20DG%20ENER%20Industrial%20EE%20study%20-%20final%20report_clean_stc.pdf
- Danesin, A., & Linares, P. (2013). An estimation of fuel demand elasticities for Spain: an aggregated panel approach accounting for diesel share. Journal of Transport Economics and Policy, 1-16.
- Department for Business, Energy & Industrial Strategy. (09 de november de 2016). Fossil Fuel Price Assumptions: 2016. Obtenido de UK government: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/576542/BEIS_2016_Fossil_Fuel_Price_Assumptions.pdf
- European Environment Agency. (06 de December de 2016). Progress on energy efficiency in Europe. Obtenido de European Environment Agency: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/progress-on-energy-efficiency-in-europe-2/assessment-2>
- García Montes et al, J. (s.f.). Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España. Obtenido de IDAE: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Bombas-de-calor_FINAL_04ee7f42.pdf
- IDAE. (16 de julio de 2011). Análisis del consumo energético del sector residencial en España; PROYECTO SECH-SPAHOUSEC. Obtenido de IDAE: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf
- International Energy Agency. (2016). World Energy Outlook 2016.
- Machado et al, L. (2014). Effects of Marine and Freshwater Macroalgae on In Vitro Total Gas and Methane Production. PloS ONE 9(1): e85289, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0085289>.
- Peña, A. L. (2014). Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain. Madrid.
- Pintos, P., & Linares, P. (2017). Assessing the EU ETS with a bottom-up, multisector model. Climate Policy, 1-12.
- Rúa, M. J., & López-Mesa, B. (septiembre de 2012). Certificación energética de edificios en España. Obtenido de Informes de la construcción: <http://informesdelaconstruccion.revistas.csic.es/index.php/informesdelaconstruccion/article/view/2180/2488>
- Teske, S. (october de 2008). Energy Revolution; A sustainable global energy outlook. Obtenido de Greenpeace: http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/revoluci-n-energetica-2.pdf

Socios de Economics for Energy



FUNDACIÓN
RAMÓN ARECES



ferrovial



INDITEX



Universidad de Vigo

economics_{for}
energy

Gran Vía 3, 3ºE

36204 Vigo (España)

Tel: +34 986 128 016

Fax: +34 986 125 404

Mail: info@eforenergy.org

www.eforenergy.org