



Papeles de Energía

Nº19

Diciembre 2022

El tratamiento de incertidumbres en modelos de planificación energética: un caso de estudio sobre el presupuesto de carbono español para el objetivo climático de 1,5 °C

Antonio F. Rodríguez Matas, José Carlos Romero y Manuel Pérez Bravo

Transición a la electromovilidad mediante un modelo *input-output*: metodología y evaluación de escenarios

Yolanda Bravo, Rosa Duarte y Cristina Sarasa

Impacto social y distributivo de la revisión de la Directiva sobre Fiscalidad Energética en España

Eva Alonso-Epelde, Alejandro Rodríguez-Zúñiga, Xaquín García-Muros y Mikel González-Eguino

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: Funcas

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN: 2530-0148

ISSN: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, *offset* o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conlledo Lantero (Secretario)

Manuel Azuaga Moreno

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez

Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

3 Introducción editorial: Artículos seleccionados del XVII Congreso anual de la Asociación Española para la Economía Energética

7 El tratamiento de incertidumbres en modelos de planificación energética: un caso de estudio sobre el presupuesto de carbono español para el objetivo climático de 1,5 °C

Antonio F. Rodríguez Matas, José Carlos Romero y Manuel Pérez Bravo

51 Transición a la electromovilidad mediante un modelo *input-output*: metodología y evaluación de escenarios

Yolanda Bravo, Rosa Duarte y Cristina Sarasa

71 Impacto social y distributivo de la revisión de la Directiva sobre Fiscalidad Energética en España

Eva Alonso-Epelde, Alejandro Rodríguez-Zúñiga, Xaquín García-Muros y Mikel González-Eguino

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

Artículos seleccionados del XVII Congreso anual de la Asociación Española para la Economía Energética

Un año más, *Papeles de Energía* ha acordado con la Asociación Española para la Economía Energética la convocatoria de un premio, asociado a su congreso anual, a través del cual se identifican los tres trabajos presentados en dicho congreso que mejor contribuyen a difundir entre la sociedad temas de investigación de calidad en materia de transición energética.

Con esta convocatoria queremos también contribuir a comunicar la investigación de calidad que se está realizando sobre la economía de la energía en nuestro país, a menudo por investigadores jóvenes.

La Asociación Española para la Economía Energética (AEEE), fundada en 2004, es la filial española de la Asociación Internacional de la Economía de la Energía (International Association for Energy Economics). Está constituida por un grupo de profesionales del mundo académico, empresarial y de la administración que consideran que la ciencia económica tiene mucho que aportar al enfoque y solución de los problemas energéticos.

Su objetivo, coincidente en gran medida con el de esta revista, es generar debates económicos, poner en común a profesiones de la economía de la energía, y divulgar conocimientos en el campo de la economía de la energía. Y para ello se realizan diferentes actividades: un congreso académico anual, un mapa de investigadores, un boletín de revistas y de socios, así como jornadas técnicas sobre cuestiones de especial relevancia para el modelo energético.

Los trabajos presentados en este número fueron seleccionados en el *XVII Congreso de la AEEE*, celebrado en Alcalá de Henares en mayo de 2022. Desde *Papeles de Energía*, una vez más, queremos agradecer a la AEEE su entusiasmo esta colaboración, y a todos los autores que se presentaron a la convocatoria su interés por la misma.

En primer lugar, **Antonio F. Rodríguez Matas, José Carlos Romero y Manuel Pérez Bravo**, del IIT de la Universidad Pontificia Comillas, nos muestran los avances que están realizando para lograr una herramienta de planificación energética que sea robusta frente a las muchas incertidumbres a las que se enfrentan los inversores en el ámbito energético. El escoger las inversiones más apropiadas, generalmente con una vida útil larga –entre 20 y 50 años–, en un contexto de elevada incertidumbre es un problema muy complejo, más aún cuando las incertidumbres son las llamadas “epistémicas”, es decir, sin funciones de probabilidad asociadas. Las decisiones de inversión deberían ser robustas frente a esta incertidumbre, y flexibles para irse adaptando a su resolución progresiva.

En su trabajo, los autores presentan una metodología de optimización robusta aplicada a un modelo dinámico de planificación energética. Tras definir con precisión las ideas de robustez y flexibilidad, y revisar los distintos modelos disponibles en la literatura, plantean su modelo, aún preliminar ya que únicamente considera incertidumbre en las restricciones, y lo aplican a un caso de estudio para el sistema energético español en el que se evalúan las distintas posibilidades de cumplir con un presupuesto de carbono compatible con el objetivo de 1,5 °C cuando se consideran diferentes grados de protección frente a la incertidumbre.

Sus resultados muestran que la forma más apropiada de responder a la incertidumbre en este escenario es aumentar la capacidad instalada, y en particular aumentar la contribución de las energías renovables, y también de la captura de CO₂. Estas estrategias permiten además suavizar la trayectoria de la reducción de emisiones, evitando por ejemplo los picos asociados al cierre nuclear. Por supuesto, esta protección se logra a cambio de un mayor coste, aunque este se cifra en un 6 %, considerado asumible.

Uno de los elementos fundamentales de esta estrategia de descarbonización es la electrificación de los vehículos. **Yolanda Bravo, Rosa Duarte, y Cristina Sarasa**, de la Universidad de Zaragoza, evalúan los impactos económicos, sociales y medioambientales de la introducción de los vehículos eléctricos en España, y analizan en particular el caso de la industria española teniendo en cuenta su relación con Europa y con el resto del mundo, así como las otras tendencias que afectarán a dicha industria, como la movilidad compartida, la conectividad, la conducción autónoma o el cambio en las cadenas de suministro.

Para ello, proponen un modelo *input-output* multisectorial y multirregional (*MRIO*), que les permite evaluar los cambios en la interrelación entre industrias como consecuencia del cambio tecnológico, o cambios en la demanda. Estos modelos, aplicados en otros países, han mostrado resultados desiguales, en función de sus estructuras productivas y de sus relaciones comerciales. En este caso, se simula el cambio tecnológico, tanto en España como en el resto del mundo, mediante un cambio en la matriz de coeficientes técnicos del modelo, y en la demanda de combustibles.

Los resultados, aunque provisionales, indican que si bien a 2030 los cambios serían relativamente menores, a 2050 el cambio tecnológico podría suponer una reducción de la producción en el sector de la automoción significativa, de un 6 %. En cambio, el impacto positivo en el sector de componentes eléctricos sería inferior, de un 1,5 %.

Finalmente, otro aspecto también esencial de la transición energética es el efecto distributivo de los cambios fiscales necesarios para incentivar la descarbonización. **Eva Alonso-Epelde, Alejandro Rodríguez-Zúñiga, Xaquín García-Muros y Mikel González-Eguino**, del BC3, evalúan el impacto social y distributivo en España de la revisión de la Directiva europea sobre Fiscalidad Energética.

La revisión de la directiva tiene como objetivo dar las señales adecuadas para la descarbonización mediante la imposición de los combustibles, actualizando los tipos impositivos mínimos, basándolos en su impacto ambiental, y eliminando las exenciones actuales. Si se aprobara esta revisión, España estaría obligada a aumentar los tipos impositivos de los bienes energéticos. Los autores construyen un escenario probable según el cual el gobierno español aumentaría la imposición de los combustibles fósiles (entre un 1 y un 11 %) y bajaría los tipos a la electricidad (un 3,5 %), sin que se modificaran los ingresos del Estado. También simulan la posibilidad de introducir exenciones para hogares vulnerables.

La evaluación se realiza mediante un modelo de microsimulación, basado en los datos de la *Encuesta de Presupuestos Familiares*. Los resultados muestran que el impacto sería asimétrico a lo largo de la distribución de rentas. Los hogares con menor renta (el 20 % inferior) verían cómo se reduce su factura (aunque en una

cuantía muy baja), mientras que el resto (fundamentalmente las clases medias) la vería aumentar (de nuevo, en poca cuantía en términos absolutos). Este impacto reducido seguramente conllevaría un efecto también muy bajo en el consumo. Los autores también identifican otras características socioeconómicas de los hogares que influirían en el impacto de la reforma, o el impacto sobre los hogares rurales (mayor que sobre los urbanos). La mayoría de los efectos distributivos indeseados podrían corregirse mediante exenciones. Por último, también realizan un análisis de impacto de género, concluyendo que la revisión de la directiva afectaría en menor medida a los hogares cuya persona de referencia es una mujer.

Agradeciendo de nuevo a todos los autores su participación, animo a los lectores a que profundicen en estos análisis tan relevantes para el diseño de la transición energética en España.

El tratamiento de incertidumbres en modelos de planificación energética: un caso de estudio sobre el presupuesto de carbono español para el objetivo climático de 1,5 °C

*Antonio F. Rodríguez Matas, José Carlos Romero y Manuel Pérez Bravo**

Resumen

La planificación energética lidia con la larga vida útil de las inversiones energéticas, que suelen durar entre 20 y 50 años. Un período de tiempo tan largo genera muchas incertidumbres, haciendo necesario que se aborden correctamente para tomar las mejores decisiones posibles. Sin embargo, cuando se considera la incertidumbre en la planificación energética, generalmente se hace de forma limitada. La optimización robusta puede hacer frente a incertidumbres profundas, pero su aplicación no es frecuente en la planificación energética. Además, normalmente solo considera unos pocos parámetros inciertos y produce resultados demasiado conservadores. Este artículo replantea el marco conceptual en torno a la robustez y la flexibilidad. Estos conceptos son fundamentales en el tratamiento de la incertidumbre, pero a menudo se confunden en la literatura. Se aplica una metodología de optimización robusta de forma novedosa a un modelo dinámico de planificación energética para hacer frente a las incertidumbres, el *Dynamic Energy Model* (DEMO). Se presenta un caso de estudio para el sistema energético español, analizando la posibilidad de cumplir el presupuesto de carbono de España para alcanzar el objetivo de 1,5 °C cuando se consideran diferentes grados de protección frente a incertidumbres. Se señalan los méritos y límites de esta metodología y se discuten los pasos futuros en su aplicación.

Palabras clave: modelos de planificación energética, tratamiento de incertidumbres, robustez, flexibilidad, presupuesto de carbono, cambio climático, España, Acuerdo de París.

1. INTRODUCCIÓN

La planificación energética consiste en decidir el tipo de inversiones energéticas requeridas para brindar los servicios energéticos que demanda la socie-

* Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Madrid (Spain).

dad; cuándo se necesitan estas inversiones; y las políticas que puedan ser necesarias para su realización. Lo pueden hacer los planificadores centrales, el propio mercado o una combinación de ambos (Perez-Arriaga y Linares, 2008).

Este ya complejo proceso se complica aún más por la larga vida de las inversiones en tecnologías energéticas, que suelen durar entre 20 y 50 años. Un período de tiempo tan largo genera muchas incertidumbres en el sector energético.

Por un lado, el cambio climático afecta profundamente la planificación energética tanto en políticas de mitigación como de adaptación. Además, el ritmo acelerado con el que avanza la tecnología, lo que hace que no se pueda predecir su disponibilidad y costes (IRENA, 2019), puede cambiar fácilmente tanto los elementos como el coste de la decisión de planificación energética. Asimismo, no se puede descartar el desarrollo de nuevas tecnologías, o el uso generalizado de otras tecnologías ya utilizadas, como el hidrógeno. Otros factores inciertos a considerar, son la estabilidad geopolítica o los cambios sociales, que pueden cambiar significativamente los patrones de consumo, entre muchos otros.

Además, pueden ocurrir eventos extremos, sin ninguna relación con el pasado, y sacudir el sector energético de manera muy significativa. Un ejemplo reciente es la pandemia del COVID-19, que apareció a finales de 2019. Ninguna planificación energética, que sepamos, contemplaba la posibilidad de una pandemia mundial que afectara de forma tan significativa al consumo global de energía, y sin embargo hemos experimentado la mayor caída en la demanda de energía desde la Segunda Guerra Mundial: una caída siete veces mayor que la crisis financiera de 2008 (IEA, 2020).

La pandemia de COVID-19 muestra cuán importante es tomar decisiones robustas que identifiquen vulnerabilidades, evalúen *trade-offs* y los incorporen para mejorar la toma de decisiones. Cualquier decisión puede conducir a problemas graves si es susceptible de incertidumbres, por lo que estas deben ser consideradas. Estos problemas pueden manifestarse de muchas maneras, como el aumento de los precios de la energía, haciendo innecesarias u obsoletas las inversiones energéticas, o poniendo en riesgo el suministro de energía, entre muchas otras. La planificación energética ya es una tarea difícil debido a todos

los factores a considerar: restricciones económicas, presión de diferentes grupos de interés, opinión pública, etc. Por ello, los decisores políticos pueden tratar de ignorar las incertidumbres que hacen que la planificación energética sea aún más compleja. Sin embargo, ignorar las incertidumbres supone ignorar la realidad, y puede conducir a eventualidades desastrosas, como poner en peligro la seguridad del suministro o los objetivos climáticos (Marchau y otros, 2019).

En conclusión, dado que la planificación energética a largo plazo se ve afectada por profundas incertidumbres, es fundamental que los decisores dispongan de herramientas analíticas para hacer frente a estas incertidumbres que sean lo suficientemente solventes y comprensibles para que la toma de decisiones sea adecuada. Una herramienta analítica utilizada para este propósito es el modelado computacional, que puede ayudar a comprender la evolución de un sistema complejo en el que participan muchas variables.

Los modelos energéticos ayudan a entender cómo se comporta un sistema energético, pudiendo definir conscientemente las acciones a realizar, identificando los posibles retos a afrontar y trazando un camino para alcanzar los objetivos. Permite anticipar las consecuencias económicas, ambientales o tecnológicas que diferentes decisiones pueden tener en diferentes contextos. Sin embargo, estos modelos necesitan parámetros de entrada que deben ser conocidos. Si se conocen, el modelo estará bien definido, entonces, ¿por qué no usar valores esperados para esos parámetros inciertos? Porque, en el mundo real, el valor esperado rara vez se convierte en el valor real, lo que puede conducir a decisiones equivocadas. Por lo tanto, es crucial considerar todas las incertidumbres y los efectos de cualquier decisión cuando los parámetros inciertos toman valores diferentes a los esperados.

La optimización robusta puede hacer frente a profundas incertidumbres, pero su aplicación no es frecuente en la planificación energética. Además, normalmente solo considera unos pocos parámetros inciertos o produce resultados demasiado conservadores. Este artículo presenta una metodología robusta de optimización aplicada a modelos dinámicos de planificación energética que puede manejar un gran número de incertidumbres. En la siguiente sección, se discute un marco teórico sobre el tratamiento de la incertidumbre y los conceptos de robustez y flexibilidad. En la sección tercera se realiza una revisión de la literatura para

conocer cómo los modelos de planificación energética más difundidos tratan las incertidumbres y cuál es la principal aplicación de la optimización robusta en los modelos relacionados con la energía. La sección cuarta propone una aplicación novedosa de una metodología robusta y flexible para los modelos de planificación energética. La sección quinta presenta el modelo DEMO. En la sección sexta se presenta un caso de estudio del sistema energético español, analizando las posibilidades de cumplir el presupuesto de carbono ajustado de España para alcanzar el objetivo de 1,5 °C cuando se consideran diferentes grados de protección frente a incertidumbres. La sección séptima presenta las conclusiones y el trabajo futuro.

2. ROBUSTEZ Y FLEXIBILIDAD EN EL TRATAMIENTO DE INCERTIDUMBRES

La incertidumbre podría definirse como la distancia entre el conocimiento disponible y el conocimiento que los decisores necesitarían para tomar la mejor decisión (Marchau y otros, 2019).

Hay dos tipos de incertidumbre: la incertidumbre epistémica o knightiana, en la que no se tiene información sobre el posible valor de los parámetros en cuestión; y la incertidumbre probabilística o aleatoria (riesgo), que se puede modelar mediante probabilidades ya que al menos se conoce la función de probabilidad que representa el parámetro. Por tanto, las metodologías para el tratamiento de la incertidumbre se pueden clasificar en dos categorías: probabilísticas y no probabilísticas.

Las metodologías probabilísticas estarían relacionadas con parámetros inciertos aleatorios, cuyo comportamiento puede aproximarse razonablemente: los valores esperados de los parámetros a largo plazo generalmente se estiman utilizando datos históricos y experiencia a través de distribuciones de probabilidad. Por lo tanto, la suposición central es que los parámetros de entrada son variables aleatorias con una función de densidad de probabilidad conocida (PDF). Los enfoques posibilistas también se pueden considerar en esta categoría, que se basan en la teoría de conjuntos borrosos, y los parámetros de entrada del modelo se describen utilizando una función de pertenencia (MF).

El método probabilístico más extendido es la programación estocástica, que históricamente se ha utilizado cuando las incertidumbres se tratan probabilísticamente en los modelos de planificación energética. Este método trata de resolver problemas de optimización utilizando distribuciones de probabilidad. Si se debe tomar una decisión antes de que se conozca la realización de un parámetro incierto, una forma posible es tratar este parámetro como una variable aleatoria. Entonces, tiene sentido utilizar un criterio probabilístico para optimizar la función objetivo, como el valor esperado (Shapiro y Philpott, 2007) aunque también podrían utilizarse otros (mediana, moda, VaR, etc.). Esta metodología es relativamente fácil de implementar y valiosa para considerar la incertidumbre en parámetros clave. Por otro lado, es costoso desde el punto de vista computacional: solo se pueden usar unas pocas variables inciertas antes de que el modelo se vuelva intratable. También necesita una gran cantidad de datos históricos, que son difíciles o incluso imposibles de obtener en muchos casos.

Por otro lado, las metodologías no probabilísticas son más adecuadas cuando se trata de incertidumbres epistémicas, para las cuales no existen funciones de probabilidad, aunque se deben considerar algunas limitaciones como el conservadurismo. Es interesante mencionar que ambos podrían ser compatibles en un mismo análisis (Soroudi y Amraee, 2013). En el cuadro 1 se puede encontrar información más detallada sobre *inputs*, ventajas, desventajas y aplicaciones de estas metodologías.

Históricamente, la metodología más extendida en la planificación energética es el análisis de escenarios, que resulta ser un método adecuado para el *backcasting* en sectores que se verán afectados por eventos sin precedentes en el pasado, por lo que no es posible utilizar los PDF o los MF. Por esta razón, se percibe como un método particularmente apropiado para ser aplicado a la modelización energética. Cada escenario se define como una posible realización de parámetros inciertos, por lo que se genera una lista, dando como resultado un árbol de escenarios del que se extraen las posibles soluciones. Dado que una mayor complejidad no implica necesariamente una mayor precisión en los modelos cuantitativos, conviene desarrollar diferentes escenarios cuya ocurrencia parece posible pero no asegurada. Los resultados pueden interpretarse cualitativamente, permitiendo comprender el comportamiento del sistema en su conjunto y obtener un orden

de magnitud de los diferentes escenarios simulados (Schnaars, 1987). Uno de los temas cruciales a abordar al considerar el análisis de escenarios es definir los factores incluidos en el modelo, ya que se debe encontrar un compromiso entre la precisión y el riesgo de omisión de variables relevantes. Es fundamental incluir la menor cantidad de factores posible, para no convertir el análisis de escenarios en una herramienta difícil de usar y basada en la especulación. Por ello, hay que tratar de identificar algunos factores decisivos que no son fácilmente predecibles (Moret, 2017). Además, la interpretación de los resultados de diferentes escenarios siempre es compleja.

Debido a las importantes limitaciones de los enfoques probabilísticos y el análisis de escenarios, la optimización robusta se ha vuelto una metodología más utilizada, aunque todavía es anecdótica en la literatura de planificación energética. Fue propuesta por primera vez por Soyster en 1973 (Soyster, 1973), pero su aplicación en diferentes campos es relativamente reciente. Esta metodología no probabilística tiene como objetivo resolver el peor escenario de los parámetros inciertos para garantizar la viabilidad (Gorissen, Yanıkoğlu y Den Hertog, 2015) por lo que aplica implícitamente un criterio pesimista de Wald. Esta metodología generalmente busca una solución donde se satisfagan todas las restricciones para cualquier realización de las incertidumbres, por lo que siempre será factible. También es posible aplicar robustez a los parámetros que afectan a la función objetivo, por lo que no estaría ligada a la factibilidad, sino a la optimalidad. De esta forma, la solución funcionaría razonablemente bien para cualquier realización de los parámetros inciertos. Es importante considerar el equilibrio entre robustez y rendimiento: es posible incluir tantos parámetros inciertos como sea necesario, pero cuanto mayor sea el número de parámetros incluidos, más robusto, y al mismo tiempo, menor rendimiento con respecto al escenario nominal. Resolver este dilema es uno de los puntos más críticos a la hora de implementar esta metodología.

Además, la optimización robusta es computacionalmente asequible. El principal inconveniente es su conservadurismo, que puede dar una solución muy alejada del enfoque estocástico. No obstante, existen técnicas para disminuir el grado de conservadurismo, como la relajación de restricciones o el uso de diferentes criterios de decisión, entre otras.

En este sentido, Bertsimas y Sim (2004) propusieron una técnica que mantiene la linealidad de la contraparte robusta mediante el uso de conjuntos poliédricos de incertidumbre, y ofrece soluciones menos conservadoras en comparación con Soyster (1973). Además, permite controlar el grado de conservadurismo introduciendo un parámetro de control (τ). Este parámetro garantiza la viabilidad de la solución si cambian menos de τ coeficientes de incertidumbre. Además, existe una garantía probabilística: si cambia más de τ , la solución robusta será factible con alta probabilidad.

Sin embargo, al elegir la metodología más adecuada para el tratamiento de las incertidumbres, se deben considerar otros aspectos. En condiciones tan complejas donde la falta de conocimiento es notoria, un proceso de decisión apunta a adoptar una elección racional, pero esta racionalidad es diferente para cada decisor. Por lo tanto, un criterio de decisión debe elegirse de acuerdo con la subjetividad del decisor, es decir, la actitud para enfrentar las diferentes realizaciones de las incertidumbres, que son exógenas e incontrolables. Esta actitud suele estar sujeta a la aversión al riesgo, es decir, los tomadores de decisiones suelen preferir, hasta cierto punto, garantizar un desempeño adecuado de una política o inversión implementada que arriesgar un desempeño potencialmente mejor que podría terminar siendo una decisión equivocada.

En consecuencia, las preferencias de los tomadores de decisiones en entornos afectados por incertidumbres epistémicas generalmente se identifican en la literatura con una toma de decisiones robusta y flexible. Sin embargo, si el objetivo es encontrar robustez y flexibilidad, esto lleva a preguntas conceptuales que merecen ser respondidas: ¿Qué es la robustez? ¿Cuándo se puede decir que una decisión es flexible? ¿Qué significa el óptimo en presencia de incertidumbres epistémicas?

No existe una definición única de robustez. Las formas más comunes de entender una estrategia robusta pueden parecer similares y, de hecho, pueden confundirse en la literatura, pero existen diferencias significativas entre ellas. Un enfoque es el que se refiere a la mejor solución en el peor entorno posible (Majewski, Wirtz y otros, 2017; Majewski, Lampe y otros, 2017). Otra forma de entenderlo es como la solución menos sensible a los cambios en el entorno (Rabiee, Nikkhah

y Soroudi, 2018). Por tanto, el primero pretende encontrar el valor óptimo de la función objetivo para un único escenario (la peor realización de parámetros inciertos), mientras que el segundo obtiene la solución que menos varía cuando cambian los parámetros inciertos, por lo que la función objetivo no necesita ser realmente óptima bajo cualquier escenario. Una tercera interpretación sería la minimización del arrepentimiento (Yokoyama y otros, 2014; Trachanas y otros, 2018 y Ribas, Hamacher y Street, 2010), que de alguna manera se relaciona con el criterio menos sensible: busca la decisión de menor costo de oportunidad para la realización de cualquier entorno. Diferentes metodologías abordan la robustez siguiendo estas diferentes definiciones, e incluso podría haber más, por lo que debe quedar claro al utilizar una de ellas. Una de las razones de esta confusión es que la misma palabra se usa para diferentes significados. Para ayudar a resolver esta confusión, hemos asignado diferentes nombres a la robustez, de forma que sea posible distinguirlos:

- *La robustez de Wald* se logra cuando la decisión corresponde a la mejor solución en el peor escenario. Está relacionada con el criterio pesimista de Wald.
- *La robustez de sensibilidad* se logra cuando la decisión corresponde a la solución menos sensible a los cambios en el entorno.
- *La robustez de Savage* se logra cuando la decisión corresponde a la solución de mínimo arrepentimiento a los cambios en el entorno. Está relacionado con el criterio de decisión de Savage.

Aunque depende de la metodología aplicada, lograr robustez podría tener un mayor costo computacional al considerar más parámetros inciertos. Además, también puede conducir a soluciones de menor rendimiento en el escenario nominal, por lo que hay un significativo *trade-off* por resolver (García Conejeros y Peña, 2018).

Las incertidumbres epistémicas conducen a un estado de ambigüedad en el que no tiene sentido hablar de óptimo. Si se persiguen decisiones robustas, no necesariamente tienen que estar alineadas con el concepto clásico de óptimo, por el cual se maximiza (o minimiza) una función objetivo en el escenario esperado. Podría ser más apropiado hablar de decisiones subóptimas que, si bien pueden

no funcionar tan bien en el escenario esperado, garantizan actuaciones adecuadas en el abanico de posibilidades en el que se pueden revelar las incertidumbres en el futuro. Por lo tanto, puede ser necesario introducir conceptos alternativos, como las soluciones óptimas de Pareto en la optimización multicriterio, que garantiza que un criterio solo se puede mejorar a costa de empeorar otro (Iancu y Trichakis, 2014). En el caso de la robustez, algunos enfoques alternativos, como el arrepentimiento mínimo, pueden ser más adecuados.

Por otro lado, la flexibilidad es un atributo generalmente deseado por los tomadores de decisiones ante la incertidumbre, y se refiere a la versatilidad de una decisión en cualquier entorno. En otras palabras, es la capacidad que tiene una decisión de cambiar cuando pasa el tiempo o se revelan incertidumbres. Por ejemplo, una decisión en la que inviertes poco a poco es más flexible que una decisión en la que inicialmente inviertes todo tu presupuesto.

El modelado en sí debe ser consistente con el tratamiento de las incertidumbres. En su mayor parte, los modelos robustos de planificación energética son estáticos. Si los parámetros cambian, una decisión es robusta porque aún es factible o porque no implica un mayor costo. No obstante, estos cambios pueden realizarse al final del período de planificación o en pasos intermedios. Además, las inversiones no deben realizarse solo en el primer período: debido a limitaciones financieras, logísticas o tecnológicas, normalmente constituirán una secuencia de inversiones a lo largo de la cual se pueden revelar diferentes incertidumbres. Por tanto, parece especialmente adecuado desarrollar modelos que definan esta secuencia de forma robusta y flexible, evitando bloqueos en la inversión, pero aprovechando la información disponible en cada momento. Esto implica abordar la dimensión dinámica de la planificación energética: la robustez podría evaluarse en un modelo estático, pero la flexibilidad requiere un enfoque dinámico. Además, la discusión prospectiva también es fundamental para un adecuado abordaje de las preferencias de los decisores en cuanto a las incertidumbres y el valor que les otorgan, que muchas veces son miopes.

En resumen, consideramos especialmente relevante dar un tratamiento integral a las incertidumbres, aplicando una metodología robusta que incluya un análisis de criterios de decisión y un enfoque dinámico.

Cuadro 1

Metodologías para el tratamiento de incertidumbres. Cuadro comparativo

Método	Input	Ventajas	Desventajas	Apl.
Programación estocástica	PDF	Implementación sencilla	Computacionalmente costoso. Requiere datos históricos. Solo permite considerar pocas incertidumbres.	Loulou y Lehtila (2016); Loulou, Labriet y Kanudia (2009)
Monte Carlo	PDF	Implementación sencilla	Computacionalmente costoso. Requiere datos históricos. Solo permite considerar pocas incertidumbres. Convergencia lenta.	Baležentis y Streimikiene (2017); Koltsaklis y Nazos (2017)
Estimación puntual	PDF	Implementación muy sencilla	Método simplista. Requiere datos históricos.	Sannigrabi, Ghatak y Acharjee (2020)
Posibilística	MF	Convierte conocimiento lingüístico en valores numéricos	Implementación compleja. Requiere datos históricos y experiencia. Resultados ambiguos.	Momoh, Ma y Tomsovic (1995); Kaya, Çola y Terz (2019); Erdoğan y Kaya (2015)
Híbrido	PDF & MF	Tratamiento conjunto de incertidumbres posibilísticas y probabilísticas	Computacionalmente costoso. Implementación compleja. Requiere datos históricos.	Soroudi y Ehsan (2011); Soroudi (2012)

Probabilístico

Cuadro 1 (continuación)

Metodologías para el tratamiento de incertidumbres. Cuadro comparativo

Método	Input	Ventajas	Desventajas	Apl.
Análisis de intervalos	Intervalos	Útil cuando solo se dispone de un intervalo	Se ignora la correlación entre intervalos. Conservador.	Shaalan y Broadwater (1993)
Análisis de escenarios	Conjunto de escenarios	Útil cuando no hay PDFs o MF disponibles. <i>Backcasting</i> : permite diseñar estrategias basadas en escenarios relevantes	Basado en asunciones sobre las incertidumbres. Emplea varios escenarios deterministas. Limitado a considerar solo unas pocas incertidumbres.	López-Peña Fernández (2014); Xiao, Simon y Pregger (2019); lychettira y otros (2017)
IGDT	Valores esperados e intervalos.	Robustez. Adecuado para incertidumbres profundas. Útil cuando no hay PDFs o MF disponibles.	No encuentra el óptimo, sino la solución menos sensible a las incertidumbres. Conservadora.	Rabiee, Nikkha y Soroudi (2018)
Optimización robusta	Conjunto de incertidumbres	Robustez. Adecuado para incertidumbres profundas. Útil cuando no hay PDFs o MF disponibles.	Conservadora	Moret y otros (2020); Chen y otros (2014); Chen y otros (2012)

No Probabilístico

3. TRATAMIENTO DE INCERTIDUMBRES EN MODELOS DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

Se pueden analizar varios campos relacionados con el sector energético para profundizar en el tratamiento de incertidumbres, aunque su mayor exponente es el sector eléctrico. El modelado del sector eléctrico tiene una larga historia en el tratamiento de incertidumbres, probablemente porque los errores son menos indulgentes en este campo, ya que la planificación es esencial para operar los mercados eléctricos. Además, no suelen ser modelos tan extensos como los de planificación energética, lo que permite aplicar métodos de forma más asequible. Este campo está afectado por profundas incertidumbres en el largo plazo, la mayoría de ellas relacionadas con la demanda, precios, elasticidades y costos, entre muchas otras.

En el caso de la planificación energética, la mayoría de los modelos energéticos más utilizados se diseñaron originalmente para ser deterministas. Sin embargo, como revela la revisión de la literatura presentada en el Anexo A, varios autores han tratado de incluir algunas metodologías para el tratamiento de incertidumbres.

Los modelos más difundidos son los pertenecientes a la familia MARKAL/TIMES, desarrollados por la ETSAP (IEA) (Loulou, 2004 y 20020). Estos modelos no son únicos, es decir, no suelen corresponder a desarrollos y aplicaciones únicos. Además, los modelos de la familia MARKAL-TIMES han sido tradicionalmente modelados bajo enfoques estocásticos.

En el caso de MARKAL, se utiliza un enfoque de programación estocástica de múltiples etapas para analizar el caso de Quebec (Kanudia y Loulou, 1998). Tiene en cuenta diferentes escenarios futuros con correcciones intermedias para considerar las realizaciones de estas incertidumbres. Otra versión estocástica de MARKAL es la que representa el sistema energético del Reino Unido, en el que se analizan las incertidumbres a medio plazo (Usher y Strachan, 2012). Para ello se generan nueve estados del mundo, lo que significa que no son posibles más de nueve valores futuros discretos compartidos entre una o más variables inciertas.

Centrándonos en los modelos TIMES, también es posible encontrar varios enfoques estocásticos. En (Loulou y Lehtila, 2016) podemos encontrar una

formulación estocástica donde se proponen dos posibilidades: un criterio *minimax* del arrepentimiento para la función objetivo o el enfoque de media-varianza donde la varianza se aproxima a través del método de desviación superior absoluta. Otra aplicación del enfoque estocástico en TIMES es (Nijs y otros, 2011), en el que se analizan los efectos de la incertidumbre para el sistema energético belga a largo plazo, y se incluyen como incertidumbres las variaciones del precio del combustible. También se puede encontrar una versión estocástica más de TIMES en TIAM (TIMES, *Integrated Assessment Model*). Los autores analizan la viabilidad de lograr una variedad de objetivos climáticos bajo regímenes alternativos de cooperación por grupos de países. Una mejora significativa es que la sensibilidad climática se considera un parámetro incierto, por lo que la interpretación de los resultados depende de la distribución de probabilidad elegida para este parámetro (Loulou, Labriet y Kanudia, 2009).

Como se observa, la familia MARKAL-TIMES tiene una larga historia de desarrollo de enfoques estocásticos. Aun así, los modelos estocásticos se vuelven intratables después de incorporar algunas incertidumbres, por lo que no se pueden considerar todos los parámetros inciertos esenciales. Por esta razón, una propuesta alternativa es el modelo TEMOA (Hunter, Sreepathi y DeCarolis, 2013), que se basa en el principio de que modelos más complejos no necesariamente mejoran la calidad de los resultados (Schnaars, 1987). Utiliza un enfoque de modelado para generar alternativas (MGA). MGA es una forma estructurada de explorar soluciones casi óptimas a un problema de optimización para desarrollar alternativas más allá de un único óptimo (Pfenninger, Hawkes y Keirstead, 2014). En consecuencia, este modelo se vuelve muy simple para abordar más incertidumbres en los modelos de optimización energética, pero el problema persiste en la medida en que la limitación radica en la metodología estocástica. Sin embargo, esta idea es bastante interesante y podría extenderse a metodologías no probabilísticas.

Por otro lado, se pueden encontrar en la literatura varios enfoques que utilizan la simulación de Monte Carlo. Un ejemplo se puede encontrar en el modelo de ingeniería de sistemas de energía MESSAGE, desarrollado en el Instituto Internacional para el Análisis de Sistemas Aplicados (IIASA), que ha sido modificado para incluir el cambio tecnológico inducido (Gritsevskyi y

Nakićenovi, 2000) mediante la implementación de un algoritmo de búsqueda aleatoria de optimización global adaptable basado en Monte Carlo Otro ejemplo es el Entorno de modelado del sistema de energía (ESME), que es un modelo del sistema energético del Reino Unido desarrollado por el Energy Technologies Institute (ETI). Las técnicas de muestreo de Monte Carlo se utilizan para capturar la incertidumbre en torno a los costos y el rendimiento de diferentes tecnologías y precios de los recursos (Pye, Sabio y Strachan, 2015). Por último, *OSeMOSYS (Open Source Energy Modeling System)*, un enfoque de modelado empírico determinista-estocástico, considera y evalúa las incertidumbres exógenas de los parámetros del modelo utilizando simulaciones de Monte Carlo (Dreier y Howells, 2019).

Por tanto, podemos identificar un grupo de modelos que utilizan la simulación de Monte Carlo, donde los autores suelen analizar la capacidad de convergencia de los algoritmos utilizados, ya que es una característica importante debido a su habitual lentitud. El número de incertidumbres consideradas mantiene el problema de la intratabilidad de la programación estocástica, y sus aplicaciones son amplias, típicamente cubriendo incertidumbres relacionadas con la caracterización tecnoeconómica de procesos y demandas de energía.

En conclusión, ni los autores que usan programación estocástica, ni los que usan Monte Carlo, tienden a resaltar la dificultad de atribuir funciones de probabilidad a parámetros inciertos. Los enfoques de etapas múltiples parecen ser los más difundidos en términos de consideración del tiempo. La mayoría de estos modelos intentan asegurar la viabilidad frente a costes y precios respecto a las incertidumbres consideradas.

3.1. Optimización robusta en modelos relacionados con la energía

Como se discutió anteriormente, la optimización robusta es un compromiso entre el tratamiento de incertidumbres y el coste computacional. Esta metodología no necesita funciones de probabilidad, por lo que es adecuada para incertidumbres epistémicas y resuelve el modelo siguiendo el criterio pesimista de Wald. Es decir, para el peor de los casos, lo que permite diseñar caminos de mínimo riesgo.

El conservadurismo puede ser un problema, pero existen algunas técnicas para reducirlo.

En consecuencia, la optimización robusta parece ser una metodología alternativa adecuada para aplicar en el modelado energético. Además, también será interesante analizar la posibilidad de generar soluciones subóptimas que puedan funcionar mejor que las óptimas ante la incertidumbre.

Existen diferentes posibilidades para aplicar la optimización robusta en el modelado, incluyendo la metodología, los criterios de toma de decisiones o el enfoque dinámico, entre otros. Por lo tanto, es conveniente revisar la literatura para analizar estos temas. Para ello, nos apoyamos en el trabajo realizado por Moret y otros (2020), tratando de ampliar su análisis para obtener más información, especialmente en lo que respecta al enfoque dinámico y los criterios de toma de decisiones, además de incluir algunos trabajos nuevos realizados desde la publicación de Moret y otros (2020). La revisión detallada de la literatura se puede encontrar en el Anexo B.

Las principales conclusiones de la revisión de la literatura son: (i) la optimización robusta sigue siendo poco utilizada dentro de los modelos de planificación energética estratégica, aunque su uso está creciendo; (ii) la metodología propuesta por Bertsimas y Sim (2004) es la más extendida, probablemente porque proporciona una ventaja significativa en la manejabilidad y la tratabilidad computacional; (iii) las incertidumbres más frecuentemente consideradas incluyen la demanda de energía y la incertidumbre del mercado por costos o precios; (iv) normalmente, solo se incluyen unas pocas incertidumbres, probablemente porque la mayoría de los modelos se diseñaron inicialmente para funcionar de manera determinista, y la inclusión de incertidumbres es un desafío importante para reformular el problema; (v) las aplicaciones no suelen incluir modelos amplios como los de planificación energética, sino que se limitan a sectores específicos, siendo el más destacado el sector eléctrico; (vi) solo unos pocos consideran el criterio de Savage, mientras que el criterio pesimista de Wald representa prácticamente la casi totalidad de los trabajos reseñados; y (vii), varios modelos son de etapas múltiples, pero cuando se refieren a la planificación energética estratégica, son estáticos.

4. METODOLOGÍA

En secciones anteriores se han mostrado algunas alternativas para lograr robustez en los modelos de planificación energética a través de metodologías no probabilísticas. Sin embargo, todo depende del tipo de robustez que mejor se adapte a las preferencias del tomador de decisiones. En el caso de la optimización robusta, es decir, la robustez de Wald, se obtiene una solución particular para el peor de los casos, lo que puede conducir a decisiones demasiado conservadoras para las preferencias del decisor. Incluso si tratamos de atenuar su conservadurismo, las soluciones difícilmente se interpretarán como lo suficientemente realistas, por lo que es poco probable que las decisiones reales sobre políticas energéticas se tomen considerando los resultados de los modelos robustos de Wald.

Como ejemplo, el trabajo de Moret y otros (2020) que es un referente en este campo, formula un novedoso método de apoyo a la decisión denominado “Primero factibilidad, luego optimalidad”, basado en la metodología propuesta por Bertsimas y Sim –B&S, en adelante– (Bertsimas y Sim, 2004), donde los parámetros inciertos van tomando su peor realización conforme aumenta el grado de protección. Esto permite reducir el conservadurismo ya que grados intermedios de protección podrían lograr soluciones suficientemente robustas. En primer lugar, (Moret, 2020) aplica la técnica B&S a las restricciones para garantizar la factibilidad y, en segundo lugar, a la función objetivo en busca de optimalidad. La factibilidad se analiza ex-post en un proceso de simulación de Montecarlo, concluyendo que no hacen falta niveles de protección superiores a dos para asegurar la factibilidad con una probabilidad muy alta. Luego, esta técnica también se aplica a las incertidumbres en la función objetivo, concluyendo en un análisis similar de simulación ex-post que las mejores soluciones son aquellas en niveles de protección intermedios, donde la desviación estándar es menor, aunque tienen costos más altos.

Por tanto, este tipo de formulación trata de aplicar distintas preferencias de robustez a la factibilidad y la optimalidad, ya que se buscan las soluciones menos sensibles para la función objetivo, aunque aplica el mismo criterio de robustez de Wald para ambas. Además, la optimización no es un tema tan crítico en comparación con la viabilidad, por lo que no requiere un enfoque

tan conservador. Incluso si la aplicación de la técnica B&S a la optimización reduce el conservadurismo en comparación con otros enfoques de robustez de Wald, también consideramos que puede causar otros problemas ignorados en la literatura. Si se consideran niveles intermedios de protección para optimalidad, también significa que solo se consideran algunas incertidumbres en su peor realización, manteniendo los otros parámetros inciertos en su valor nominal. Esta manera desigual de tratar las incertidumbres en los costes puede tener un impacto profundo en las soluciones: algunas opciones quedan finalmente excluidas porque algunos parámetros peor valorados no pueden competir de manera justa con los parámetros de valor nominal en el proceso de optimización. Por ejemplo, si una tecnología en particular obtiene su peor valor por su parámetro de coste de inversión, sería extremadamente penalizada en comparación con otras tecnologías con su parámetro de coste de inversión de valor nominal. Este problema no es crítico para la factibilidad: es razonable estar preparado para picos puntuales en la demanda de energía o caídas puntuales en la disponibilidad de algún recurso que pueda ser crítico para el sistema.

En nuestra opinión, sería más apropiado buscar diferentes conceptos de robustez tanto para las restricciones como para la función objetivo. Consideramos que la factibilidad ciertamente está alineada con el logro de la robustez de Wald en entornos inciertos, ya que una decisión siempre debe evitar violaciones de restricciones, incluso en el peor de los casos. Para una mejor comprensión, podemos volver a la revisión de la literatura sobre el tratamiento de las incertidumbres en los modelos eléctricos: el sector eléctrico siempre debe garantizar el suministro, por lo que es una condición de peor escenario para las restricciones.

En conclusión, aplicar la técnica de Bertsimas y Sim a las restricciones parece una buena opción, pero no parece adecuada para la función objetivo. Las incertidumbres que afectan la optimalidad pueden tratarse con técnicas alternativas de robustez en el sentido de Savage o de Sensibilidad. La metodología IGDT podría ser una buena opción para la robustez de Sensibilidad: encuentra una solución donde se maximiza la desviación permitida de las incertidumbres garantizando un valor particular para la función objetivo. Sin embargo, establecer un valor particular de la función objetivo puede ser un problema, dado que no existe un valor absoluto conocido para la función objetivo que deba garantizarse, además del compromiso

que existe entre ese valor y el ancho del rango permitido para las incertidumbres. Esta metodología es problemática también cuando se aplica a las incertidumbres de la función objetivo, dado que resulta en un problema no lineal. Otra opción podría ser buscar la robustez de Savage, para lo que existen algoritmos propuestos en la literatura, aunque puede ser un desafío en términos computacionales. En cuanto a la flexibilidad, aún no se ha desarrollado un modelo energético robusto y dinámico, de acuerdo con la revisión de la literatura.

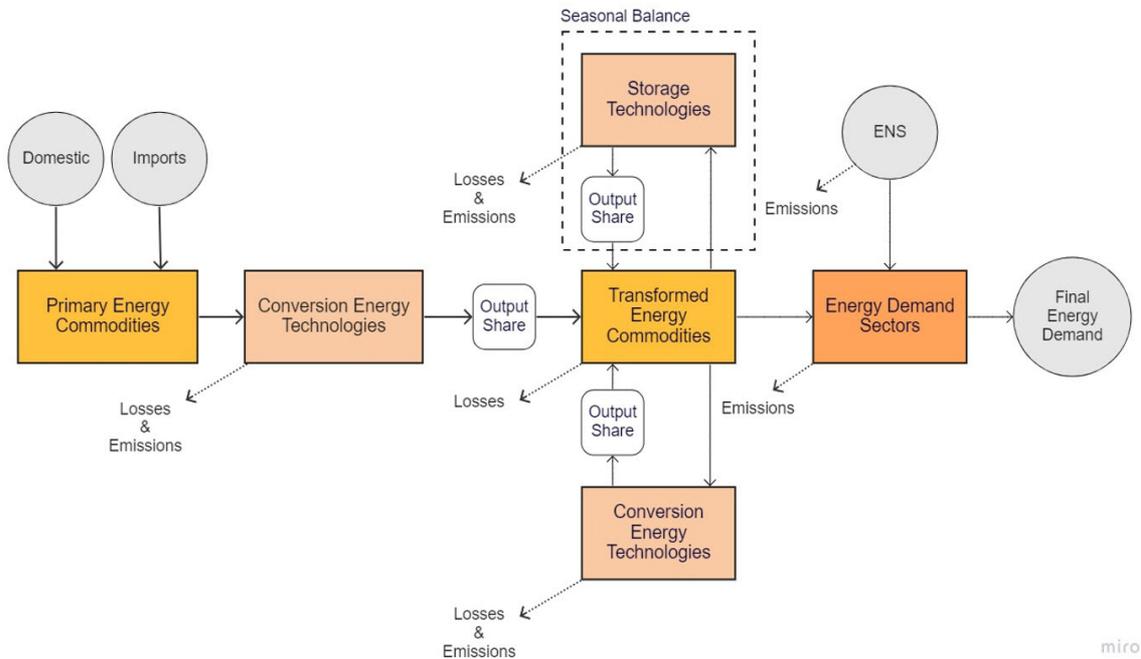
Como resultado, hemos aplicado exhaustivamente la metodología robusta de B&S a incertidumbres en las restricciones en un modelo dinámico de planificación energética, el *Dynamic Energy Model* (DEMO). De este desarrollo, que es novedoso en este campo, se puede obtener una decisión robusta y flexible. Hemos analizado las ventajas y desventajas, y obtenido conclusiones útiles para el diseño de modelos de planificación energética para tratar de manera integral las incertidumbres.

5. DYNAMIC ENERGY MODEL (DEMO)

DEMO es un modelo dinámico, *bottom-up*, de equilibrio parcial de sistemas energéticos que ha sido concebido para el análisis de políticas energéticas sostenibles. Fue diseñado con una estructura sencilla, ya que su principal objetivo es ser utilizado para desarrollar diferentes metodologías que aborden la incertidumbre de forma dinámica. De esta manera, es posible analizar y sacar conclusiones y *trade-offs* simples sobre estas metodologías. Es un modelo de programación lineal que satisface la demanda exógena de energía final minimizando el coste total del sistema, representado a través de la función objetivo que incluye los costes totales de suministro de energía (costes de inversión, costes de operación, etc.). Las emisiones de CO₂e se tratan como una restricción, pero su coste social podría incluirse fácilmente.

El objetivo del modelo es minimizar el valor presente de los costes económicos totales del suministro de energía. Así, la función objetivo se compone de los costes de inversión y desmantelamiento de la capacidad tecnológica de conversión energética, los costes de generación de energía, y también una penalización por energía no suministrada, que se utiliza como variable de holgura.

Figura 1

Dynamic Energy Model (DEMO): Representación del marco de modelado

Fuente: Elaboración propia.

El modelo toma decisiones secuenciales a lo largo del periodo de tiempo representado, considerando la capacidad del sistema en cada año y el valor esperado de costes y demandas en el futuro. En este sentido, DEMO es un modelo dinámico ya que indica la hoja de ruta que se puede seguir para lograr un objetivo al final del período considerado por el modelo. Como ya se mencionó en las secciones anteriores, los modelos de planificación energética que aplican metodologías robustas son estáticos, por lo que esta es una de las principales contribuciones de este trabajo: aplicar la metodología robusta de B&S (2004) a un modelo dinámico de planificación energética. La granularidad temporal corresponde a 96 franjas de tiempo, teniendo un día representativo de 24 horas para cada una de las cuatro estaciones.

El modelo puede importar o generar domésticamente diferentes recursos energéticos, ambos con restricciones de capacidad. Asimismo, toma decisiones

de inversión y desmantelamiento de las tecnologías energéticas necesarias para la producción final de energía. Las decisiones de inversión y desmantelamiento se toman anualmente, estando sujetas estas últimas a la vida útil de las tecnologías energéticas. Sin embargo, también se permiten decisiones de desmantelamiento adicionales, como en el caso del desmantelamiento del carbón o de la energía nuclear. La producción de energía está sujeta a la capacidad de las tecnologías instaladas, así como a la disponibilidad de los recursos, representada por sus perfiles de disponibilidad. También destaca la operación de las tecnologías de almacenamiento, en base a balances estacionales, y sujeta tanto a la capacidad de carga y descarga de energía, como a la capacidad máxima de energía total almacenada. Además, todos los procesos de conversión y almacenamiento conllevan pérdidas por eficiencia.

Se contabilizan las emisiones de CO₂ equivalente correspondientes a los procesos de conversión y al consumo de energía final. En este sentido, el modelo incorpora dos restricciones para alcanzar los objetivos de emisión. Por un lado, el modelo limita las emisiones anuales a partir del año objetivo de emisiones netas cero, permitiendo solo una cantidad anual de emisiones que debe corresponder a lo que los sumideros pueden absorber. Por otro lado, el modelo también puede limitar las emisiones durante todo el periodo antes de alcanzar la neutralidad climática, es decir, las emisiones acumuladas a partir de ahora. Este último permite diseñar hojas de ruta de descarbonización coherentes con los presupuestos nacionales de carbono, siendo un elemento clave para alcanzar los objetivos de cambio climático del Acuerdo de París. Esto demuestra la importancia del enfoque dinámico en los modelos de planificación energética para poder evaluar la compatibilidad de las políticas energéticas con trayectorias de emisiones y planes de mitigación coherentes.

5.1. Contraparte robusta en las restricciones

Como se indicó anteriormente, este artículo aplica la técnica B&S a las restricciones. En concreto, esta técnica utiliza un parámetro de control (τ) para indicar el número de parámetros inciertos que toman su peor realización. Junto con este parámetro de control, se incluyen dos variables adicionales, las variables Z y P ,

que se utilizan para construir la contraparte robusta. De esta forma, se genera un algoritmo por el cual se aumenta el grado de protección sumando una unidad al valor del parámetro de control τ , desde 0 (todos los parámetros inciertos en su valor nominal) hasta Γ (todos los parámetros inciertos en su peor valor).

En este trabajo hemos aplicado esta técnica a las dos restricciones cuyas incertidumbres consideramos más críticas: la disponibilidad de tecnologías para producir energía y el equilibrio de la demanda. De esta forma, al aumentar el grado de protección de cada restricción, estaremos protegiendo al sistema frente a los picos de mayor demanda energética o menor disponibilidad de recursos (principalmente recursos renovables).

Contraparte robusta para la restricción de máxima producción

$$(I) \quad CETotCap_{CE,y} * TimeSlice_b * CEAF_{CE,s,b} - CE_{PE,TE}Generation_{CE,y,s,b} - CE_{Sto}Outflow_{CE,y,s,b} - P_{CEAF}_{CE,y,s,b} - Z_{MP} * \tau_{MP} \geq 0$$

$$(II) \quad Z_{MP} + P_{CEAF}_{CE,y,s,b} \geq CETotCap_{CE,y} * TimeSlice_b * \Delta CEAF_{CE,s,b}$$

donde $CETotCapes$ la capacidad total de las tecnologías de conversión de energía, $CEAF$ es el factor de disponibilidad de los recursos energéticos (por ejemplo, disponibilidad solar o eólica), $CE_{PE,TE}Generation$ es la generación de energía en tecnologías de conversión de energía y $CE_{Sto}Outflow$ es la energía liberada por las tecnologías de almacenamiento.

Z y P son variables auxiliares para construir la contraparte robusta, τ es el parámetro de control y $\Delta CEAF$ la desviación máxima posible de acuerdo con el rango de incertidumbre en el factor de disponibilidad de los recursos energéticos.

Demand balance robust counterpart

$$(III) \quad DSConsumption_{TE,DS,y,s,b} + ENS_{TE,DS,y,s,b} - FinalEnergyDemand_{TE,DS,y} * DSLoad_{TE,DS,s,b} - P_{DS}_{TE,DS,y,s,b} + Z_{Bal} * \tau_{Bal} \geq 0$$

$$(IV) \quad Z_{Bal} + P_{DS}_{TE,DS,y,s,b} \geq \Delta FinalEnergyDemand_{TE,DS,y} * DSLoad_{TE,DS,s,b}$$

donde *DSCconsumption* es la energía final consumida por los sectores de demanda, *ENS* es la variable de holgura correspondiente a la energía no suministrada, *FinalEnergyDemand* es la cantidad total anual de energía final requerida por los sectores de demanda, en la que se aplica *DSLload* para obtener el perfil de demanda horaria. *DeltaFinalEnergyDemand* es la desviación máxima posible según la incertidumbre en la demanda de energía final.

6. CASO DE ESTUDIO: EL PRESUPUESTO DE CARBONO ESPAÑOL PARA EL OBJETIVO CLIMÁTICO DE 1,5 °C

6.1. Descripción del caso de estudio

España ha fijado su objetivo de emisiones netas cero para 2050 en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética 2021), alineado con los objetivos climáticos de la UE definidos por el Pacto Verde Europeo (Unión Europea, 2021). Este compromiso es crucial para alcanzar los objetivos climáticos aprobados en el Acuerdo de París por 195 países, que consisten en limitar el calentamiento global a 2 °C, y esforzarse para que este aumento no supere los 1,5 °C. Para ello, las políticas de mitigación no solo deben incluir objetivos de neutralidad climática, sino también de emisiones acumuladas hasta alcanzar dicha neutralidad climática, ya que son las que determinan en última instancia el calentamiento global y el cambio climático.

En este sentido, el informe especial del IPCC sobre 1,5 °C (IPCC, 2020) calculó el balance global de carbono, es decir, las emisiones acumuladas de CO₂ equivalente que se pueden producir globalmente: desde principios de 2018, solo se podrían emitir de 420 GtCO₂e a 580 GtCO₂e para una probabilidad del 50 % al 67 % de limitar el calentamiento a 1,5 °C, respectivamente. Estos cálculos son optimistas, ya que no consideran las retroalimentaciones del sistema terrestre que se espera que causen un mayor calentamiento.

Atribuir una parte del presupuesto global de carbono a un país puede ser controvertido, ya que se pueden considerar diferentes criterios. Por un lado, se puede tener en cuenta la responsabilidad histórica, es decir, las emisiones

acumuladas del país hasta la fecha, lo que significaría que España ya habría consumido todo su presupuesto nacional de carbono. Por otro lado, también se puede calcular en función de las emisiones actuales o de la población. Este trabajo considera esta última opción, dado que es la más permisiva. Considerando el mayor presupuesto global correspondiente a 580 GtCO_{2e} para alcanzar el objetivo con un 50 % de probabilidad, el presupuesto nacional de carbono para España es de 3.451 MtCO_{2e}.

El modelo ha sido calibrado para el sistema energético español. De acuerdo con los planes nacionales, se ha establecido la eliminación del carbón y la energía nuclear en la matriz energética para 2025 y 2035, respectivamente. El año objetivo de emisiones netas cero es 2050, a partir del cual se pueden emitir 29 MtCO_{2e}, tal y como indica la Estrategia a Largo Plazo de España. Esta cantidad corresponde a lo que se espera que absorban los sumideros naturales.

Aprovechando la naturaleza dinámica del modelo, se han definido diferentes parámetros para toda la línea de tiempo. La demanda final de energía sigue una evolución acorde con lo esperado por los planes nacionales. El coste de inversión y desmantelamiento de las tecnologías energéticas se comporta en función de su curva de aprendizaje esperada. El coste de los recursos energéticos también se modela para evolucionar en función de las predicciones de los costes de combustible.

Además, con fines analíticos, este caso de estudio solo ha considerado las incertidumbres en el balance de la demanda, por lo que es más fácil comprender el comportamiento del sistema cuando se aplica la metodología B&S en un modelo dinámico de planificación energética. De esta forma, el conjunto de incertidumbre se ha definido como un rango de variación del 10 % del valor nominal de demanda de energía. Se han considerado cuatro grados de protección ($\text{Tau} \in [0,3]$). Esto es consistente con las conclusiones de (Moret y otros, 2020), que indica que uno o dos grados de protección en las restricciones son suficientes para proteger el modelo de infactibilidades con una probabilidad muy alta.

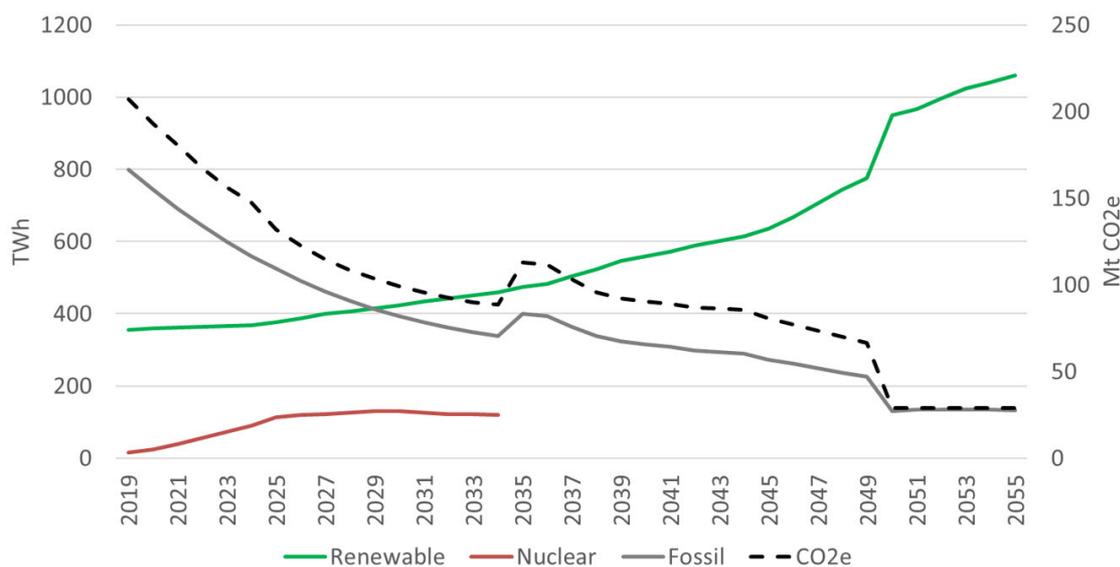
6.2. Resultados

En primer lugar, se analiza el caso nominal, para el que no existe ningún grado de protección. Por un lado, la reducción de emisiones es más destacable para la década

de 2020, en consonancia con los planes de descarbonización. Durante esta década se espera una caída importante de las emisiones gracias al despliegue masivo de tecnologías renovables que ya son competitivas (eólica y solar principalmente), la electrificación de diferentes sectores económicos, como el transporte de pasajeros, y la mejora de la eficiencia energética. Durante las siguientes décadas, la reducción de emisiones seguirá una tendencia con una pendiente más suave, centrada principalmente en los sectores más difíciles de descarbonizar: industria, transporte pesado, aviación, etc. En 2035 se produce un pico de emisiones debido a que la producción nuclear es reemplazada principalmente por generación fósil. Este es el principal reto en el desmantelamiento del parque nuclear: si no se despliega suficiente capacidad renovable de respaldo, la potencia firme que ofrecen las centrales nucleares podría ser sustituida por capacidad térmica fósil. Finalmente, se produce una caída significativa de las emisiones en 2050 debido a una sustitución generalizada de fuentes fósiles por renovables para alcanzar la neutralidad climática. Según las curvas de aprendizaje de las tecnologías energéticas, aún podría haber sido más competitivo usar tecnologías fósiles para algunos usos.

Figura 2

Caso nominal (tau0): Energía primaria y emisiones de CO₂e



Cuando aplicamos la metodología B&S al balance de la demanda de energía, se pueden destacar algunas conclusiones interesantes. Por un lado, la capacidad instalada total de tecnologías energéticas aumenta con la protección, tanto en 2030 como en 2050, como se muestra en el cuadro 2. Además, la robustez en el sistema se logra haciendo crecer algunas tecnologías energéticas: solar fotovoltaica, biomasa (tanto cogeneración como electricidad producción) y CCS. Por el contrario, disminuyen los combustibles fósiles tradicionales y la regasificación. Esto último debido a la menor demanda de GNL, provocada por la caída de la producción eléctrica a través de gas natural. Estos resultados son bastante consistentes: una mayor protección ante incertidumbres en la demanda energética pasa por aumentar la capacidad del sistema, pero también implica un fortalecimiento de las fuentes renovables y CCS para no comprometer los

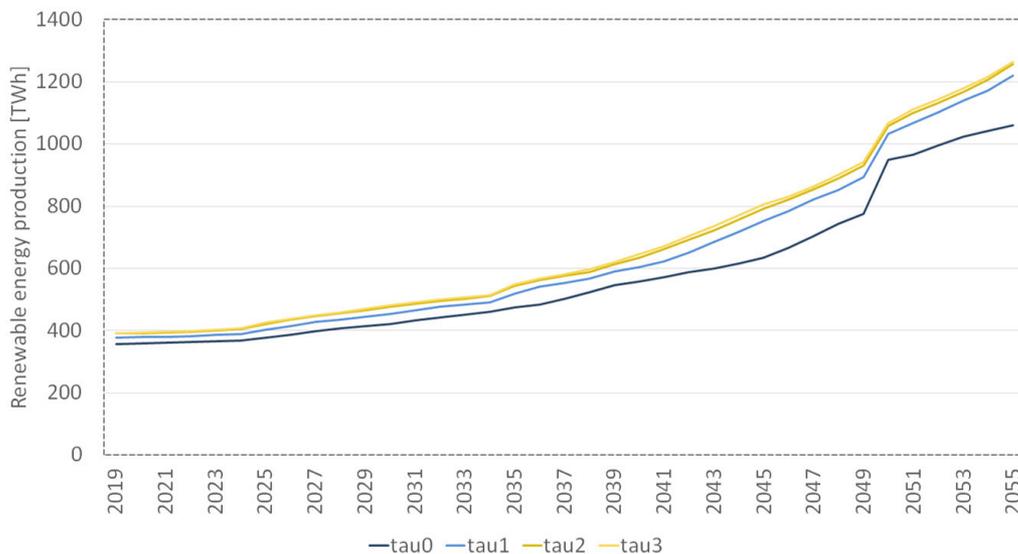
Cuadro 2

Caracterización de las configuraciones del sistema energético para diferentes grados de protección en el balance de demanda de energía (2030-2050)

Tech [GW]	2030				2050			
	tau0	tau1	tau2	tau3	tau0	tau1	tau2	tau3
CCGT	11	11	11	11	27	24	24	24
CCGT+CCS	0	0	0	0	5	3	3	3
OCGT	0	0	0	0	3	2	2	2
OCGT+CCS	0	0	0	0	0	5	5	5
Biomass	1	1	1	1	22	31	32	33
CHP Bio	23	25	26	27	27	29	31	31
CHP Gas	4	4	3	3	0	0	0	0
Hydro Dam	10	10	10	10	10	10	10	10
Hydro Pump	3	3	3	3	3	3	3	3
Hydro River	2	2	2	2	2	2	2	2
PV Solar	17	21	23	23	55	58	60	61
Th Solar	1	1	1	1	0	0	0	0
Wind	11	11	11	11	61	58	63	62
Refinery	61	66	67	67	15	16	16	17
Biofuels	5	5	5	5	9	9	9	9
Regas	30	30	30	30	42	37	37	36
	178	189	192	193	281	288	297	297

Figura 3

Producción de energía renovable para diferentes grados de protección en el balance de demanda energética



objetivos climáticos, tanto de neutralidad climática a partir de 2050 como de emisiones acumuladas de carbono.

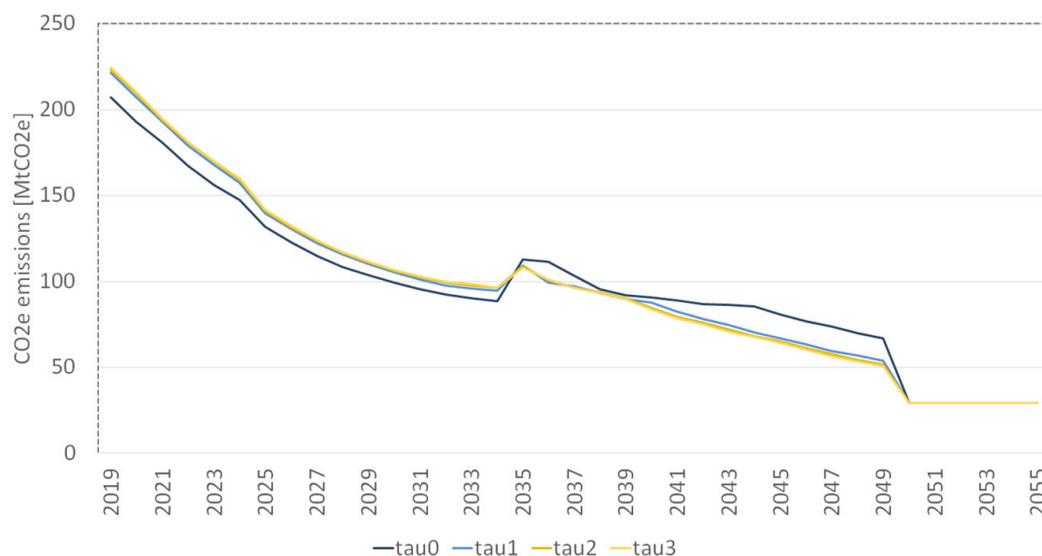
La figura 4 muestra la evolución de las emisiones de CO₂e para las diferentes configuraciones del sistema, según los grados de protección frente a incertidumbres sobre la demanda energética. Los casos con protección (tau1-tau3) muestran una evolución más suave en la disminución de emisiones. A diferencia de estos escenarios, el caso nominal (tau0) presenta el pico más alto de emisiones en 2035, lo que indica que el sistema tiene menor capacidad de respaldo renovable al momento de desmantelar el parque nuclear, lo que conduce a un mayor consumo de combustibles fósiles. Este comportamiento revela la vulnerabilidad del sistema no solo en caso de desmantelamiento nuclear sino también ante cualquier otra eventualidad.

Dado el aumento de las emisiones en 2035, alcanzar la neutralidad de carbono en 2050 se vuelve aún más complejo: a partir de 2040, el sistema ya se enfrenta

al reto de descarbonizar los últimos sectores más difíciles (industria, transporte pesado, aviación, etc.), para los que la tecnología todavía no está lista. Por tanto, una descarbonización más intensa hacia finales de la década de 2040 requiere un mayor esfuerzo que en los casos con protección donde la reducción de emisiones sigue una tendencia más suave. Además, para mantener las emisiones de carbono dentro del presupuesto, es necesaria una descarbonización más rápida en la década actual para compensar el aumento futuro después del pico de 2035.

Figura 4

Producción de energía renovable y emisiones de CO₂e para distintos grados de protección en el balance de demanda energética



Los diferentes grados de protección se han evaluado mediante una simulación Monte-Carlo (N = 100 iteraciones). Las estadísticas de salida se muestran en el cuadro 3. Estas simulaciones se han realizado fijando las variables de decisión de inversión, pero dejando libres las variables de operación. Las simulaciones han utilizado una muestra aleatoria de valores de demanda de energía, siguiendo una distribución uniforme dentro del rango de incertidumbre definido.

Las violaciones de restricciones se reducen significativamente con un mayor nivel de protección, a expensas de un mayor coste del sistema. Este coste adicional se

denomina Precio de Robustez (PoR) (Bertsimas y Sim, 2004). Tanto en el caso de garantizar el suministro de energía como en el cumplimiento del presupuesto de carbono, la probabilidad de infactibilidad cae desde alrededor de un 50 % hasta apenas un 5-6 %. Esta notable mejora se consigue introduciendo dos grados de protección mediante la técnica B&S, lo que implica aumentar tan solo un 6 % el coste medio del sistema.

Por otro lado, la desviación estándar también aumenta con el grado de protección, lo que contrasta con otros trabajos de la literatura. Esta diferencia probablemente se deba a que los indicadores estadísticos del coste del sistema se calculan excluyendo las soluciones que violan alguna restricción. De esta forma, el abanico de soluciones es mayor para mayores grados de protección, según el número de infactibilidades en cada caso.

En definitiva, las simulaciones muestran una mejora significativa de los resultados a un coste razonable. Considerar las incertidumbres en las restricciones, algo inusual en la literatura, mejora el desempeño de las decisiones de manera muy notable.

Cuadro 3

Resultados de la simulación para incertidumbres en el balance de demanda de energía

Protection level	System cost (G€) (excl. infeasible solutions)				Restriction violations (%)	
	Mean	PoR	Max	StdDev	ENS	Carbon Budget
tau0	449	0	464	9	46	51
tau1	467	18	496	14	22	22
tau2	479	30	512	17	6	7
tau3	480	31	518	17	5	6

7. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Este artículo ha propuesto una aplicación novedosa de una metodología de toma de decisiones robusta y flexible a un modelo dinámico de planificación energética, que es capaz de hacer frente a incertidumbres epistémicas no probabilísticas.

Primero define de manera consistente las ideas de robustez y flexibilidad, incorporando diferentes preferencias de aversión al riesgo de los decisores. Luego incorpora robustez y flexibilidad tanto a través de la metodología aplicada como de la naturaleza dinámica del modelo desarrollado.

La técnica robusta aplicada es la formulada por Bertsimas y Sims (2004), la cual presenta importantes ventajas como la linealidad del problema y la reducción del conservadurismo. Sin embargo, esta técnica, que se enmarca en la robustez de Wald, solo es adecuada para tratar la factibilidad del problema, por lo que solo se aplica a las restricciones. Específicamente, al equilibrio de la demanda de energía y la disponibilidad de recursos, que son las incertidumbres más críticas contra las que protegerse.

La metodología se ha aplicado al sistema energético español, en el que se evalúa el presupuesto nacional de carbono para cumplir el objetivo del Acuerdo de París de limitar el calentamiento global a 1,5 °C. Los resultados muestran que, ante incertidumbres sobre la demanda de energía, el sistema necesita aumentar la inversión, particularmente en tecnologías renovables. Por otro lado, se reduce la inversión en combustibles fósiles.

Las simulaciones de Monte Carlo realizadas posteriormente muestran que el nivel de protección otorgado por esta inversión adicional puede reducir la probabilidad de infactibilidad del 50 % al 5-6 %, mientras que aumenta el coste promedio solo en un 6 %. Por lo tanto, al considerar las incertidumbres en la demanda de energía, se mejora significativamente el desempeño de las decisiones a un coste razonable.

Por supuesto, esto todavía puede considerarse solo una primera aproximación al problema. El modelo DEMO que se ha desarrollado para este ejercicio sigue siendo una versión simplificada de un modelo de energía completo (como el modelo MASTER.SO, disponible en IIT). Por un lado, es necesario introducir una mayor complejidad, en particular en los usos finales de la energía, para permitir una mayor flexibilidad en el uso final de la energía. También se puede requerir una mayor granularidad temporal para representar correctamente la producción y el almacenamiento de energía renovable. Y también, en cuanto a

la optimalidad, son más apropiados otros tipos de robustez, como *Sensitivity* o *Savage*. Actualmente se están realizando investigaciones sobre todos estos temas.

REFERENCIAS

AKBARI, K., NASIRI, M. M., JOLAI, F. y GHADERI, S. F. (2014). Optimal investment and unit sizing of distributed energy systems under uncertainty: A robust optimization approach. *Energy Build.*, vol. 85, pp. 275–286, Dec. Doi: 10.1016/j.enbuild.2014.09.009.

BABONNEAU, F., VIAL, J.-P. y APPARIGLIATO, R. (2010). Robust optimization for environmental and energy planning. *Int. Ser. Oper. Res. Manag. Sci.*, vol. 138, pp. 79–126. Doi: 10.1007/978-1-4419-1129-2_3.

BALEŽENTIS, T. y STREIMIKIENE, D. (2017). Multi-criteria ranking of energy generation scenarios with Monte Carlo simulation. *Appl. Energy*, vol. 185, pp. 862–871, Jan. Doi: 10.1016/j.apenergy.2016.10.085.

BERTSIMAS, D. y SIM, M. (2004). The Price of Robustness. *Oper. Res.*, vol. 52, no. 1, pp. 35–53, Feb. Doi: 10.1287/opre.1030.0065.

CAO, Y., HUANG, L., LI, Y., JERMSITTIPARSERT, K., AHMADI-NEZAMABAD, H. y NOJAVAN, S. (2020). Optimal scheduling of electric vehicles aggregator under market price uncertainty using robust optimization technique. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, p. 105628, May. Doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105628.

CAUNHYE, A. M. y CARDIN, M.-A. (2018). Towards more resilient integrated power grid capacity expansion: A robust optimization approach with operational flexibility. *Energy Econ.*, vol. 72, pp. 20–34, May. Doi: 10.1016/j.eneco.2018.03.014.

CHEN, B., WANG, J., WANG, L., HE, Y. y WANG, Z. (2014). Robust Optimization for Transmission Expansion Planning: Minimax Cost vs. Minimax Regret. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 6, pp. 3069–3077, Nov. Doi: 10.1109/TPWRS.2014.2313841.

CHEN, C., LI, Y. P., HUANG, G. H. y ZHU, Y. (2012). An inexact robust nonlinear optimization method for energy systems planning under uncertainty. *Renew. Energy*, vol. 47, pp. 55–66, Nov. Doi: 10.1016/j.renene.2012.04.007.

CHEN, C., SUN, H., SHEN, X., GUO, Y., GUO, Q. y XIA, T. (2019). Two-stage robust planning-operation co-optimization of energy hub considering precise energy storage economic model. *Appl. Energy*, vol. 252, p. 113372, Oct. Doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113372

DONG, C., HUANG, G. H., CAI, Y. P. y LIU, Y. (2013). Robust planning of energy management systems with environmental and constraint-conservative considerations under multiple uncertainties. *Energy Convers. Manag.*, vol. 65, pp. 471–486, Jan. Doi: 10.1016/j.enconman.2012.09.001.

DREIER, D. y HOWELLS, M. (2019). OSeMOSYS-PuLP: A Stochastic Modeling Framework for Long-Term Energy Systems Modeling. *Energies*, vol. 12, p. 1382, Apr. Doi: 10.3390/en12071382.

ERDOĞAN, M. y KAYA, İ. (2016). A combined fuzzy approach to determine the best region for a nuclear power plant in Turkey. *Appl. Soft Comput.*, vol. 39, pp. 84–93, Feb. Doi: 10.1016/j.asoc.2015.11.013.

EUROPEAN COMMISSION (2021). *Regulation (EU) 2021/1119 of the European Parliament and of the Council of 30 June 2021 establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 (European Climate Law)*, vol. 243. Accessed: Mar. 01, 2022. [Online]. Available: <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj/eng>

FLOUDAS, C. (2005). Research challenges, opportunities and synergism in systems engineering and computational biology. *Aiche J. - AICHE J*, vol. 51, Jul. Doi: 10.1002/aic.10620.

GARCIA CONEJEROS, J. y PEÑA, A. (2018). Robust Optimization: Concepts and Applications. Doi: 10.5772/intechopen.75381.

GORISSEN, B. L., YANIKOĞLU, I. y DEN HERTOOG, D. (2015). A practical guide to robust optimization. *Omega*, vol. 53, pp. 124–137, Jun. Doi: 10.1016/j.omega.2014.12.006.

GRITSEVSKIY, A. y NAKIĆENOVI, N. (200). Modeling uncertainty of induced technological change. *Energy Policy*, vol. 28, no. 13, pp. 907–921, Nov. Doi: 10.1016/S0301-4215(00)00082-3.

GROSSMANN, I. E., APAP, R. M., CALFA, B. A., GARCIA-HERREROS, P. y ZHANG, Q. (2015). Recent Advances in Mathematical Programming Techniques for the Optimization of Process Systems under Uncertainty. In K. V. GERNAEY, J. K. HUUSOM y R. GANI (Eds.), *Computer Aided Chemical Engineering*, vol. 37, (pp. 1–14). Elsevier. Doi: 10.1016/B978-0-444-63578-5.50001-3.

HAJIMIRAGHA, A. H., CANIZARES, C. A., FOWLER, M. W., MOAZENI, S. y ELKAMEL, A. (2011). A Robust Optimization Approach for Planning the Transition to Plug-in Hybrid Electric Vehicles. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 4, pp. 2264–2274, Nov. Doi: 10.1109/TPWRS.2011.2108322.

HUANG, Y.-H., WU, J.-H. y HSU, Y.-J. (2016). Two-stage stochastic programming model for the regional-scale electricity planning under demand uncertainty. *Energy*, vol. 116, pp. 1145–1157, Dec. Doi: 10.1016/j.energy.2016.09.112.

HUNTER, K., SREEPATHI, S. y DECAROLIS, J. F. (2013). Modeling for insight using Tools for Energy Model Optimization and Analysis (Temoa). *Energy Econ.*, vol. 40, pp. 339–349, Nov. Doi: 10.1016/j.eneco.2013.07.014.

IANCU, D. A. y TRICHAKIS, N. (2014). Pareto Efficiency in Robust Optimization. *Manag. Sci.*, vol. 60, no. 1, pp. 130–147, Jan. Doi: 10.1287/mnsc.2013.1753.

IEA (2020). Global Energy Review: The impacts of the COVID-19 crisis on global energy demand and CO₂ emissions, Apr. Accessed: Oct. 08, 2020. [Online]. Available: https://iea.blob.core.windows.net/assets/74921671-51f5-4b5d-b88f-cd58b24ae23f/GER2020_PRESS_final.pdf

IPCC. (2020). Special Report: Global Warming of 1.5 oC, 2020. <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/chapter-1/> (accessed Oct. 07, 2020).

IRENA. (2019). Renewable power generation costs in 2019.

LYCHETTIRA, K. K., HAKVOORT, R. A., LINARES, P. y DE JEU, R. (2017). Towards a comprehensive policy for electricity from renewable energy: Designing for social welfare. *Appl. Energy*, vol. 187, pp. 228–242, Feb. Doi: 10.1016/j.apenergy.2016.11.035.

JANAK, S. L., LIN, X. y FLOUDAS, C. A. (2007). A new robust optimization approach for scheduling under uncertainty: II. Uncertainty with known probability distribution. *Comput. Chem. Eng.*, vol. 31, no. 3, pp. 171–195, Jan. Doi: 10.1016/j.compchemeng.2006.05.035.

JEONG, J. y LEE, B. (2020). A framework for estimating flexible resources according to future Korean renewables scenario: Robust optimization approach considering multiple uncertainties. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 118, p. 105728, Jun. Doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105728.

JIANG, R., WANG, J. y GUAN, Y. (2012). Robust Unit Commitment With Wind Power and Pumped Storage Hydro. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 2, pp. 800–810, May. Doi: 10.1109/TPWRS.2011.2169817.

KANUDIA, A. y LOULOU, R. (1998). Robust responses to climate change via stochastic MARKAL: The case of Québec. *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 106, no. 1, pp. 15–30, Apr. Doi: 10.1016/S0377-2217(98)00356-7.

KAYA, I., ÇOLAK, M. y TERZI, F. (2019). A comprehensive review of fuzzy multi criteria decision making methodologies for energy policy making. *Energy Strategy Rev.*, vol. 24, pp. 207–228, Apr. Doi: 10.1016/j.esr.2019.03.003.

KOLTSAKLIS, N. E. y NAZOS, K. (2017). A stochastic MILP energy planning model incorporating power market dynamics. *Appl. Energy*, vol. 205, pp. 1364–1383, Nov. Doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.040.

KOO, J., HAN, K. y YOON, E. S. (2011). Integration of CCS, emissions trading and volatilities of fuel prices into sustainable energy planning, and its robust optimization. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 665–672, Jan. Doi: 10.1016/j.rser.2010.07.050.

LEY 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, vol. *BOE-A-2021-8447*, pp. 62009–62052. Accessed: Mar. 12, 2022. [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/l/2021/05/20/7>

LÓPEZ-PEÑA FERNÁNDEZ, Á. (2014). Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain. https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_tesis_doctorado.php.es?id=10083 (accessed Feb. 18, 2020).

KOUVELIS, P. y YU, G. (1997). *Robust Discrete Optimization and Its Applications*. Springer Science & Business Media.

LOULOU, R. (2004). Documentation for the MARKAL Family of Models. Oct.

LOULOU, R. (2016). Documentation for the TIMES Model - Part I. Accessed: Sep. 16, 2020. [Online]. Available: https://iea-etsap.org/docs/Documentation_for_the_TIMES_Model-Part-I_July-2016.pdf

LOULOU, R., LABRIET, M. y KANUDIA, A. (2009). Deterministic and stochastic analysis of alternative climate targets under differentiated cooperation regimes. *Energy Econ.*, vol. 31, pp. S131–S143, Dec. Doi: 10.1016/j.eneco.2009.06.012.

LOULOU, R. y LEHTILA, A. (2016). Stochastic Programming and Tradeoff Analysis in TIMES. May.

MAJEWSKI, D. E., LAMPE, M., VOLL, P. y BARDOW, A. (2017). TRusT: A Two-stage Robustness Trade-off approach for the design of decentralized energy supply systems. *Energy*, vol. 118, pp. 590–599, Jan. Doi: 10.1016/j.energy.2016.10.065.

MAJEWSKI, D. E., WIRTZ, M., LAMPE, M. y BARDOW, A. (2017). Robust multi-objective optimization for sustainable design of distributed energy supply systems. *Comput. Chem. Eng.*, vol. 102, pp. 26–39, Jul. Doi: 10.1016/j.compchemeng.2016.11.038.

MARCHAU, V. A. W. J., WALKER, W. E., BLOEMEN, P. J. T. M. y Popper, S. W. (2019). *Decision making under deep uncertainty*. New York, NY: Springer Berlin Heidelberg.

MOMOHI, J. A., MA, X. W. y TOMSOVIC, K. (1995). Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1676–1690, Aug. Doi: 10.1109/59.466473.

MORET, S. (2017). Strategic energy planning under uncertainty. *Infoscience*. <https://infoscience.epfl.ch/record/231814> (accessed Sep. 14, 2020).

MORET, S., BABONNEAU, F., BIERLAIRE, M. y MARÉCHAL, F. (2020). Decision support for strategic energy planning: A robust optimization framework. *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 280, no. 2, pp. 539–554, Jan. Doi: 10.1016/j.ejor.2019.06.015.

MORET, S., BABONNEAU, F., BIERLAIRE, M. y MARÉCHAL, F. (2020). Overcapacity in European power systems: Analysis and robust optimization approach. *Appl. Energy*, vol. 259, p. 113970, Feb. Doi: 10.1016/j.apenergy.2019.113970.

MORET, S., BIERLAIRE, M. y MARÉCHAL, F. (2016). Robust Optimization for Strategic Energy Planning. *Informatica*, vol. 27, pp. 625–648, Nov. Doi: 10.15388/Informatica.2016.103.

MULVEY, J. M., VANDERBEI, R. J. y ZENIOS, S. A. (1995). Robust Optimization of Large-Scale Systems. *Oper. Res.*, vol. 43, no. 2, pp. 264–281, Apr. Doi: 10.1287/opre.43.2.264.

NG, T. S. y SY, C. (2014). An affine adjustable robust model for generation and transmission network planning. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 60, pp. 141–152, Sep. Doi: 10.1016/j.ijepes.2014.02.026.

NICOLAS, C. (2016). Robust energy and climate modeling for policy assessment. Thèse de doctorat, Université Paris Nanterre, France.

NIJS, W., MORBEE, J., LAES, E. y PROOST, S. (2011). Treating Uncertainty and Risk in Energy Systems with Markal/TIMES. *ResearchGate*, Dec. https://www.researchgate.net/publication/281096515_Treating_Uncertainty_and_Risk_in_Energy_Systems_with_MarkalTIMES (accessed Sep. 15, 2020).

NING, C. y YOU, F. (2018). Adaptive robust optimization with minimax regret criterion: Multiobjective optimization framework and computational algorithm for planning and scheduling under uncertainty. *Comput. Chem. Eng.*, vol. 108, pp. 425–447, Jan. Doi: 10.1016/j.compchemeng.2017.09.026.

PARISIO, A., DEL VECCHIO, C. y VACCARO, A. (2012). A robust optimization approach to energy hub management. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 42, no. 1, pp. 98–104, Nov. Doi: 10.1016/j.ijepes.2012.03.015.

PEREZ-ARRIAGA, I. J. y LINARES, P. (2008). Markets vs. Regulation: A Role for Indicative Energy Planning. *Energy J.*, vol. 29, pp. 149–164. Doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol29-NoSI2-8.

PFENNINGER, S., HAWKES, A. y KEIRSTEAD, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 33, pp. 74–86, May. Doi: 10.1016/j.rser.2014.02.003.

PYE, S., SABIO, N. y STRACHAN, N. (2015). An integrated systematic analysis of uncertainties in UK energy transition pathways. *Energy Policy*, vol. 87, pp. 673–684, Dec. Doi: 10.1016/j.enpol.2014.12.031.

RABIEE, A., NIKKHAH, S. y SOROUDI, A. (2018). Information gap decision theory to deal with long-term wind energy planning considering voltage stability. *Energy*, vol. 147, pp. 451–463, Mar. Doi: 10.1016/j.energy.2018.01.061.

RAGER, J. M. F. (2015). Urban Energy System Design from the Heat Perspective using mathematical Programming including thermal Storage, EPFL. Doi: 10.5075/epfl-thesis-6731.

RIBAS, G. P., HAMACHER, S. y STREET, A. (2010). Optimization under uncertainty of the integrated oil supply chain using stochastic and robust programming. *Int. Trans. Oper. Res.*, vol. 17, no. 6, pp. 777–796. Doi: 10.1111/j.1475-3995.2009.00756.x.

RUIZ, C. y CONEJO, A. J. (2015). Robust transmission expansion planning. *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 242, no. 2, pp. 390–401, Apr. Doi: 10.1016/j.ejor.2014.10.030.

SANNIGRAHI, S., GHATAK, S. R. y ACHARJEE, P. (2020). Point Estimate Method based Distribution System Planning using MOPSO Technique. In *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid and Renewable Energy (PESGRE2020)*, Jan., pp. 1–6. Doi: 10.1109/PESGRE45664.2020.9070380.

SCHNAARS, S. P. (1987). How to Develop and Use Scenarios. *Long Range Plann.*, vol. 20, p. 10.

SHAALAN, H. E. y BROADWATER, R. P. (1993). Using interval mathematics in cost-benefit analysis of distribution automation. *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 27, no. 2, pp. 145–152, Jul. Doi: 10.1016/0378-7796(93)90039-H.

SHAPIRO, A. y PHILPOTT, A. (2007). A Tutorial on Stochastic Programming, p. 35, Mar.

SOYSTER, A. L. (1973). Technical Note—Convex Programming with Set-Inclusive Constraints and Applications to Inexact Linear Programming. *Oper. Res.*, vol. 21, no. 5, pp. 1154–1157, Oct. 1973. Doi: 10.1287/opre.21.5.1154.

SOROUDI, A. (2012). Possibilistic-Scenario Model for DG Impact Assessment on Distribution Networks in an Uncertain Environment. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1283–1293, Aug. Doi: 10.1109/TPWRS.2011.2180933.

SOROUDI, A. y AMRAEE, T. (2013). Decision making under uncertainty in energy systems: State of the art. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 28, pp. 376–384, Dec. Doi: 10.1016/j.rser.2013.08.039.

SOROUDI, A. y EHSAN, M. (2011). A possibilistic–probabilistic tool for evaluating the impact of stochastic renewable and controllable power generation on energy losses in distribution networks—A case study. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 794–800, Jan. Doi: 10.1016/j.rser.2010.09.035.

STREET, A., MOREIRA, A. y ARROYO, J. M. (2014). Energy and Reserve Scheduling Under a Joint Generation and Transmission Security Criterion: An

Adjustable Robust Optimization Approach. *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 29, no. 1, pp. 3–14, Jan. Doi: 10.1109/TPWRS.2013.2278700.

SY, C. L., AVISO, K. B., UBANDO, A. T. y TAN, R. R. (2016). Target-oriented robust optimization of polygeneration systems under uncertainty. *Energy*, vol. 116, pp. 1334–1347, Dec. Doi: 10.1016/j.energy.2016.06.057.

TRACHANAS, G. P., FOROULI, A., GKONIS, N. y DOUKAS, H. (2018). Hedging uncertainty in energy efficiency strategies: a minimax regret analysis. *Oper. Res.* Doi: 10.1007/s12351-018-0409-y.

Unraveling Optimal Biomass Processing Routes from Bioconversion Product and Process Networks under Uncertainty: An Adaptive Robust Optimization Approach | ACS Sustainable Chemistry & Engineering. <https://pubs.acs.org/Doi/10.1021/acssuschemeng.6b00188> (accessed Nov. 05, 2020).

USHER, W. y STRACHAN, N. (2012). Critical mid-term uncertainties in long-term decarbonisation pathways. *Energy Policy*, vol. 41, pp. 433–444, Feb. Doi: 10.1016/j.enpol.2011.11.004.

XIAO, M, SIMON, S. y PREGGER, T. (2019). Scenario analysis of energy system transition - A case study of two coastal metropolitan regions, eastern China. *Energy Strategy Rev.*, vol. 26, p. 100423, Nov. Doi: 10.1016/j.esr.2019.100423.

XIE, S., HU, Z. y WANG, J. (2020). Two-stage robust optimization for expansion planning of active distribution systems coupled with urban transportation networks. *Appl. Energy*, vol. 261, p. 114412, Mar. Doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114412.

YOKOYAMA, R., FUJIWARA, K., OHKURA, M. y WAKUI, T. (2014). A revised method for robust optimal design of energy supply systems based on minimax regret criterion. *Energy Convers. Manag.*, vol. 84, pp. 196–208, Aug. Doi: 10.1016/j.enconman.2014.03.045.

YU, C.-S. y LI, H.-L. (2000). A robust optimization model for stochastic logistic problems. *Int. J. Prod. Econ.*, vol. 64, no. 1, pp. 385–397, Mar. Doi: 10.1016/S0925-5273(99)00074-2.

ZENG, B. y ZHAO, L. (2013). Solving two-stage robust optimization problems using a column-and-constraint generation method. *Oper. Res. Lett.*, vol. 41, no. 5, pp. 457–461, Sep. Doi: 10.1016/j.orl.2013.05.003.

ZHAO, L. y ZENG, B. (2012). Robust unit commitment problem with demand response and wind energy. In *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Jul.*, pp. 1–8. Doi: 10.1109/PESGM.2012.6344860.

Anexo A

Revisión de la aplicación de métodos de tratamiento de la incertidumbre a los principales modelos energéticos

Autores	Familia del modelo	Método	Parámetros inciertos	Aplicación	Dimensión temporal
Kanudia y Loulou (1997)	MARKAL	Stochastic programming	Carbon mitigations measures implementation	Quebec energy-environment system	Multi-stage
Usher y Strachan (2011)	MARKAL	Stochastic programming	Fossil fuels prices, biomass availability	UK energy system	Two-stage
Loulou y Lehtila (2016)	TIMES	Stochastic programming	Demand, capacities, costs	National energy systems framework	Multi-stage
Nijs y otros (2011)	TIMES	Stochastic programming	Fuel price	Belgium energy system	Static
Loulou, Labriet y Kanudia (2009)	TIAM	Stochastic programming	Climate sensitivity	World-wide energy and emissions market	Static
Hunter, Sreepathi y Decarolis (2013)	TEMOA	Stochastic optimization	Import prices of coal, oil, diesel and gasoline	Utopia energy system	Two-stage
Gritsevskiy y Nakicenovic (2000)	MESSAGE	Monte Carlo Simulation, Own algorithm	Technology costs	Global (single-region) energy system	Two-stage
Pye, Sabio y Strachan (2015)	ESME	Monte Carlo simulation	Costs, prices, resource availability	UK energy system	Static
Dreier y Howells (2019)	OSeMOSYS	Monte Carlo simulation	Costs, CO ₂ emissions, electricity and diesel consumption	Utopia energy systems	Static
López-Peña (2014)	MASTER. SO	Scenario Analysis	Electricity generation (firmness), hydraulicity	Spanish energy system	Static

Anexo B

Revisión de la aplicación de métodos de optimización robustos a modelos relacionados con la energía

Autores	Métodos (a)	Parámetros inciertos	Aplicación y tipo de modelo (b)	Criterios e indicador	Dimensión temporal
Mulvey, Vanderbeiand Zenios (1995)	Own (scenarios)	Energy demand	Power capacity expansion (linear programming (LP))	Pessimistic Wald (Cost)	Multi-stage
Janak, Lin y Floudas (2007)	Own	Processing time, demand, prices	Chemical plant scheduling (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Dynamic (continuous-time formulation)
Babonneau y otros (2010)	BT&N, LDR, own	Pollutant transfer, demand	Environmental and energy planning (LP)	Pessimistic Wald (Cost)	Dynamic (three periods)
Ribas, Hamacher y Street (2010)	Scenarios (Kouvelis & Yu, 1997)	Oil production, demand, prices	Oil supply chain strategic planning (LP)	Savage and Pessimistic Wald (Profit)	Two-stage
Hajimiragha y otros (2011)	B&S	Electricity prices	Plug-in Hybrid Electric Vehicles (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Koo, Han y Yoon (2011)	Scenarios (Yu & Li, 2000)	Fuel prices, emission targets	Sustainable energy planning (LP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Jiang, Wang y Guan (2012)	B&S, own	Wind power production	Wind and hydro unit commitment (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage
Parisio, Del Vecchio y Vaccaro (2012)	B&S	Conversion efficiencies	Energy hub management (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Dynamic
Zhao y Zeng (2012)	Own	Wind production	Wind unit commitment (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage

Anexo B (continuación)

Revisión de la aplicación de métodos de optimización robustos a modelos relacionados con la energía

Autores	Métodos (a)	Parámetros inciertos	Aplicación y tipo de modelo (b)	Criterios e indicador	Dimensión temporal
Dong y otros (2013)	B&S, own	Prices, cost, efficiencies	Energy management planning (FRILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Dynamic (three periods)
Street, Moreira y Arroyo (2014)	ARO	Generation/transmission outages	Electricity market scheduling (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static (single-period)
Akbari y otros (2014)	B&S	Demand, fuel costs	Building energy system (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Yokoyama y otros (2014)	Own	Energy demand	Energy supply systems (MILP)	Savage	Static
Rager (2015)	B&S, own	Cost, demand, efficiencies	Urban energy system (MILP)	Pessimistic Wald (Cost and Cumulative Energy Demands (CExD))	Static
Grossmann y otros (2015)	LDR	Reserve demand	Air separation unit scheduling (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Multi-stage
Ruiz y Conejo (2015)	B&S, ARO, own	Demand, generators availability	Electricity transmission planning (bilevel MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage
Moret, Bierlaire y Maréchal (2016)	B&S	Fuel prices	Household supply, conceptual example (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Sy y otros (2016)	Own (Ng & Sy, 2014)	Selling prices, demand	Polygeneration system (MILP)	Pessimistic Wald (Profit)	Static

Anexo B (continuación)

Revisión de la aplicación de métodos de optimización robustos a modelos relacionados con la energía

Autores	Métodos (a)	Parámetros inciertos	Aplicación y tipo de modelo (b)	Criterios e indicador	Dimensión temporal
Nicolas (2016)	B&S	Fuel prices, inv. cost; climate	Integrated Assessment Model (LP)	Pessimistic Wald (Cost)	Dynamic
Gong, Garcia y You (2016)	Own	Feedstock price, biofuel demand	Optimal biomass conversion pathways (MINLP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage (ARO)
Majewski y otros (2016)	Soyster (1973), own	Demand, fuel prices, emissions	Decentralized energy supply system (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage
Majewski y otros (2017)	Soyster (1973), own	Energy demand, fuel prices	Decentralized energy supply system (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage
Ning y You (2017)	AARO, own	Supply of feedstocks, Demand	Process network planning (MILP)	Bi-criterion: Pessimistic Wald (Cost) and Savage	Two-stage
Caunhye y Carding (2018)	ARO	Generator outputs	Power-grid capacity expansion (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage
Trachanas y otros (2018)	Own	Energy saving factors	Energy efficiency strategies (LP)	Savage	Static
Chen y otros (2019)	Own	Renewables energy resources, multi-load demands	Energy hub operation planning	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage

Anexo B (continuación)

Revisión de la aplicación de métodos de optimización robustos a modelos relacionados con la energía

Autores	Métodos (a)	Parámetros inciertos	Aplicación y tipo de modelo (b)	Criterios e indicador	Dimensión temporal
Moret y otros (2019)	B&S	Costs, discount rate, technology lifetime, demand	Swiss strategic energy planning (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Jeong y Lee (2020)	B&S	Effective capacities, 1-min power fluctuation rate	Korean power system planning (LP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Cao y otros (2020)	B&S	Market price	Electric vehicles aggregator (MILP)	Pessimistic Wald (Profit)	Static
Moret y otros (2020)	B&S	Costs, discount rate, technology lifetime, energy demand, efficiency of technologies, capacity factor of renewables	European power systems planning (MILP)	Pessimistic Wald (Cost)	Static
Xie, Hu y Wang (2020)	Own (Zeng y Zhao, 2013)	Load, traffic demand	Expansion planning (MINLP)	Pessimistic Wald (Cost)	Two-stage

(a) Abreviaciones: Ben-Tal and Nemirovski (1999) (BT&N), Bertsimas and Sim (2004) (B&S), linear decision rules (LDR), adjustable robust optimisation (ARO), affinely adjustable robust optimisation (AARO). “Own” indicates that the paper also introduces a RO framework.

(b) Tipos de modelo de optimización: LP, mixed-integer linear programming (MILP), mixed-integer non-linear programming (MINLP), fuzzy radial interval linear programming (FRILP).

Transición a la electromovilidad mediante un modelo *input-output*: metodología y evaluación de escenarios

*Yolanda Bravo, Rosa Duarte y Cristina Sarasa**

Resumen

La electrificación del sistema de propulsión de los vehículos forma parte de la estrategia global de descarbonización. En particular, la Comisión Europea ha establecido ambiciosos objetivos en cuanto al transporte para las próximas décadas. Esta transición hacia la electromovilidad implica cambios en el sistema productivo que conllevan impactos económicos, sociales y medioambientales que han de ser evaluados con el fin de establecer las políticas adecuadas. Estos impactos pueden ser evaluados a través de un modelo multisectorial y multirregional *input-output*, que vincula la producción y demanda de los bienes y servicios. Este trabajo estudia cómo pueden implementarse estos cambios y reflexiona sobre el análisis posterior a la aplicación del modelo. El análisis se centra en el caso de estudio de la industria española en un marco multirregional, teniendo en cuenta su relación con Europa y el resto del mundo.

Palabras clave: vehículos eléctricos, electromovilidad, *input-output*.

1. INTRODUCCIÓN

La neutralidad climática en 2050 es un objetivo clave para la Unión Europea, para lo que Europa necesita transformar su sistema energético, ya que es el responsable del 75 % de las emisiones de gases de efecto invernadero en la Unión Europea (UE). La estrategia para conseguirlo se establece en base a tres pilares: eficiencia energética, electrificación para los sectores de uso final (transporte, industria, comercial y residencial) y utilización de combustibles de huella de carbono neta cero en los casos donde la electrificación no es posible. En el caso del sector transporte, esta estrategia tiene como un elemento clave la generalización del vehículo eléctrico. El objetivo a

* Departamento de Análisis Económico. Facultad de Economía y Empresa de la Universidad de Zaragoza.

2050 es ambicioso, ya que supone una reducción del 90 % de las emisiones de gases de efecto invernadero. Esto representa una disrupción en el sector de automoción, que está además inmerso en otros cambios importantes como la conectividad, la conducción autónoma y la movilidad compartida. Europa ha reforzado este compromiso en el Pacto Verde Europeo (EU Green Deal) (COM/2019/640), destacando la importancia de una recuperación económica más ecológica, digital y resiliente, que debe además equilibrarse en términos sociales, tal como se establece en los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU.

La introducción de sistemas de propulsión eléctricos en sustitución de los tradicionales motores de combustión es, en general, positiva para los indicadores medioambientales. La electrificación en diferentes grados (desde las motorizaciones híbridas hasta las completamente eléctricas) disminuye las emisiones directas de operación, y además mejora el impacto medioambiental global. La diferencia es especialmente significativa en el caso de que la electricidad utilizada en la carga del vehículo se obtenga a partir de fuentes con bajo impacto medioambiental, como las renovables. Además del impacto global, es decir, a través de toda la cadena productiva, las emisiones directas del vehículo tienen efecto en la calidad del aire de las ciudades, con los consecuentes impactos en la salud de sus habitantes. Por este motivo, están apareciendo progresivamente prohibiciones locales y regionales en la circulación de vehículos de combustión, lo que conlleva una aceleración en el reemplazo de estos.

Hay que notar que el impacto de la transición a la electromovilidad debe considerar también la demanda de vehículos en el futuro, la cual vendrá condicionada por las tendencias nuevas en cuanto a organización social (movilidad compartida, trabajo remoto, desplazamiento a zonas rurales) que deben considerarse en el análisis (Turienzo, Cabanelas y Lampón, 2022; Wöhner, 2022).

Desde el punto de vista de la producción, la industria de automoción está realizando un incremento relevante en inversiones para esta transición. Los nuevos componentes eléctricos del sistema de propulsión y las baterías representan la mayor parte de esta inversión desde 2010, seguida de otros avances como la conectividad y la conducción autónoma (McKinsey, 2019). A la industria de automoción tradicional se han unido compañías ya existentes, especialistas en sectores afines a la transición, pero no pre-

viamente relacionadas con la automoción, y otras de nueva creación que añaden un alto nivel de innovación. En la industria tradicional, la cadena de suministro está muy globalizada, con una cantidad considerable de productos genéricos que son producidos en regiones menos avanzadas tecnológicamente tras externalizarse su producción desde países occidentales (tales como la fundición) debido a los costes e impactos medioambientales asociados a su producción. Por otra parte, en los vehículos eléctricos se utilizan nuevos componentes eléctricos y electrónicos que deben ser importados a Europa desde países asiáticos, ya que estos países ostentan el liderazgo de desarrollo e innovación (tal como las baterías). Así, se espera un impacto significativo global en la cadena de suministro del sector de automoción (PwC, 2019).

En España, la industria de la automoción supone el 7,7 % del producto interior bruto (PIB) por aportación directa a la producción de automóviles y componentes (ANFAC, 2021). Este porcentaje asciende al 10 % del PIB si se incluyen los sectores indirectos. España es el noveno productor de vehículos del mundo y el segundo de Europa (después de Alemania). El sector de la automoción supone el 9 % del empleo sobre el total de la población activa. Además, la producción de vehículos y componentes representa el 19 % del total de las exportaciones españolas. Un número significativo de empresas del sector son grandes empresas multinacionales con fábricas ubicadas en España, donde la producción es la actividad principal y con una menor implicación en áreas de desarrollo e investigación.

El reto de la descarbonización de la movilidad en España se ha apoyado en varias regulaciones y políticas, alineadas con los objetivos de la Comunidad Europea para el transporte y el desarrollo sostenible. En cuanto a las políticas públicas, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC 2021-2030) establece el objetivo de cinco millones de vehículos eléctricos en 2030 (tres millones de turismos y dos millones de motocicletas, vehículos comerciales ligeros y autobuses). Desde el punto de vista operativo, se introducen distintos incentivos para la promoción de estos vehículos, junto con sanciones crecientes para los vehículos con motores de combustión (sanciones fiscales o restricciones de circulación). El PNIEC está incluido en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050) y está en línea con la comunicación de

la Comisión Europea al Parlamento Europeo de diciembre de 2020 (*Sustainable and Smart Mobility Strategy – putting European transport on track for the future*¹).

El cambio tecnológico implica una modificación en la cadena de suministro y transferencia productiva entre industrias. Por un lado, la industria de la automoción actual debe estar preparada para el desarrollo y producción de nuevos componentes. Por otro lado, otras industrias no tradicionales al sector de automoción pueden introducirse con productos específicos para la electromovilidad. Hay también nuevas compañías y empresas emergentes que pueden ofrecer productos avanzados para vehículos eléctricos. Las políticas deben tener en cuenta la provisión de apoyo a las empresas y a todo el sector involucrado en esta transición. Además, se debe considerar el balance entre exportaciones e importaciones, para que la transición no lleve a un balance desfavorable con exceso de importaciones por el cambio de tecnología.

En este contexto, este trabajo analiza cómo implementar el impacto del cambio tecnológico y de demanda asociado a los vehículos eléctricos en la cadena productiva, en indicadores ambientales, económicos y sociales. Para considerar las relaciones entre sectores a lo largo de la cadena de suministro completa de la industria automotriz, los efectos indirectos y los impactos directos e indirectos totales, se propone un modelo *input-output* multisectorial y multirregional (*Multi-sectorial and MultiRegional Input Output-MRIO*). El uso de este modelo permitiría implementar cambios en la interrelación entre industrias que representan un cambio tecnológico en las cadenas de producción y suministro. Al mismo tiempo, la demanda puede modificarse para representar el impacto de la introducción de una nueva tecnología. El modelo se puede extender para calcular la huella ecológica con indicadores medioambientales.

2. ESTADO DEL ARTE

En la literatura, aunque no demasiado extensa, existen algunos trabajos que han utilizado el modelo MRIO para la evaluación de la transición a la electromovilidad en diferentes

¹ Este último establece el objetivo de reducción del 90 % en las emisiones del sector transporte para 2050 con casi todos los automóviles, furgonetas, autobuses y vehículos pesados con cero emisiones. Una evaluación intermedia de esta estrategia cifra la cantidad de vehículos de emisión cero en, al menos, 30 millones para 2030 en las carreteras europeas.

regiones. Sen y otros (2018) utilizaron el modelo con una extensión del modelo ACV para calcular la huella material para evaluar la dependencia material de EE. UU. con respecto a otros países. Para ese indicador, la fase de fabricación es dominante y la carga principal es la batería (65 % de los impactos directos). Onat y otros (2014) también aplicaron MRIO y ACV combinados previamente. Descubrieron que la fase de fabricación es la más relevante para los impactos socioeconómicos, mientras que la operación es la fase dominante para los problemas ambientales. En este estudio, los vehículos eléctricos muestran una clara mejora en los costes de emisión y el impacto en la salud humana. El estudio muestra un aumento en los ingresos de los trabajadores de baja y mediana calificación en los EE. UU., siendo la relación entre las emisiones de gases de efecto invernadero y el PIB la más baja en comparación con otras industrias. La combinación de MRIO y ACV también se ha utilizado para evaluar los impactos económicos y ambientales de la propia batería (Sanfélix y otros, 2016), estableciendo la fabricación en Bélgica e incluyendo datos comerciales de 40 países. Esto muestra la relevancia de algunos países en el desempeño ambiental demostrando la importancia de los efectos indirectos. Shibusawa y Miyata (2017) aplicaron modelos *input-output* nacionales y multirregionales para Japón. Las conclusiones muestran que los vehículos eléctricos híbridos producen efectos positivos desde una perspectiva macroeconómica, mientras que los turismos eléctricos puros tienen efectos negativos. Este efecto negativo es mayor para las zonas con industrias centradas en sectores más tradicionales dentro de la automoción, que deberían, por tanto, cambiar su estructura productiva. Leurent y Windisch (2015) utilizaron el MRIO para el análisis del impacto sobre las finanzas públicas en Francia, mostrando que la ubicación de la producción de vehículos eléctricos y componentes será muy relevante (si los vehículos eléctricos se producen en el país y no se importan, principalmente si reemplazan vehículo doméstico con motor de combustión). Concluyen que el bono de incentivo para la compra de EV se justifica principalmente por la independencia energética, la industria nacional y la calidad ambiental. Para un estudio en Rusia (Kolpakov y Galinger, 2020), la mayor proporción de vehículos eléctricos conduce al empeoramiento de los indicadores macroeconómicos debido a la necesidad crítica de importaciones adicionales y la escasez de venta de gas natural o carbón. Esta metodología también se utiliza para evaluar economías interdependientes, como China y Japón (Shibusawa y Xu, 2013). Japón depende en gran medida de la industria de automoción y China se expande rápidamente en el sector de los vehículos eléctricos. En este contexto, se utiliza el

análisis *input-output* que muestra un beneficio para China debido a la expansión del comercio entre las regiones, a pesar de que el coche eléctrico puro tiene un impacto negativo en la economía china. El estudio tiene como objetivo examinar cómo se puede construir mejor la relación de convivencia competitiva.

Según el conocimiento de los autores, el análisis MRIO no se ha utilizado para España en relación con la electrificación de los sistemas de propulsión. Así, el trabajo pretende plantear la metodología para la posterior evaluación de los efectos específicos sobre la economía, incluyendo la relación con Europa y el resto del mundo, y los efectos sociales, principalmente para el empleo. El uso del modelo extendido con datos medioambientales también permite calcular el cambio de emisiones de CO₂ debido al cambio en los factores de producción.

3. METODOLOGÍA Y DATOS

El propósito fundamental del análisis *input-output* es el estudio de la interdependencia entre industrias y regiones (Miller y Blair, 2009). La elección del modelo tiene una especial relevancia, ya que las elecciones metodológicas influyen en los resultados de la evaluación (Font Vivanco, Tukker y Kemp, 2016).

El punto de partida del análisis es la representación de una economía global cerrada con un número de industrias (n) y de regiones o países (m). A continuación, se presentan las ecuaciones que intervienen en el modelo, con diferentes variables: x es la producción total y x^r la producción generada en la región r ; Z es la matriz de tamaño $mn \times mn$, que representa los flujos intermedios multirregionales (cuyos términos se representan como Z_{ij}^n). El vector y , de dimensión $mn \times 1$, representa la demanda final de las distintas regiones, donde cada elemento y^r representa la demanda en el país r . Denotamos por i el vector unitario $mn \times 1$.

La ecuación de equilibrio de una economía multisectorial y multirregional puede escribirse como:

$$x=Zi+y \quad [1]$$

donde se expresa la producción total de cada sector y región de la economía como suma de la producción de *inputs* intermedios más bienes finales. El modelo de Leontief

nos permite ahondar en las características tecnológicas que subyacen a esta representación de la economía. En concreto, si denotamos por A la matriz de coeficientes técnicos, donde cada elemento $a_{ij}^{rs} = Z_{ij}^{rs}/x_j^s$ representa la cantidad de bien i con origen en la región r que es utilizado para la producción del bien j en la región s , por unidad de producción del bien j en el país s , podemos mostrar la tecnología de producción de cada producto, y su relación con la producción total de la economía como:

$$x=Ax+y \quad [2]$$

En base a esta relación, podemos igualmente relacionar la producción total de la economía con la demanda final de cada bien y servicio, usando para ello la así llamada matriz inversa de Leontief, L , tal como se presenta a continuación.

$$x=(I-A)^{-1} y=y+Ay+A^2 y+A^3 y+A^4 y+\dots+A^m y \longrightarrow x=Ly \quad [3]$$

Tal como puede observarse, el elemento representativo de la matriz L , l_{ij}^{rs} representa la producción generada en cada sector i de la región r que directa e indirectamente termina en una unidad la demanda final del sector j en la región s . Así, los elementos de esta matriz L representan la producción asociada a todos los flujos económicos que unen los sectores i y j , y las regiones r y s a través de las cadenas de suministro globales.

En consecuencia, la matriz inversa de Leontief L es la herramienta que une la demanda final de regiones y agentes (consumo privado y público, inversiones, exportaciones) con la producción total de la economía a través de las cadenas globales de suministro. Así, en el análisis *input-output* multisectorial y multirregional quedan totalmente conectadas producción, tecnología y demanda final.

El modelo económico presentado puede extenderse también para capturar los *inputs*, recursos e impactos medioambientales ligados a la producción en cada región y sector (Wiedmann y otros, 2007 y 2013). Para el caso en el que representamos unos *inputs* primarios o utilización de recursos (por ejemplo trabajo, valor añadido, energía, agua, emisiones de CO₂, ...) como W , siendo un vector de dimensión $1 \times mn$, el vector de intensidad de consumo de recursos vendría representado como w , donde $w_j^r = W_j^r/x_j^r$,

es el uso de recurso en el sector j y país o región r por unidad de producción de dicho sector y país / región.

Haciendo uso de la ecuación anterior [3], podemos calcular los recursos directa e indirectamente implicados en las cadenas productivas globales ligadas a una demanda final y , como:

$$\varepsilon = \hat{w}L\hat{y} \quad [4]$$

Cada elemento de la matriz ε , de dimensión $m \times n \times m \times n$, es decir, $\varepsilon_{ij}^{rs} = w_i^r \cdot L_{ij}^{rs} \cdot y_j^s$ muestra el recurso utilizado en el país r y sector i necesario para producir los insumos que directa e indirectamente están asociados a la demanda final del sector j en el país s . Puede comprobarse que la suma de los elementos en la fila captura la utilización total del recurso en el sector i y el país o región r , mientras que la suma de los elementos en una columna representa los recursos usados en todos los sectores y regiones de la economía global para la producción de los *inputs* que se utilizan en la demanda final asociada. Así, las columnas de esta matriz aportan información detallada sobre el origen y distribución de todos los recursos implicados de forma directa e indirecta en la cadena productiva global del producto j consumido en el país o región s .

Desde el punto de vista empírico, la elaboración de los indicadores anteriores es muy intensiva en términos de información, con el fin de ofrecer una buena imagen de las cadenas productivas, que sirva para la evaluación de tendencias y escenarios futuros. Una base de datos especialmente interesante para el tema que nos ocupa es la ofrecida por EXIOBASE (Stadler y otros, 2018). Esta base de datos proporciona una serie temporal de matrices *input-output* multirregionales con extensión medioambiental desde 1995 hasta 2016, incluidos 44 países (28 países de la UE y otras 16 economías importantes).

El escenario base puede agruparse en 129 sectores para tres regiones: España, resto de UE 28 incluyendo a Reino Unido, y el resto del mundo para el año 2016. La base de datos EXIOBASE presenta un número detallado de sectores y extensiones ambientales, por lo que permite analizar los sectores correspondientes a la cadena productiva de interés. En particular, para el estudio de la implementación de la electromovilidad se propone la agregación de sectores según las cadenas productivas y empresariales más relevantes para la movilidad. De 129 sectores, el proceso de agregación puede agru-

parse en 57 sectores. Se ha prestado especial atención a 15 sectores que muestran una contribución para el sector de interés (“Fabricación de vehículos de motor, remolques y semirremolques”) superior al 1 % en la economía española y los otros 42 se consideran por su potencial relevancia en el análisis.

La base de datos MRIO proporciona información sobre las ventas intermedias entre industrias para las tres regiones consideradas junto con la demanda final y los *inputs* intermedios primarios. Las extensiones de la base de datos aportan información sobre la composición del valor agregado, el empleo y los valores ambientales, como emisiones por sector, uso de energía y consumo de agua por sector.

4. CAMBIO TECNOLÓGICO ASOCIADO A LA ELECTROMOVILIDAD

De acuerdo a este modelo, se pueden simular diferentes escenarios con el objetivo de analizar impactos del cambio tecnológico asociado a la transición a la electromovilidad, así como de los cambios en la demanda de los agentes que afectará a los suministros, producción e *inputs* primarios utilizados en toda la economía.

En concreto, dos cambios principales pueden ser implementados: uno relacionado con el cambio tecnológico en la producción de vehículos, y otro asociado a la modificación de la demanda de los agentes de la economía. El estudio de ambos cambios combinados puede ser interesante debido a la creciente presencia de vehículos eléctricos. En cuanto a la variación de la demanda, vendrá principalmente por un aumento de la electricidad y una disminución de los combustibles tradicionales. Además, el abastecimiento eléctrico está teniendo una rápida evolución hacia las energías renovables, por lo que el *mix* energético es un factor a tener en cuenta en esta evolución de la demanda. A pesar de que el principal interés de este trabajo es España, el modelo es global y también se tiene en cuenta la evolución de Europa y el resto del mundo debido a la alta interdependencia de las regiones.

Los escenarios presentados a continuación son el resultado de una investigación para definir los parámetros a modificar en el modelo *input-output*:

- El cambio tecnológico se representa por la diferencia en los elementos que conforman principalmente el sistema de propulsión. Se pasa de tener un motor de combustión interna a una batería, un motor eléctrico y otros componentes electrónicos necesarios

para la gestión del vehículo eléctrico. Este cambio en la tecnología se modela en la matriz de coeficientes técnicos A (ecuación 1) aumentando el peso de los componentes de insumos eléctricos y disminuyendo el peso de los componentes tradicionales de la industria de vehículos a motor, siguiendo el trabajo de Bauer y otros (2018). En concreto, el coeficiente de entrada para componentes eléctricos aumenta en 2,6 % y el de los componentes tradicionales disminuye en -2,6 % en 2030 (Ulrich y Lehr, 2020). Este cambio se considera para todas las regiones consideradas en el estudio. La referencia utilizada de donde se extraen estas proporciones establece un valor para el año 2030 en base a la fabricación de vehículos proyectada para ese año, así que es necesario analizar la evolución del parque automovilístico para establecer el horizonte a 2050. Por tanto, este cambio se introduce como modificaciones en base a la matriz A calculada para el caso de origen, de forma que dan lugar a un diferencial ΔA_{ij}^{rs} en función de la evolución temporal asociada.

- Se estudia el impacto de los cambios en la demanda final en función del aumento de la electricidad y la disminución del consumo de combustibles fósiles. Los cambios en la demanda de electricidad y el consumo de combustibles fósiles se han tomado de la literatura previa (Agencia Internacional de Energía, 2020). En concreto, para el cambio en la demanda, éste puede realizarse como una modificación del vector y , es decir, Δy_i^r ligado a las elecciones hechas por los agentes y asociadas a la progresión de las opciones de movilidad. En el caso de la electromovilidad, los cambios tecnológicos implican una variación de los bienes intermedios utilizados en la fabricación de los vehículos (Ulrich y Lehr, 2016), y además se produce un impacto en el consumo final en los sectores asociados a la movilidad (principalmente combustibles y sector eléctrico).
- Cambio simultáneo de matriz de coeficientes técnicos y demanda final.

Un punto crucial en el análisis son las predicciones en coeficientes técnicos y en demanda final para el período estudiado. Estos se encuentran en la literatura para el año 2030 (como se detalla a continuación). Pero este no es el caso para 2050. Por lo tanto, es necesario extender estos cambios hasta 2050 en los diferentes escenarios. La ampliación se realiza en función de la evolución de la cuota de mercado de los vehículos eléctricos. Para España, la evolución de la cuota de mercado de los VE se calcula con una herramienta diseñada específicamente por el OVEMS (Observatorio del Vehículo

Eléctrico y Movilidad Sostenible) de la Universidad de Comillas (Universidad Pontificia de Comillas) (Frías y otros, 2019). Una de las entradas principales es la cantidad de kilometraje anual en el país. Puede considerarse constante para todo el parque automovilístico o puede aumentar o disminuir en función de la evolución social (concentración de las grandes ciudades, trabajo en remoto, ...). Otro dato relevante es el porcentaje de participación de los diferentes sistemas de propulsión para 2050 que debería basarse en factores políticos. El modelo tiene en cuenta la estructura de nuevas altas y bajas de vehículos, la aceptación en el mercado de los vehículos eléctricos, un índice de renovación de flota y el efecto de la antigüedad. La herramienta calcula la cantidad de turismos por tren motriz en función de la flota existente (alrededor de 25 millones en 2019), y el consumo total y las emisiones de esta flota. El objetivo del 90 % de reducción de emisiones de CO₂ podría alcanzarse para 2050 mediante una fuerte electrificación de la flota (Krause y otros, 2020). Este escenario conduce a una composición de flota para 2050 para vehículos de pasajeros de la siguiente manera: 92,5 % para BEV y 7,5 % para PHEV (datos calculados a partir de Krause y otros, 2020, considerando que el 85 % de los automóviles de pasajeros son automóviles pequeños y medianos, de los cuales el 100 % son BEV) y el resto de los turismos grandes y SUV con un 50 % de BEV y PHEV. Si estos datos se incluyen en el modelo, considerando el kilometraje anual constante para toda la flota y la flota de automóviles existente, la evolución resulta en la figura 1.

Como se introdujo anteriormente, hay cambios en los coeficientes técnicos y en la demanda. En este contexto, se puede asumir que el cambio en los coeficientes técnicos de 2016 a 2030 corresponde a un cambio en la participación de la flota de automóviles de 0,24 a 10,76 %. En 2050, la participación de la flota de automóviles para sistemas de propulsión electrificados es del 80,42 %. Si asumimos una analogía con la producción (productos de automóviles nuevos y repuestos), el desplazamiento de los coeficientes técnicos pasaría del 2,6 % (aumento y disminución en las categorías correspondientes) al 19,8 %. Los coeficientes técnicos se han modificado en los mismos valores para todas las regiones, ya que la producción y venta de vehículos está muy globalizada.

En cuanto a la demanda del *mix* eléctrico, se ha considerado el cambio solo para 2050, ya que a partir de la información existente el cambio asociado a la introducción de vehículos eléctricos para 2030 no es significativo y podría compensarse con mejoras

Figura 1

Número de vehículos por sistema de propulsión / evolución hasta 2050

(Cálculo con herramienta OVEMS)



de eficiencia energética (International Energy Agency, 2020). Para 2050 se espera un cambio significativo debido al aumento de la electromovilidad. Las categorías que se consideran modificadas son: producción de electricidad (por carbón, gas, nuclear, hidráulica, eólica y biomasa y residuos), transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En este caso, se han tomado consideraciones diferentes para Europa y el resto del mundo, ya que esta demanda está directamente relacionada con el uso de vehículos eléctricos. Con base en datos para 2016 y 2030, y tomando la misma pendiente para la introducción de vehículos eléctricos, la participación de sistemas de propulsión electrificados en el resto del mundo resulta en un valor de aproximadamente 35 % para 2050. Este valor parece consistente si el resto del mundo se toma en su conjunto, a pesar de que habrá diferencias muy altas entre países (China podría alcanzar un nivel igual o incluso superior a Europa mientras que otros grandes países como India, Brasil y Rusia alcanzarían valores significativamente inferiores). En ese punto, es significativamente relevante el *mix* energético considerado (principalmente el peso de las fuentes renovables frente a las no renovables a efectos ambientales). Esto se considera para variaciones en el escenario de modificación de la demanda.

A partir de la información disponible sobre el porcentaje de consumo de electricidad atribuible a los vehículos eléctricos por región y escenario (Agencia Internacional de la Energía, 2020), se considera un valor medio entre los valores de las políticas establecidas y el escenario de desarrollo sostenible. Considerando la evolución del parque automovilístico para España (y asumiendo la misma evolución para Europa), la cuota de consumo eléctrico se extrapola al escenario 2050, y se considera como el incremento de la demanda eléctrica. El resto del mundo, aparte de Europa, se ha considerado como un todo (aunque habrá diferencias significativas entre países y regiones), y se ha tomado un valor medio para la extrapolación al consumo eléctrico de 2050. Así, se obtiene que la demanda eléctrica aumentará un 37,12 % en España y Europa, y un 16,74 % en el resto del mundo asociada al vehículo eléctrico. El valor para las regiones occidentales está alineado con las predicciones en diferentes referencias (McKinsey, 2018; Mai y otros, 2018).

El caso base se refiere a un aumento en la demanda de electricidad similar para todas las fuentes de producción. Para España y Europa, es razonable considerar que todo el aumento de la demanda eléctrica de la flota de vehículos eléctricos se cubre con producción renovable. Se ha considerado para una evaluación adicional que todo este incremento sea con renovables de baja intensidad de emisiones (dejando por tanto de lado el uso de biomasa). En el caso de la tabla MRIO utilizada, corresponde a fuentes de producción eólica e hidráulica. Como para el resto del mundo no existen objetivos sostenibles comunes, el incremento de la demanda eléctrica se ha repartido proporcionalmente en todos los conceptos. Una evaluación adicional considera incluir objetivos de sostenibilidad similares para todos los países.

El desplazamiento de combustibles para la flota de vehículos eléctricos se traduce para la definición de escenarios con una modificación en la demanda en 2050 de diferentes sectores: fabricación de gasolina para motores, fabricación de gasóleo, el agregado de otros combustibles y venta minorista de combustible para automóviles. Se considera que la fabricación de gasolina de motor es exclusiva para el consumo de vehículos, con una reducción del 80 % para Europa (incluida España) y del 50 % para el resto del mundo (Agencia Internacional de la Energía, octubre de 2020). La definición de escenarios es un tema clave para la interpretación posterior de los resultados. Para la construcción de estos escenarios es posible evaluar tendencias generales, junto con cambios tecnológicos específicos y modificaciones de la demanda (Faber y otros, 2006). En este

caso, los cambios tecnológicos se realizan mediante ajuste de coeficientes (variación de insumos para la industria automotriz), pero sin modificaciones de capital, mano de obra y emisiones por sector. Los modelos pretenden representar exclusivamente los cambios debidos a la industria automotriz, por lo que no se toman en cuenta consideraciones adicionales. En cuanto a la demanda, representa la modificación en la demanda final por parte de organismos, gobierno y hogares usuarios de vehículos eléctricos. El uso de vehículos eléctricos en lugar de vehículos de combustión interna radica básicamente en el consumo de electricidad y combustibles.

Con el fin de verificar el funcionamiento del modelo, se ha realizado una primera evaluación de impacto en valores de producción a nivel de España. El objetivo es comparar la diferencia entre la evolución a 2030 y 2050, de forma que se valide que un cambio significativo en la tecnología se corresponde con una variación en los sectores objetivo de estudio. En particular sobre el sector tradicional de automoción y el sector eléctrico, donde se ha asignado el cambio tecnológico de los vehículos comercializados. En esta primera evaluación se han obtenido los valores presentados en el cuadro 1.

Cuadro 1

Impacto en % en la producción del cambio tecnológico en los sectores automoción y eléctrico en España (variación a 2030 y 2050)

	Sector automoción - España	Sector componentes eléctricos - España
Cambio tecnológico 2030	-0,38	0,76
Cambio tecnológico 2050	-6,08	1,47

En esta primera evaluación, se puede observar que los signos son los esperados, dada una transferencia de producción de un sector a otro, ya que en la fabricación de automóviles desplaza uno de los sectores (el tradicional de automoción) por otro. Es significativa la diferencia entre los horizontes temporales analizados. Y es también relevante que el sector con una influencia más clara es el tradicional de automoción, ya que este sector es entrada fundamentalmente para la fabricación de automóviles, contemplada en el mismo sector. Una disminución de la producción en un 6 % tendrá unas implicaciones sociales en términos de empleo a considerar. En cambio, la afectación positiva en el sector de componentes eléctricos, además de positiva no es tan alta, ya que es un sector más diversificado. Este resultado, realizado como verificación, apunta a la importancia

de búsqueda de nuevos mercados para los sectores que puedan estar más afectados. En todo caso, se realizará un estudio más detallado una vez que se ha comprobado el funcionamiento correcto del modelo, con el fin de analizar implicaciones en otros sectores, en la producción global y la relación con otras regiones.

5. CONCLUSIONES

Este trabajo presenta la aplicabilidad del modelo *input-output* para analizar el impacto de la introducción de la movilidad eléctrica en dos marcos temporales de gran relevancia, 2030 como primer objetivo de evaluación y 2050 como año de predominancia absoluta de la electromovilidad. Esta técnica permite evaluar el impacto en todos los sectores de la economía, así como en los aspectos sociales y medioambientales más relevantes. La mayor parte de los estudios de impacto de la electromovilidad realizan una evaluación parcial, calculando el impacto en el sector propio de automoción y/o referida a la propia operación del vehículo. El modelo *input-output* ha sido utilizado en estas regiones, y es interesante su aplicación a España, siendo éste un país referente en la fabricación de automóviles a nivel mundial. Por lo tanto, es interesante evaluar el impacto en cuanto a la actividad productiva general y otros indicadores asociados.

En este estudio se plantea la metodología a utilizar y se identifican los cambios necesarios a aplicar en el modelo dado un cambio en el sistema de propulsión del vehículo. Un aspecto importante para la evaluación es la definición de escenarios, así como los horizontes temporales que se tienen en cuenta. Es especialmente relevante cuando se pretende realizar evaluación de impacto a largo plazo, ya que se necesita calcular la evolución de la tecnología para su implementación. En este sentido, el trabajo recoge cómo evolucionan por una parte los cambios en la producción y por otra parte los cambios en la demanda. Incluye el estudio de distintas fuentes de información, así como la aplicación de una herramienta específica de cálculo del parque automovilístico.

La aplicación de estos escenarios definidos al modelo *input-output* en un paso siguiente permitirá el cálculo de la variación en la producción de los sectores considerados para las tres regiones (como se ha mostrado anteriormente para España). De igual forma, se podrán calcular agregados para evaluar el impacto sobre la economía de estas regiones. La utilización de un modelo extendido permite también el cálculo de cambio en

indicadores sociales, como el nivel de empleo. Para este nivel de empleo, considerando la matriz extendida con los datos correspondientes se podrá calcular el impacto para diferentes niveles de trabajadores, y la renta percibida. La extensión medioambiental permite también el cálculo del impacto en emisiones y otros factores asociados al cambio productivo. Hay que señalar que el análisis *input-output* se debe completar en este respecto con las emisiones de operación que no están incluidas en el mismo.

Los siguientes pasos del trabajo consistirán en el análisis de resultados después de la aplicación, poniendo especial énfasis en la interpretación de las implicaciones económicas, sociales y medioambientales. Se prevé también plantear una relajación en la rigidez del modelo pasando a un modelo de equilibrio general que permita modelizar la economía completa junto con el comportamiento de consumidores y otros agentes.

REFERENCIAS

ANFAC (ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE FABRICANTES DE AUTOMÓVILES Y CAMIONES). Informe anual 2021.

BAUER, W., RIEDEL, O., HERRMANN, F., BORRMANN, D. y SACHS, C. (2018). ELAB 2.0 The Effects of Vehicle Electrification on Employment in Germany. 2018. Fraunhofer IAO.

COM/2019/640 – The European Green Deal. Communication from the Commission to the European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions.

FABER, A., IDENBURG, A. M. y WILTING, H. C. (2006). Exploring techno-economic scenarios in an input–output model. *Futures*, 39 (2007), pp. 16–37. DOI: 10.1016/j.futures.2006.03.011

FONT VIVANCO, D., TUKKER, A. y KEMP, R. (2016). Do Methodological Choices in Environmental Modelling Bias Rebound Effects? A Case Study on Electric Cars. 2020. *Environmental Science and Technology*, 50, pp. 11366-11376. DOI: 10.1021/acs.est.6b01871.

FRÍAS, P. y ROMÁN, J. (2019). Vehículo Eléctrico: situación actual y perspectivas futuras. *Economía industrial*, 411. ISSN 0422-2784.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2020). *Global EV Outlook 2020*, July.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. (2020). *World Energy Outlook 2020*, October.

KOLPAKOV, A. Y. y GALINGER, A. A. (2020). Economic Efficiency of the Spread of Electric Vehicles and Renewable Energy Sources in Russia. *Herald of the Russian Academy of Sciences*, 2020, 90(1), pp. 25–35. ISSN 1019-3316. DOI: 10.1134/S1019331620010165.

KRAUSE, J., THIEL, C., TSOKOLIS, D., SAMARAS, Z., ROTA, C., WARD, A., PRENNINGER, P., COOSEMANS, T., NEUGEBAUER, S. y VERHOEVE, W. (2020). EU road vehicle energy consumption and CO₂ emissions by 2050 – Expert-based scenarios. *Energy Policy*, 138, 111224. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.111224.

LEURENT, F. y WINDISCH, E. (2015). Benefits and costs of electric vehicles for the public finances: An integrated valuation model based on input-output analysis, with application to France. *Research in Transportation Economics*, 50, pp. 51-62. DOI: 10.1016/j.retrec.2015.06.006.

MAI, T., JADUN, P., LOGAN, J., McMILLAN, C., MURATORI, M., STEINBERG, D., VIMMERSTEDT, L., JONES, R., HALEY, B. y NELSON, B. (2018). Electrification Futures Study: Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States. National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-71500.

MCKINSEY & COMPANY (2018). The potential impact of electric vehicles on global energy systems.

MCKINSEY & COMPANY (2019). The future of mobility is at our doorstep. McKinsey Center for Future Mobility.

MILLER, R. E. y BLAIR, P. D. (2009). *Input-Output Analysis. Foundations and Extensions*. Cambridge University Press. 2nd Edition. ISBN: 9780521517133.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2020a) Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050. November 2020.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO (2020b). Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021-2030.

ONAT, N. C., KUCUKVAR, M. y TATARI, O. (2014). Towards Life Cycle Sustainability Assessment of Alternative Passenger Vehicles. University of Central Florida. Faculty Bibliography 2010s. 5090. <https://stars.library.ucf.edu/facultybib2010/5909>

PwC (2019). Merge ahead: Electric vehicles and the impact on the automotive supply chain.

SANFÉLIX, J., DE LA RÚA, C., SCHMIDT, J. H., MESSAGIE, M. y van MIERLO, J. (2016). Environmental and Economic Performance of an Li-Ion Battery Pack: A Multiregional Input-Output Approach. 2016. *Energies*, 9, 584. DOI: 10.3390/en9080584.

SEN, B., ONAT, N. C., KUCUKVAR, M. y TATARI, O. (2019). Material footprint of electric vehicles: A multiregional life cycle assessment. *Journal of Cleaner Production*, 209, pp. 1033-1043. DOI: 10.1016/j.jclepro.2018.10.309.

SHIBUSAWA, H. y MIYATA, Y. (2017). Evaluating the Economic Impacts of Hybrid and Electric Vehicles on Japan's Regional Economy: Input-Output Model Approach. *Book: Socioeconomic Environmental Policies and Evaluations in Regional Science*. DOI: 10.1007/978-981-10-0099-7_33.

SHIBUSAWA, H. y XU, Z. (2013). Economic Impacts of Hybrid and Electric Vehicles in Japan and China: National and Multiregional Input-Output Applications. *Studies in Regional Science*, 43(2), pp. 259-270. DOI: 10.2457/srs.43.259.

STADLER, K., WOOD, R., SIMAS, M., BULAVSKAYA, T., DE KONING, A., KUENEN, J. y ACOSTA-FERNÁNDEZ, J. (2018). EXIOBASE3 – developing a time series of detailed environmentally extended multi-regional input-output tables. *J. Ind. Ecol.*, 22(3), pp. 502–515.

SUSTAINABLE AND SMART MOBILITY STRATEGY – putting European transport on track for the future. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the regions - December 2020.

TURIENZO, J., CABANELAS, P. y LAMPÓN, J. F. (2022). The Mobility Industry Trends Through the Lens of the Social Analysis: A Multi-Level Perspective Approach. *SAGE Open*, 12(1). <https://doi.org/10.1177/21582440211069145>.

ULRICH, P. y LEHR, U. (2016). Economic effects of E-mobility scenarios – Intermediate interrelations and consumption. *Ecomod 2016, International Conference on Economic Modelling*, Lisbon, Portugal.

ULRICH, P. y LEHR, U. (2020). Economic effects of an E-mobility scenario – input structure and energy consumption. *Economic Systems Research*, 32(1), pp. 84-97. DOI: 10.1080/09535314.2019.1619522.

WIEDMANN, T., LENZEN, M., TURNER, K. y BARRETT, J. (2007). Examining the global environmental impact of regional consumption activities – Part 2: Review of input-output models for the assessment of environmental impacts embodied in trade. *Ecological Economics*, 61(1), pp. 15-26. DOI: 10.1016/j.ecolecon.2006.12.003.

WIEDMANN, T., SCHANDL, H., LENZEN, M., MORAN, D., SUH, S. y WEST, J. (2013). The material footprint of nations. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 112(20). DOI: 10.1073/pnas.1220362110.

WÖHNER, F. (2022). Work flexibly, travel less? The impact of telework and flextime on mobility behavior in Switzerland. *Journal of Transport Geography*, vol. 102, 103390, ISSN 0966-6923. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2022.103390> .

Impacto social y distributivo de la revisión de la Directiva sobre Fiscalidad Energética en España*

*Eva Alonso-Epelde, Alejandro Rodríguez-Zúñiga, Xaquín García-Muros y Mikel González-Eguino***

Resumen

Este documento busca evaluar los impactos distributivos directos de la reforma del *ETD* en los hogares españoles. Para ello, se han usado los resultados de un modelo de microsimulación desarrollado por BC3 con el IEEP y otros socios de la red Think Sustainable Europe ([TSE](#)). El objetivo de este estudio es explorar si los instrumentos propuestos a nivel de la UE pueden ser diseñados de manera que sean progresivos y no afecten a colectivos vulnerables, e identificar opciones políticas para asegurar que fortalezcan y no socaven la justicia social.

Palabras clave: *ETD*, fiscalidad energética, escenarios, microsimulación.

1. INTRODUCCIÓN

El Pacto Verde promovido por la Comisión Europea (*Green New Deal*), establece una visión detallada para hacer de Europa el primer continente climáticamente neutro para 2050, salvaguardar la biodiversidad, establecer una econo-

* Este documento es parte de un proyecto liderado por el Institute for European Environmental Policy (IEEP) en asociación con otros seis miembros de la red Think Sustainable Europe (TSE) –Association for International Affairs (AMO) en Chequia, el Basque Centre for Climate Change (BC3) en España, Ecologic Institute en Alemania, EnergiaKlub en Hungría, IDDRI en Francia y Wise-Europa en Polonia– y con aportes de modelado liderados por BC3. Agradecemos el apoyo financiero de Laudes Foundation para este trabajo.

** Este estudio se basa en datos de Eurostat, *Household Budget Survey (HBS)* 2010 y 2015. La responsabilidad de todas las conclusiones extraídas de los datos recae completamente en los autores. Eva Alonso-Epelde – Basque Centre for Climate Change (BC3) y Universidad del País Vasco/Euskar Herriko Unibertsitatea (UPV-EHU).

Alejandro Rodríguez-Zúñiga – EU Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER).

Xaquín García-Muros – Basque Centre for Climate Change (BC3.)

Mikel González-Eguino – Basque Centre for Climate Change (BC3) y Universidad del País Vasco/Euskar Herriko Unibertsitatea (UPV-EHU).

mía circular y eliminar la contaminación, mientras se impulsa la competitividad de la industria europea y se garantiza una transición justa para las regiones y los trabajadores afectados (European Commission, 2019). Para darle continuidad a los compromisos climáticos adquiridos en dicho pacto, la Comisión Europea ha adoptado un nuevo objetivo de reducción de emisiones para 2030 (-55 % con respecto a los niveles de 1990) y se ha comprometido a desarrollar una revisión de la actual legislación energética y climática, ya que el marco político actual se considera insuficiente para alcanzar los objetivos marcados (European Commission, 2020a).

Para implementar esta mayor ambición la Comisión ha presentado la primera serie de políticas en el marco del paquete *Fit for 55*. Este paquete contiene propuestas legislativas para revisar todo el marco climático y energético de la UE a 2030, incluida la Directiva sobre Fiscalidad Energética (*ETD*, por sus siglas en inglés). Así, el paquete *Fit for 55* y en particular la revisión de la *ETD*, constituyen una oportunidad para impulsar una reforma fiscal justa y ecológica que ayude a revertir el aumento de la desigualdad en la UE (Blanchet, Chancel y Gethin, 2019) y para cumplir los objetivos marcados en los Planes Nacionales de Energía y Clima de los Estados Miembros.

De hecho, la fiscalidad energético-ambiental es un instrumento clave para acelerar la transición energética, ya que permite internalizar las externalidades derivadas de la producción y el consumo de bienes y servicios incentivando a los agentes económicos a reducir su huella ambiental de manera eficiente en el corto plazo. A su vez genera importantes beneficios a medio y largo plazo al estimular la innovación, orientar las decisiones de inversión hacia tecnologías más limpias y ser una fuente de ingresos públicos. No obstante, tan solo el 6 % de los ingresos de la UE provienen de impuestos ambientales (European Commission, 2020c).

Es por todo ello que en los últimos años diversos organismos internacionales, como la Comisión Europea (CE), el Fondo Monetario Internacional (FMI) o la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), así como diversos comités de expertos, han recomendado potenciar la imposición ambiental en los sistemas fiscales modernos y particularmente en el caso de España cuyos impuestos ambientales están por debajo de muchos países europeos

(OCDE, 2015, 2017 y 2021; European Commission, 2019; CERSTE, 2014; FMI, 2018; IEA, 2015).

A pesar de que hasta el momento en España los responsables políticos se han mostrado reacios a acelerar la descarbonización de la economía por la vía de la imposición energético-ambiental (Gago y otros, 2019), de aprobarse la propuesta de reforma de la Directiva sobre Fiscalidad Energética (European Commission, 2021a) de la Comisión Europea, España estaría obligada a aumentar los tipos impositivos de aquellos bienes energéticos que estén por debajo lo acordado.

Debido a que el aumento de los tipos impositivos conllevaría un aumento en el precio de los bienes energéticos, este documento busca evaluar los impactos distributivos directos de la reforma del *ETD* en los hogares españoles. Para ello, se han usado los resultados de un modelo de microsimulación desarrollado por BC3 con el IEEP y otros socios de la red Think Sustainable Europe (*TSE*). El objetivo de este estudio es explorar si los instrumentos propuestos a nivel de la UE puedan ser diseñados de manera que sean progresivos y no afecten a colectivos vulnerables, e identificar opciones políticas para asegurar que fortalezcan y no socaven la justicia social¹.

El modelo desarrollado es estático, es decir, no tiene en cuenta los cambios de comportamiento ni el impacto de las inversiones estructurales o cualquier otra política complementaria. Tampoco tiene en cuenta la distribución de los beneficios derivados de la acción climática y la reducción de la contaminación, los cuales tienden a ser progresivos. Su valor añadido reside en la rica base de microdatos utilizada, procedente de la última oleada de Encuestas de Presupuestos Familiares (EPF) armonizadas de la UE, que permiten un análisis distributivo muy granular, tanto a nivel vertical (según ingresos) como a nivel horizontal (según características socioeconómicas de los hogares).

El estudio está estructurado como sigue: en la sección segunda se resume la revisión de la Directiva sobre Fiscalidad Energética, en la sección tercera se presenta brevemente la metodología utilizada en el estudio y sus principales limitaciones,

¹ Además de este estudio existen documentos complementarios elaborados por los socios del TSE que analizan los resultados para otros miembros de la EU como: República Checa, Francia, Alemania, Hungría, Polonia y Francia, o para el conjunto de la EU. Finalmente, BC3 también publica otro [informe metodológico](#) que ofrece detalles adicionales sobre la modelización y los escenarios explorados.

en la cuarta sección se analizan detalladamente los resultados ampliando el foco en los colectivos vulnerables y finalmente, en la sección quinta se exponen las conclusiones del estudio.

2. REVISIÓN DE LA DIRECTIVA SOBRE FISCALIDAD ENERGÉTICA

Como apunta la propia Comisión Europea, la actual Directiva sobre Fiscalidad Energética 2003/96/EC está desactualizada y no refleja el compromiso climático y energético de la UE (European Commission, 2021b). De hecho, hay algunos aspectos a mejorar en la actual directiva:

- Los tipos impositivos mínimos establecidos para cada uno de los bienes energéticos se basan en el volumen de los combustibles y no en su desempeño ambiental.
- Los tipos impositivos mínimos no se indexaron a la inflación y han disminuido notablemente en términos reales.
- Los tipos impositivos están sujetos a un mosaico de exenciones obligatorias, reducciones opcionales y derogaciones nacionales específicas que crean una fragmentación en los mercados energéticos de la UE.

Todas estas deficiencias hacen que la actual *ETD* favorezca en mayor medida a los combustibles fósiles, causando ciertas irregularidades desde el punto de vista ambiental. Así por ejemplo vemos que el carbón para calefacción se grava menos que el gas fósil y el gas fósil se grava menos que la electricidad, lo cual constituye un importante obstáculo para la electrificación. Por otro lado, el diésel, a pesar de ser altamente contaminante, se grava menos que la gasolina y ambos están menos gravados que los biocombustibles. El queroseno para aviones y el combustible para el transporte marítimo no están sujetos a impuestos. Solo este subsidio al sector de la aviación asciende a unos 8.200-13.900 millones de euros al año (Badouard y Altmann, 2020).

Además, la actual *ETD* no solamente favorece de facto a los combustibles fósiles, si no que beneficia a la industria sobre los hogares, a los hogares de rentas más

altas sobre los de menores ingresos y a los hombres sobre las mujeres (European Commission, 2021b).

Por todo ello, la actual *ETD* ha sido revisada por la Comisión Europea dentro del paquete *Fit for 55* y se ha propuesto la actualización de las tasas impositivas (European Commission, 2021a). La propuesta introduce una nueva estructura de tipos impositivos mínimos basada en el contenido energético y el comportamiento medioambiental de los combustibles fósiles y la electricidad. También se amplía la base imponible incluyendo algunos productos que anteriormente habían eludido el marco de la UE en materia de imposición de la energía y se eliminan algunas de las exenciones y reducciones actuales. De esta forma, el nuevo sistema logrará que los combustibles más contaminantes sean los más gravados tras el periodo de transición (ver cuadro 1).

Cuadro 1

Tipos impositivos mínimos de los principales productos energéticos consumidos por los hogares

Bien energético	Uso final	ETD	Nueva propuesta ETD*	
		2003/96/EC	€/1000 litros**	€/GJ
Gasolina	Transporte	359	398,6	10.75
Diésel	Transporte	330	344,4	10.75
Gasoil	Calefacción	21	34,8	0.9
		€/GJ		€/GJ
Gas natural	Calefacción	0.3	0.6***	
		€/MWh	€/MWh	€/GJ
Electricidad	Iluminación/ Calefacción	1	0,54	0.15
		€/GJ		€/GJ
Carbón	Calefacción	0.3	0.9	

Notas: *Al final del periodo de transición. ** Para la conversión de unidades se han utilizado poderes caloríficos y densidades específicas del año 2020 del Ministerio de la transición Ecológica de España. *** Al final del periodo se espera que el gas natural tenga un tipo impositivo equivalente a 0.9 €/Gj. Sin embargo, se utiliza un tipo impositivo transitorio ya que, como se menciona en la propuesta de revisión del *ETD*, hay algunos combustibles fósiles menos dañinos y que tienen cierto potencial para contribuir a la descarbonización a corto y medio plazo. Este es el caso del gas natural, por ello se utiliza 0,6 €/GJ como tipo impositivo nominal en lugar de 0,9 €/GJ.

Es de esperar que la nueva directiva tenga un impacto directo sobre los hogares y a nivel social, el cual será diferente según los distintos niveles de renta de estos. Si bien se suele presuponer que la aplicación de la nueva directiva tendrá un impacto social regresivo, hasta el momento hay muy poca evidencia sobre los impactos distributivos y sociales directos de estas nuevas medidas. Por lo tanto, el objetivo principal del presente documento es analizar el impacto distributivo y social que la nueva *ETD* tendría en los hogares españoles. Este análisis abarca los impactos distributivos directos de la nueva *ETD* provocados por el aumento de los precios de la energía que se esperan debidos a una nueva fiscalidad sobre la energía.

3. METODOLOGÍA

3.1. Escenarios

La actual propuesta para reformar la *ETD* no solo tiene como objetivo incrementar los tipos impositivos de los combustibles fósiles, sino que establece otras medidas que van en la dirección de penalizar consumos contaminantes y promover la electrificación de la economía como herramienta clave para alcanzar los ambiciosos objetivos climáticos de la UE. Así, la CE propone que la electricidad sea el producto energético menos gravado en cada Estado miembro. No obstante, actualmente varios Estados miembros, entre los que se encuentra España, gravan la electricidad por encima de los tipos mínimos actuales. Por ello, aunque la nueva *ETD* podría tener un impacto positivo en los precios de la electricidad, la reducción del tipo impositivo de la electricidad también podría derivar en una reducción de los ingresos de los Estados miembros. En base al debate sobre cómo financiar este recorte en el presupuesto público y a las diferentes aplicaciones políticas que puede tener la nueva *ETD*, se pueden considerar diferentes supuestos sobre el papel de la electricidad en la reforma impositiva.

El cuadro 2 ofrece tres supuestos distintos sobre la aplicación de la nueva *ETD*. Sin embargo, el presente estudio se centrará en el último supuesto por considerarse el más probable para el caso de España. En este supuesto se asume que el gobierno español seguirá la recomendación de la CE, aumentando las tasas

impositivas de los combustibles fósiles, pero también reduciendo la imposición sobre la electricidad para que esta sea el bien energético menos gravado. Dado que la reducción de los tipos de la electricidad implicaría a su vez menores ingresos para el Estado, asumimos que el gobierno incrementará adicionalmente la tributación en el resto de productos energéticos (en proporción al consumo de energía) para compensar el menor ingreso por los impuestos a la electricidad. Cabe mencionar que este supuesto es similar al planteado en la propuesta de ley para la creación del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, en la cual los costes de las renovables instaladas en el pasado en el sector eléctrico serán financiados por todos los bienes energéticos y no solo en la factura eléctrica, lo que en la práctica supone aumentar los precios de los combustibles fósiles y reducir los precios finales de la electricidad (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020).

La reforma de la *ETD* también contempla la posibilidad de introducir exenciones en los productos energéticos dedicados a la calefacción para los hogares con ingresos muy bajos y vulnerables. Por lo tanto, se introduce un análisis de sensibilidad en el que se contempla una exención sobre el aumento de los tipos impositivos en los productos energéticos para calefacción. Así, para el caso de España, se analizarán dos escenarios diferentes derivados del supuesto anteriormente mencionado (ver cuadro 2 supuesto *ETD_3*): sin exenciones (escenario *ETD*) y con exenciones (escenario *ETD_E*). En los escenarios con exenciones, se define a los hogares vulnerables como aquellos cuyos ingresos están por debajo del umbral de pobreza. El umbral de pobreza se define como el 60 % de la renta media del país.

Para analizar el impacto de la nueva propuesta de la *ETD*, se han seleccionado los principales productos energéticos consumidos por los hogares europeos² (gasolina y diésel para el transporte; gas natural, gasóleo y carbón para calefacción³;

2 El consumo de energía cubierto por estos bienes representa entre el 90 % y el 99 % del consumo de energía total afectado por la nueva propuesta de *ETD* (dependiendo del Estado miembro). Los datos recogidos pertenecen a la Cuenta de flujo de energía física proporcionada por Eurostat y son relativos al año 2018.

3 En los escenarios *ETD*, los biocombustibles líquidos se consideran parte de las gasolinas y gasóleos para transporte y gasóleo para calefacción en proporción al consumo de cada producto energético.

y electricidad). Además, se ha calculado el cambio en precios⁴ relativo a cada uno de ellos en función de los escenarios propuestos. En este sentido, se espera que la implementación de los nuevos tipos impositivos mínimos en los bienes energéticos conduzca a un aumento de los precios finales de la mayoría de los bienes energéticos.

Cuadro 2

Posibles supuestos para la aplicación de la nueva *ETD* en los Estados miembros

Supuestos	Descripción
ETD_1	Se aumentan las tasas impositivas de los combustibles fósiles y se mantiene la tributación actual de la electricidad. La gran mayoría de los Estados miembros gravan la electricidad considerablemente por encima de las tasas mínimas actuales de <i>ETD</i> . En este supuesto, se asumiría que los Estados miembros aumentarían las tasas impositivas mínimas de los combustibles fósiles a la nueva propuesta de la <i>ETD</i> y mantendrían los impuestos actuales sobre la electricidad.
ETD_2	Aumento de las tasas impositivas de los combustibles fósiles y reducción de los impuestos sobre la electricidad. De acuerdo con los nuevos criterios impositivos de clasificación, la electricidad debe gravarse como el producto energético más bajo. Así, se podría asumir que los Estados miembros aumentarían las tasas impositivas mínimas sobre los combustibles fósiles y reducirán las tasas impositivas sobre la electricidad al nivel más bajo de la clasificación. Si la electricidad está actualmente por debajo del mínimo, no se verá afectada.
ETD_3	Aumento de las tasas impositivas de los combustibles fósiles y reducción de la tributación de la electricidad al mínimo del <i>ranking</i> con impacto neto en las cuentas de los países. En los países con ingresos netos negativos en el escenario 2, suponemos que los Estados miembros incrementarán adicionalmente la tributación en el resto de productos energéticos (en proporción al consumo de energía) para compensar las reducciones debidas a la electricidad.

4 La información sobre los precios de la gasolina y el diésel para transporte y el gasóleo para calefacción proviene de la Comisión Europea, *Weekly Oil Bulletin*. La información sobre el **gas natural** para calefacción y **electricidad** proviene de Eurostat. La información sobre Carbón proviene de los socios y de la **DG Taxud**. Todos los precios son para el año 2020. Sin embargo, los precios finales no corresponden a la media aritmética de los precios de 2020, debido a la crisis del coronavirus algunos países redujeron los impuestos sobre algunos productos energéticos. Para el cálculo de los precios de 2020, se han utilizado los precios de 2020 antes de impuestos y los impuestos y aranceles más recientes.

3.2. Microsimulación

Este estudio refleja los resultados de un modelo de microsimulación estático desarrollado por BC3 con el IEEP y otros socios de la red TSE, basado en los microdatos de consumo de los hogares de la *EPF* armonizada por Eurostat⁵, los precios de la energía del año 2020, el consumo de energía de las cuentas nacionales y los tipos impositivos de la energía de Eurostat. Los detalles completos de la metodología y los datos adicionales están disponibles en el documento de trabajo publicado por BC3⁶.

El modelo de microsimulación se construye con los microdatos de las *Encuestas de Presupuestos Familiares (EPF)* de 2015⁷ proporcionados por Eurostat para cada país. La EPF proporciona información sobre el gasto de los hogares en bienes y servicios e información sobre algunas características demográficas y socioeconómicas. A pesar de ser encuestas a nivel país cuyo sistema de clasificación y codificación de las variables esenciales ya ha sido armonizado, se han realizado varios ajustes para contar con una base de datos adecuada para la simulación (ver [documento metodológico](#)).

El modelo simula los cambios en precios de los principales productos energéticos relacionados con la introducción de la reforma del *ETD* en los Estados miembros. Además, multiplica estos cambios en precios por los actuales niveles de gasto en los diferentes productos energéticos de todos los hogares que forman parte del conjunto de datos de la *EPF*. De este modo, el modelo refleja los impactos directos de las políticas en los hogares europeos antes de asumir cualquier cambio de comportamiento relacionado con los nuevos precios.

Los resultados derivados del modelo se presentan en dos dimensiones distintas en este estudio: i) impacto monetario directo en euros; y ii) impacto sobre la actual factura energética. Así, por ejemplo, un impacto positivo en la factura energética

5 <https://ec.europa.eu/eurostat/web/microdata/household-budget-survey>

6 Documento metodológico disponible [aquí](#).

7 Para algunos países como Malta, Portugal y Eslovenia, las encuestas de 2015 no estaban disponibles y en su lugar se utilizaron las encuestas de 2010. La encuesta austriaca no estuvo disponible para ninguno de los años, por lo que el país está excluido del estudio.

del 1 % indica que el hogar experimentará un ahorro en su factura igual al 1 % del gasto energético que realiza actualmente, y a la inversa, una pérdida del 1 % indica que el hogar se enfrentará a costes adicionales iguales al 1 % de su actual factura energética.

Además, los microdatos de la *EPF* permiten evaluar el impacto distributivo de forma muy detallada, tanto a nivel vertical (según la renta) como a nivel horizontal (según otras características del hogar como el tamaño del hogar, la ubicación, la edad, etc.). Así, en el presente estudio se muestra el impacto en la factura energética de los hogares españoles según sus niveles de ingresos, pero también se explora el impacto de la política en dos dimensiones sociales fundamentales en el debate sobre la transición energética, como son el nivel de ruralidad de los hogares o el impacto de las políticas en la dimensión de género.

Por último, cabe resaltar que el modelo de microsimulación no capta el “comportamiento” de los hogares, es decir, no refleja la reacción de los distintos tipos de hogares a los cambios previstos en los precios. En este sentido, los resultados sobre la factura energética solo reflejan el cambio en los precios relativos aplicados a las estructuras de consumo de los hogares antes de la reforma. Un estudio de impacto “conductual” requeriría el uso de una herramienta más sofisticada que recogiera las reacciones directas de los consumidores (a través de las elasticidades precio de la demanda de bienes energéticos) y las reacciones inducidas (a través de las elasticidades cruzadas y de las elasticidades renta, en el caso de que la reforma, como se espera, genere mayor empleo y mayor renta de los hogares). Sin embargo, se sabe que estos efectos son pequeños a corto y medio plazo, ya que los hogares no cambian fácilmente su comportamiento en lo que al consumo energético se refiere. Por ello, la literatura científica muestra que las elasticidades precio del consumo de energía suelen ser muy bajas (Labandeira, Labeaga y López-Otero, 2017).

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este apartado se presentan los principales resultados del estudio para el caso español. Así, se analizan los impactos distributivos sobre la factura energética de la aplicación de la nueva *ETD* para los hogares españoles, ahondando tanto

en sus implicaciones sobre la desigualdad vertical (hogares en diferentes tramos de renta) como sobre la desigualdad horizontal (hogares en el mismo tramo de renta, pero con diferentes características sociodemográficas).

4.1. La nueva ETD: impacto en los precios de los bienes energéticos

Como ya se ha comentado anteriormente, en el escenario base asumimos que el gobierno español seguirá las recomendaciones de la nueva directiva europea, subiendo el tipo mínimo en aquellos casos necesarios y reduciendo el tipo impositivo de la electricidad para que este sea el bien energético menos gravado. Asimismo, se parte del supuesto de que el gravamen (y por lo tanto los precios) de los combustibles fósiles se incrementarían para compensar los ingresos netos negativos que desencadenaría la reducción del gravamen de la electricidad. Así, los ingresos del estado bajo este supuesto se mantienen estables. El presente estudio se centrará en el análisis de dicho supuesto en sus dos variantes: i) sin exenciones para los hogares (Escenario ETD) y ii) con exenciones en el aumento de los precios de los combustibles para calefacción para los hogares por debajo del umbral de pobreza (Escenario ETD_E).

Cuadro 3

Cambio en precios de los principales bienes energético

	Gasolina	Diésel	Gasoil para calefacción	Electricidad	Gas natural	Carbón
Cambio en precios (%)	1,04	3,31	2,40	-3,55	1,73	11,48

En el cuadro 3 se presentan los cambios en precios estimados para el escenario base, donde se aprecia el gran descenso en el precio de la electricidad a consecuencia de la minoración de su gravamen frente al aumento de precio del resto de bienes energéticos. La reforma incrementaría notablemente el precio del carbón ya que actualmente se encuentra gravado por debajo del nuevo mínimo. Sin embargo, cabe destacar que este nuevo precio del carbón tendrá un impacto muy bajo sobre los hogares, ya que actualmente supone menos del 0,04 % del gasto energético de los hogares españoles.

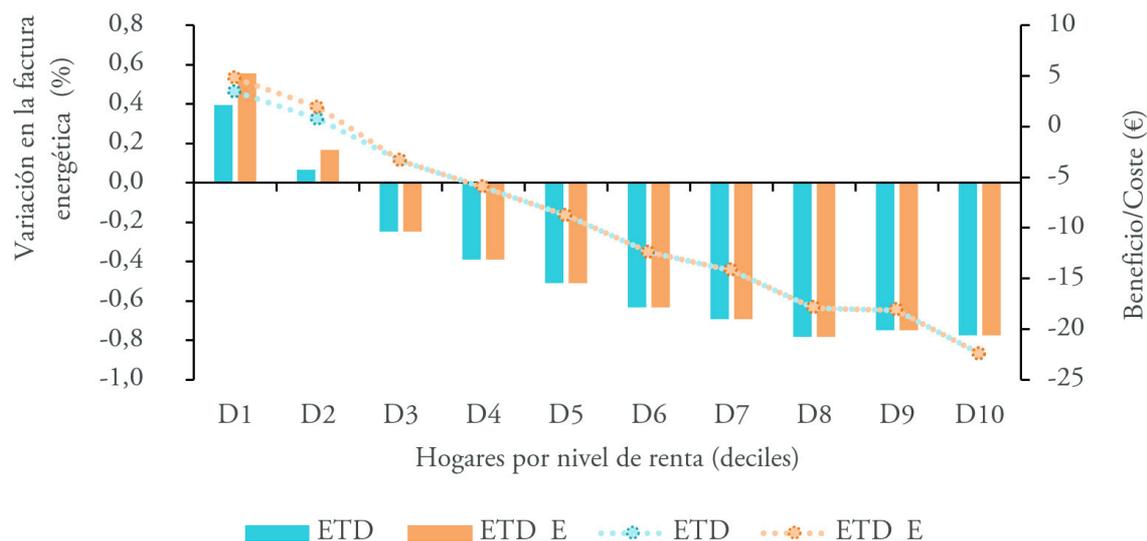
La aplicación de la nueva *ETD* también conllevaría un aumento considerable en el precio de los combustibles para el transporte privado, especialmente en el del diésel. Este parte de una situación de mayor ventaja comparativa en lo que respecta a la imposición energética, ya que se grava por debajo de la gasolina a pesar de que esto no se justifica en términos de externalidades ambientales. Por otra parte, el gasoil para calefacción y el gas natural también verían incrementado su precio, aunque en el escenario *ETD_E* los hogares vulnerables estarían exentos de dicha subida.

4.2. Implicaciones para la desigualdad vertical y horizontal

Esta sección muestra los impactos distributivos y sociales que tendría la aplicación de la nueva directiva de imposición energética en España. La figura 1 muestra el impacto distributivo de los dos escenarios propuestos según la factura energética

Figura 1

Impacto en la factura energética por niveles de renta



Nota: D1 identifica al decil más pobre y D10 al más rico.

de los hogares en sus dos variantes (con y sin exenciones) por deciles de gasto equivalente⁸.

Se observa que el impacto en la factura energética de la reforma de la *ETD* es asimétrico a lo largo de la distribución. Los hogares pertenecientes a los dos primeros deciles (es decir, los hogares con menor renta) verían como se abarata su factura energética. Como es lógico, el ahorro en la factura para los hogares de menos renta es mayor cuando los hogares que se encuentran por debajo del umbral de pobreza están exentos del aumento de precios de los combustibles para calefacción (escenario *ETD_E*). Sin embargo, a partir del decil 3 al 10, los resultados muestran un encarecimiento en la factura energética, el cual es proporcionalmente mayor en los grupos de renta media-alta.

En términos absolutos, la reforma supondría un ligero ahorro anual medio para los hogares de los dos primeros deciles, indicando que la reforma tendría un impacto casi nulo en su factura energética. A partir del D3 los hogares tendrían un coste adicional que aumentaría progresivamente desde los 3 euros anuales hasta los 22 euros. Esto muestra que a pesar de que la nueva *ETD* tendría un coste mayor en términos monetarios para los hogares con rentas más altas (D10), tendría un impacto relativamente menor sobre su consumo energético.

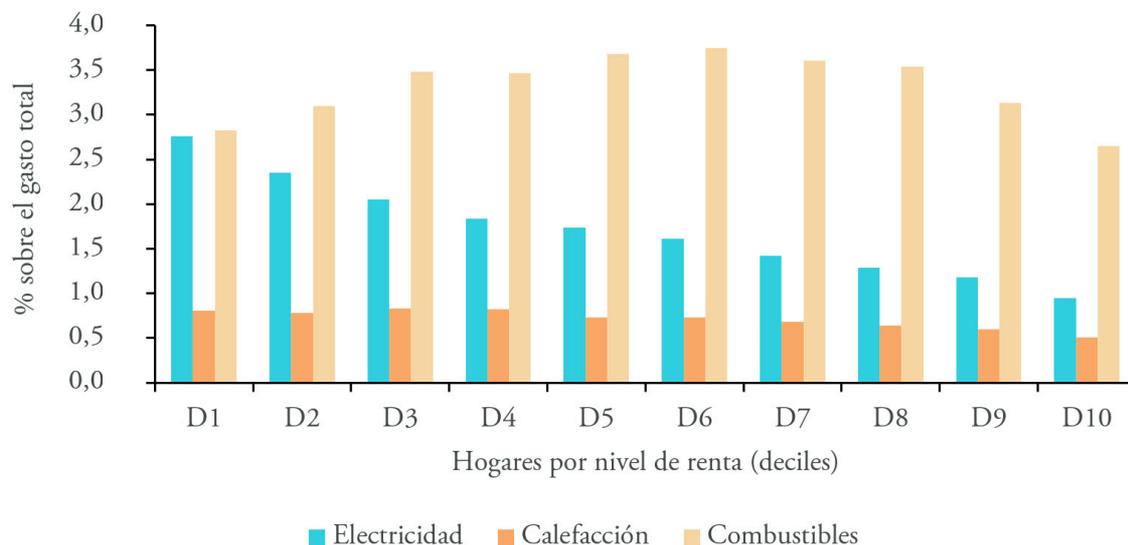
Los anteriores impactos distributivos se pueden explicar a través del patrón de consumo de los hogares españoles (ver figura 2). Así, los hogares de bajos ingresos son los más beneficiados ya que dedican una mayor proporción de su renta a la electricidad, cuyo precio se vería reducido con la aplicación de la nueva *ETD*. Además, estos hogares gastan una menor proporción de sus ingresos en combustible para el transporte privado. En este sentido, se debe tener en cuenta que muchos hogares de rentas bajas no disponen de vehículo privado y, por tanto, no se verían afectados por el aumento del precio de los combustibles para el transporte. Por otro lado, los grupos de renta media son los que gastan una

⁸ Se emplea el gasto por considerarse un mejor *proxy* de la renta permanente del hogar (Goodman y Oldfield, 2004). Los deciles de gasto equivalente se calculan en base al gasto de los hogares relativizado por la escala de equivalencia modificada de la OCDE, teniendo en cuenta así las economías de escala generadas en los hogares en función del tamaño del mismo. La escala modificada de la OCDE valora con 1 a la persona de referencia del hogar, con 0,5 al resto de personas de 14 o más años y con 0,3 al resto de personas menores de 14 años.

mayor proporción de sus ingresos en combustible para el transporte privado, lo que explica que salgan más perjudicados por la reforma, pues la nueva *ETD* encarecerá en mayor medida el uso del transporte privado.

Figura 2

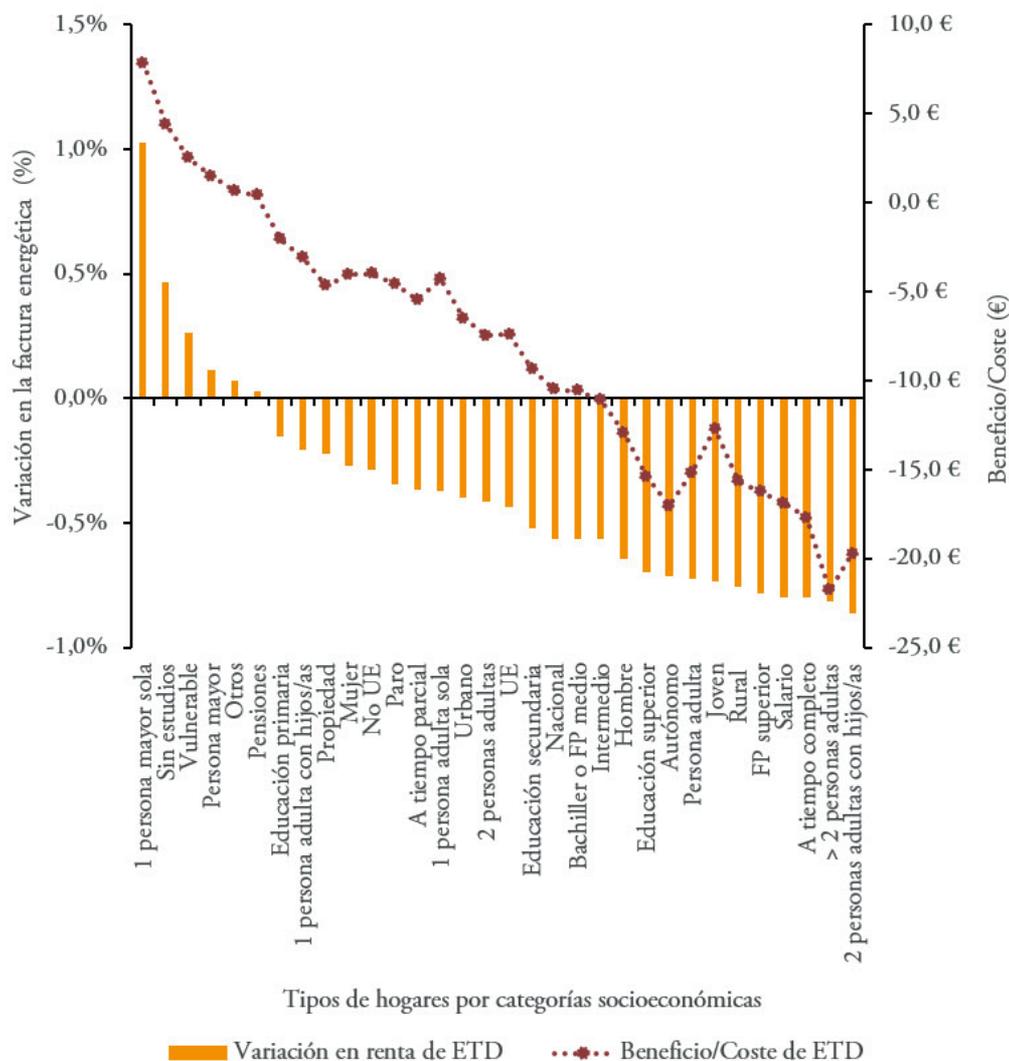
Estructura de consumo de los principales bienes energéticos por deciles



Una de las ventajas y fortalezas de la metodología desarrollada es la granularidad de la información que incorpora, existiendo numerosas características sociodemográficas disponibles que pueden ser de interés para el análisis del impacto distributivo como: la ubicación, el tipo de hogar o algunas características de la persona de referencia del hogar como la edad o el género (Flues y Thomas, 2015). En la figura 3 se observa la variación porcentual en la factura energética en función de numerosas características de los hogares. Así, los hogares compuestos por una persona mayor sola, los hogares vulnerables o los hogares cuya persona de referencia no tiene estudios se beneficiarían en mayor medida de la reforma de la *ETD*. Estos son hogares que dedican una gran parte de su consumo energético a la electricidad, y por lo tanto se ven beneficiados por la bajada de precios en la factura eléctrica contemplada en la reforma impositiva. A su vez, son hogares cuya movilidad depende en mayor medida del transporte público y tienen una menor

Figura 3

Impacto en la factura energética según distintas categorías socioeconómicas



Notas: Las categorías del eje horizontal pertenecen a las siguientes variables: Densidad (urbano, intermedio, rural); Tipo de hogar (> 2 personas adultas, 1 persona adulta con hijos/as, 2 personas adultas, 2 personas adultas con hijos/as, 1 persona adulta sola, 1 persona mayor sola); Principal fuente de ingresos (pensiones, propiedad, autónomos, paro, salario, otros); Edad de la persona de referencia del hogar (joven, persona adulta, persona mayor); Género de la persona de referencia (mujer, hombre); Lugar de nacimiento de la persona de referencia (nacional, UE, no UE); Estudios de la persona de referencia (educación superior, bachiller o FP medio, educación primaria, educación secundaria, FP superior, sin estudios); Jornada laboral de la persona de referencia (a tiempo completo, a tiempo parcial); Pobre energético (vulnerable).

dependencia o uso del transporte privado, por lo que se ven menos afectados por la subida de los precios de los carburantes.

En la otra parte de la distribución encontramos a los hogares que se verían negativamente afectados por la reforma. Entre ellos destacan los hogares compuestos por dos personas adultas con hijas/os, hogares de más de dos personas adultas y los hogares cuya persona de referencia trabaja a tiempo completo. Estos son hogares relacionados con tramos de renta media-alta, que como hemos visto anteriormente realizan un mayor consumo de carburantes para transporte privado. Así, el posible beneficio derivado de la reducción del precio de la factura eléctrica se ve compensado por el mayor coste de los carburantes, especialmente el diésel (cuadro 3).

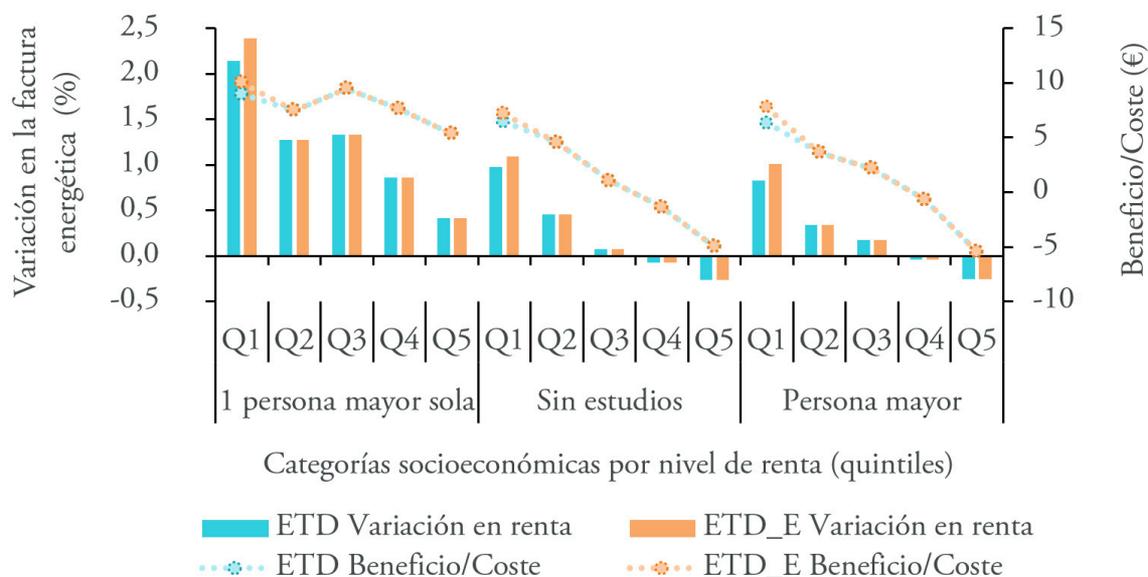
Estos mismos resultados se pueden analizar de forma conjunta para ver el impacto distributivo por nivel de renta en función de determinadas características de los hogares. Esto resulta interesante a la hora de analizar la heterogeneidad existente en los impactos de la reforma en determinados tipos de hogares a medida que aumenta su nivel de renta. En este sentido, es importante subrayar que, debido a la heterogeneidad existente en los patrones de consumo de los distintos bienes energéticos, es necesario hacer un análisis exhaustivo tanto desde la perspectiva de la desigualdad vertical como de la desigualdad horizontal (Pizer y Sexton, 2019).

Así, la figura 4 muestra el impacto distributivo por quintiles en los tipos de hogares más beneficiados por la revisión de la *ETD*. Los hogares más beneficiados serían aquellos que estén compuestos por una persona mayor sola, ya que todos independientemente de su nivel de renta aumentarían su bienestar. Esto se debe a que los hogares de personas mayores que viven solas dedican una proporción significativamente mayor de su factura energética al consumo de electricidad, cuyo precio se vería considerablemente reducido tras la reforma. Además, estos hogares tienen un gasto muy bajo en combustibles para el transporte privado en todos los hogares de la distribución por lo que no se verían muy afectados por el incremento del precio de los mismos.

A este tipo de hogar le siguen los hogares cuya persona de referencia no tiene estudios o es una persona mayor. En ambos casos se observa la misma tendencia: los tres primeros quintiles (donde se concentran la mayoría de los hogares de estas

Figura 4

Impacto distributivo en los tipos de hogares menos afectados por nivel de renta



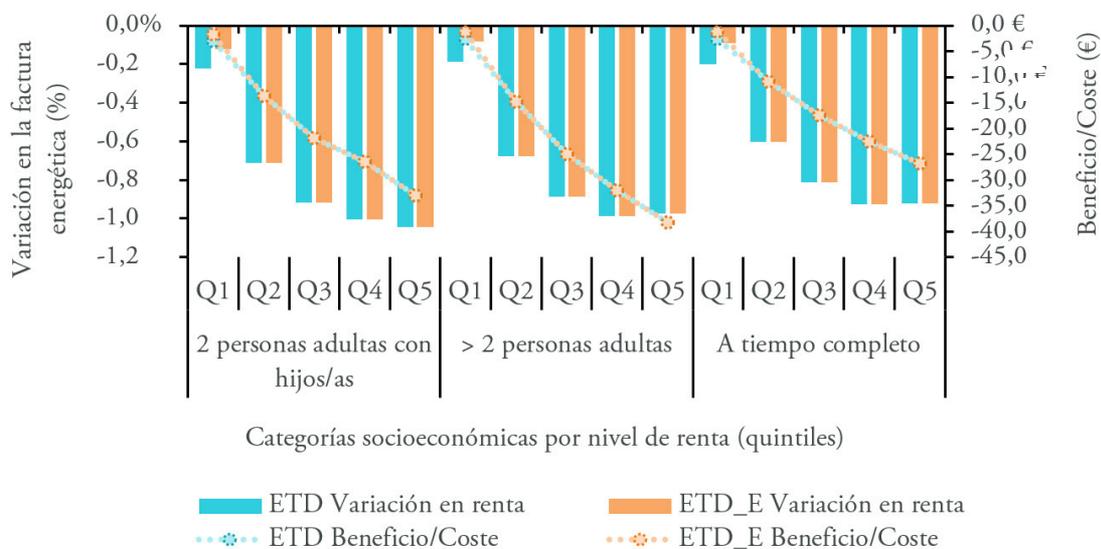
Nota: Se excluyen los hogares vulnerables del análisis de impacto distributivo debido a que estos hogares se encuentran en su totalidad en el Q1.

categorías) se verían beneficiados por la reforma mientras los hogares con rentas superiores sufrirían un ligero descenso en su bienestar. De este modo la reforma sería progresiva en ambos casos.

Por su parte, la figura 5 muestra el impacto distributivo por quintiles en los tipos de hogares más afectados por la nueva *ETD*. En este caso, se observa que el aumento en el gasto en la factura energética del tipo de hogar más afectado por la reforma, aquellos compuestos por dos personas adultas con hijas/os a su cargo, aumenta progresivamente. Sin embargo, se puede observar que la variación porcentual media de la factura energética adopta una forma acampanada en los hogares compuestos por más de dos personas adultas y en los que la persona de referencia del hogar cuenta con un empleo a jornada completa, lo que indica que la nueva *ETD* afectaría proporcionalmente más a las clases medias en esos tipos de hogares. No obstante, en términos absolutos se aprecia una tendencia decreciente progresiva para todos los hogares.

Figura 5

Impacto distributivo en los tipos de hogares más afectados por nivel de renta

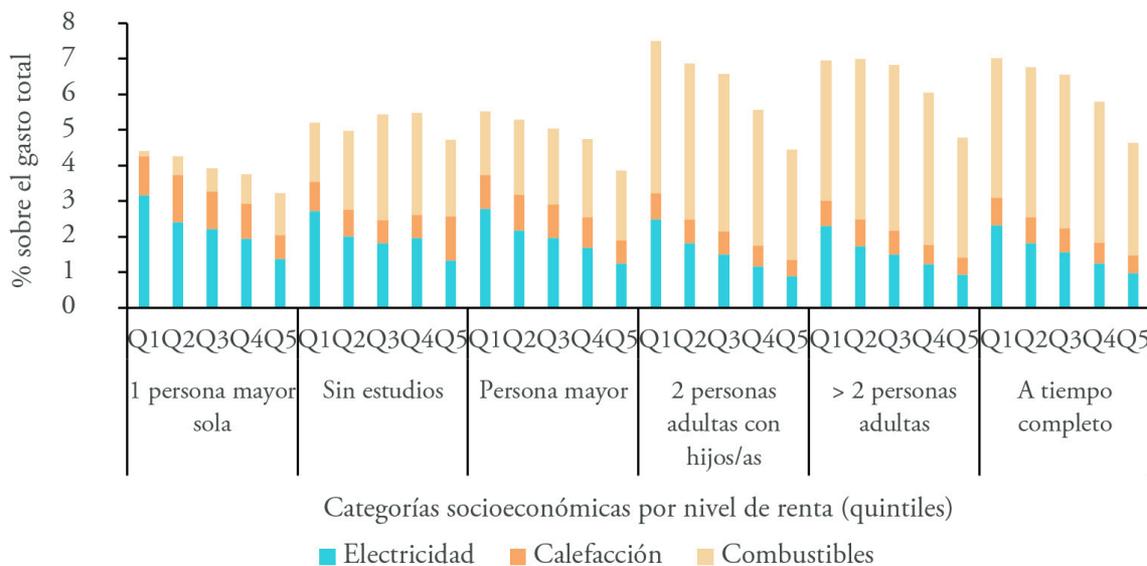


Estos hogares se verían más afectados de forma negativa por la nueva ETD debido a que dedican una mayor proporción de su renta al consumo de combustibles para el transporte (ver figura 6), bienes que sufrirían un aumento considerable en el precio tras la aplicación de los nuevos tipos impositivos (ver cuadro 3). Esto se debe a que son hogares con mayores necesidades de movilidad y dependencia del transporte privado para el desarrollo de trabajos reproductivos o de cuidado y de su actividad profesional, especialmente en tramos de renta media.

Además, en la figura 5 se aprecia la importancia del escenario con exenciones, ya que estas consiguen proteger en cierta medida a los hogares más vulnerables dentro de las categorías más afectadas evitando un encarecimiento en su consumo para calefacción y previniendo el aumento de la pobreza energética. Sin embargo, esta medida no conseguiría evitar del todo el aumento en la factura energética de estos hogares, aunque sí lograría mitigarlo.

Figura 6

Estructura de consumo por quintiles y tipos de hogares menos y más afectados por la revisión de la ETD



4.3. Implicaciones de la reforma para la igualdad de género

A nivel internacional, tanto la ONU como la UE llevan años incidiendo en la necesidad de integrar la perspectiva de género en las políticas públicas, así como en la de realizar análisis de impacto de género que mejoren el diseño de las políticas climáticas. Estas recomendaciones también han calado a nivel nacional, tal y como se puede observar en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España, donde la igualdad de género junto con la sostenibilidad, constituyen dos de las cuatro líneas directrices del plan. En él se enfatiza la necesidad de aplicar la transversalidad de género e igualdad de oportunidades, así como la de incorporar la dimensión de género e inclusión de otros colectivos vulnerables en los sistemas de recogida y análisis de información.

No obstante, aunque la administración pública requiere de la incorporación de un análisis de impacto de género en las memorias económicas de las principales políticas, planes o proyectos legislativos, en la práctica estas valoraciones suelen ser cualitativas o quedar vacías. Para dar respuesta a la apremiante necesidad de ampliar los análisis cuantitativos en este ámbito, en este apartado se analizan

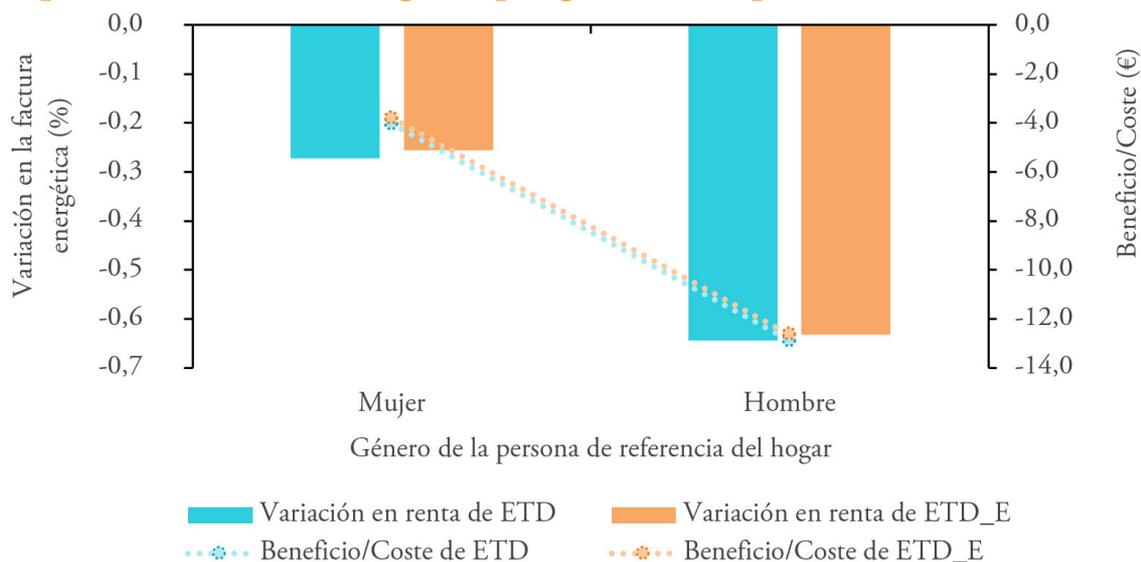
los impactos distributivos que tendría la aplicación de la nueva *ETD* desde una perspectiva de género.

El análisis de impacto de género confirma que la revisión de la *ETD* afectaría en menor medida a los hogares cuya persona de referencia es una mujer en comparación con aquellos cuya persona de referencia es un hombre, aunque ambos tipos de hogares tendrían que hacer frente a un aumento en su gasto energético. De media la factura energética de los hogares liderados por mujeres aumentaría alrededor de un 0,3 %, mientras que en los dirigidos por hombres disminuiría cerca de un 0,6 %. En términos absolutos, esto supondría un coste medio anual de 4 euros para las mujeres y 13 euros para los hombres.

Esto se debe principalmente a que las mujeres dedican un mayor porcentaje de su gasto energético al consumo de electricidad, cuyo precio descendería tras la reforma, mientras que los hombres tienden a tener un mayor gasto en combustibles para el transporte privado, bienes cuyos precios se verían negativamente afectados por la aplicación de la nueva *ETD* (ver figura 9). En este sentido, cabe destacar que en el día a día las mujeres son las principales usuarias del transporte público, sobre todo las de los tramos de renta más bajos, ya que en muchas ocasiones

Figura 7

Impacto en la factura energética por género de la persona de referencia

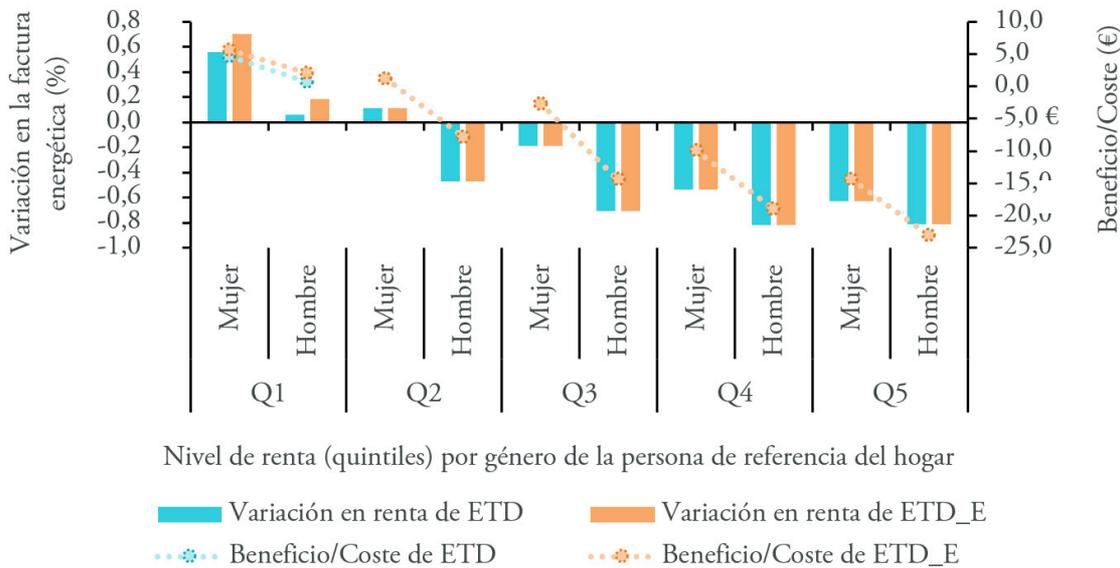


carecen de vehículos en propiedad. Así, estos resultados confirman que la revisión de la *ETD*, y la fiscalidad ambiental, constituyen una oportunidad para diseñar políticas que sean más sensibles al género.

Analizando las diferencias entre los hogares cuya persona de referencia es una mujer o un hombre por nivel de renta, se observa la misma tendencia en todos los quintiles: las mujeres serían las más beneficiadas por la reforma. De hecho, los hogares con una mujer como persona de referencia verían reducida su factura energética en los dos primeros quintiles, a partir de los cuales se incrementan los costes energéticos progresivamente hasta el Q5, en el que de media la aplicación de la nueva *ETD* supondría un coste de 14 euros anuales. Por su parte los hogares con un hombre como persona de referencia solamente verían una mejora en su factura energética en el primer quintil, después su factura energética aumentaría progresivamente, aunque en este caso la variación relativa de su gasto energético sería ligeramente superior en el Q4.

Figura 8

Impacto en la factura energética por nivel de renta y género



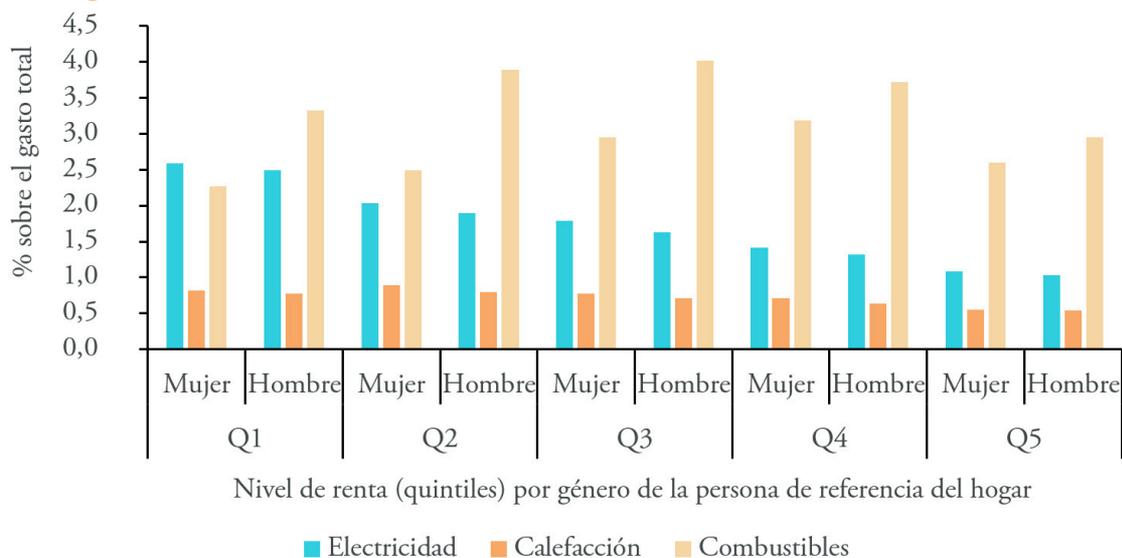
Una vez más, las causas de las diferencias en el impacto distributivo por género y nivel de renta residen en la distinta estructura de consumo de los bienes energéticos de mujeres y hombres, la mayor presencia de las mujeres en hogares de rentas más

bajas y el impacto del nuevo diseño de la *ETD* en los precios finales de los bienes energéticos. Así la revisión de la *ETD* podría conseguir internalizar parte de los costes externos de la contaminación, mientras que a su vez mejora la fiscalidad desde una perspectiva de género. En este sentido, la reforma conllevaría un descenso en el precio de la electricidad, bien de primera necesidad consumido en mayor medida por las mujeres y por los hogares de menor renta, donde también existe una mayor concentración de hogares cuya persona de referencia es una mujer (ver figura 9).

Asimismo, la nueva *ETD* pretende que los combustibles más contaminantes sean los más gravados, de este modo los carburantes para el transporte privado tendrán

Figura 9

Estructura de consumo por quintiles y género de la persona de referencia del hogar



un mayor coste. Estos son bienes consumidos principalmente por los hogares cuya persona de referencia es un hombre en todos los niveles de renta, pero especialmente en los tramos intermedios de la distribución.

A pesar de que los hogares con una mujer de referencia solamente constituyen el 34 % de los hogares españoles, existen ciertas categorías de hogares donde la presencia de las mujeres es notablemente mayor. De hecho, en los hogares

compuestos por una persona adulta con hijas/os, por una persona mayor sola o cuya persona de referencia trabaja a tiempo parcial la presencia de las mujeres no solo aumenta si no que es mayoritaria, concretamente del 78 %, 71 % y 63 % respectivamente. Como se puede observar en el cuadro el impacto de la nueva *ETD* en estos hogares es claramente más beneficioso que para la media de los hogares españoles. Esto es coherente con los resultados anteriormente presentados ya que estos también son hogares que consumen en proporción más electricidad y menos combustibles para el transporte privado. Además, estos hogares se suelen concentrar en los tramos de renta más bajos, lo que explicaría que el gasto energético disminuya en el escenario *ETD_E*, al encontrarse muchos de ellos en situación de vulnerabilidad y por lo tanto se verían beneficiados por las exenciones a la subida de precios de los combustibles para calefacción.

Cuadro 4

Impacto medio en la factura energética de los hogares con mayor proporción de mujeres como personas de referencia del hogar

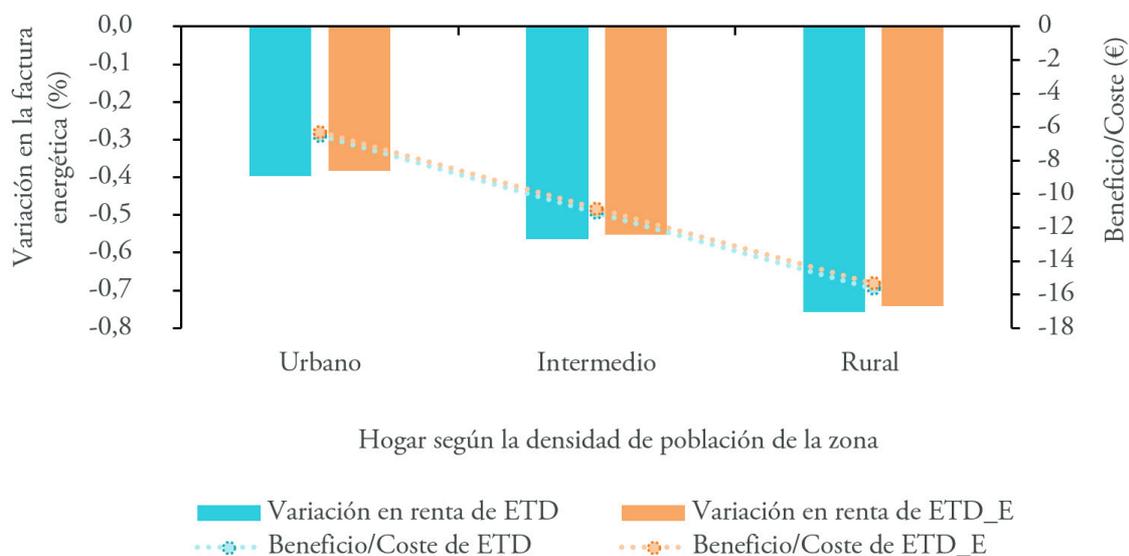
	Escenario <i>ETD</i>		Escenario <i>ETD_E</i>	
	Variación FE	Beneficio / Coste	Variación FE	Beneficio / Coste
1 persona mayor sola	1,02 %	7,8€	1,05 %	8,0€
1 persona adulta con hijas/os	-0,21 %	-3,1€	-0,19 %	-2,8€
Jornada laboral a tiempo parcial	-0,37 %	-5,4€	-0,34 %	-5,0€
Total hogares	-0,54 %	-9,9€	-0,53 %	-9,7€

4.4. Implicaciones de la revisión para el reto demográfico

Existe un amplio debate sobre el impacto de la transición energética en los hogares rurales, ya que estos tienen unas necesidades energéticas diferentes y una mayor dependencia de los combustibles para el transporte privado. Por ello, y para afrontar el reto demográfico y diseñar políticas que contribuyan a reducir las desigualdades territoriales, es importante analizar el impacto que tendría la nueva *ETD* en los hogares según el nivel de ruralidad de estos.

En la figura 10 se observa que la reforma afectaría más a los hogares que residen en zonas diseminadas e intermedias que a aquellos que viven en zonas densamente pobladas. Así los hogares que residen en zonas diseminadas sufrirían un aumento en el gasto energético del 0,8 %, lo que en términos monetarios supondría un

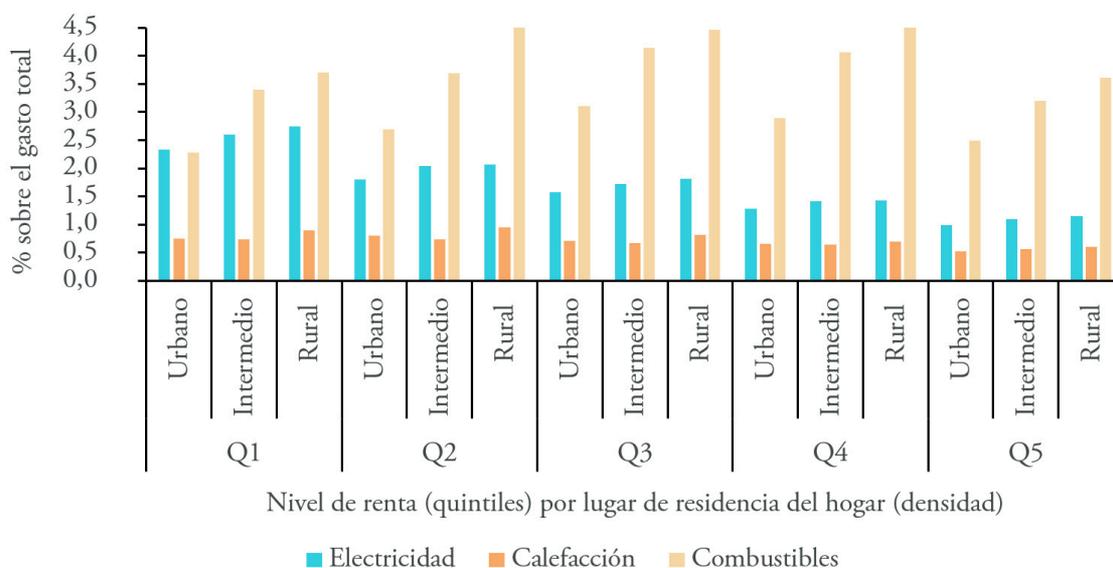
Figura 10

Impacto sobre la factura energética según la densidad del lugar de residencia

aumento medio de la factura energética anual de 15 euros, frente a los 11 euros de las zonas intermedias y 6 euros de las zonas urbanas. Este impacto desigual entre hogares que residen en zonas densamente pobladas y zonas diseminadas se debe principalmente al incremento en el precio de los combustibles para el transporte privado, ya que los hogares que residen en zonas diseminadas e intermedias tienen un consumo superior en todos los bienes energéticos, pero la diferencia con las zonas densamente pobladas es especialmente significativa en estos bienes energéticos (ver figura 11).

En este sentido, existen dos factores determinantes detrás de las diferencias en los patrones de consumo de los hogares de las distintas zonas geográficas que explican la mayor dependencia energética de los hogares rurales: i) mayor gasto en energía debido a determinadas características de las viviendas situadas en zonas intermedias y diseminadas (como la superficie de la vivienda, la certificación energética, tipo de calefacción) y ii) la tendencia a utilizar más el transporte privado en las actividades cotidianas a consecuencia de la falta de alternativas para realizar dichos desplazamientos en las zonas con baja densidad poblacional (Flues y Thomas, 2015; Gago y otros, 2019; Tomás, López y Monsalve, 2020, Tomas y otros, 2021).

Figura 11

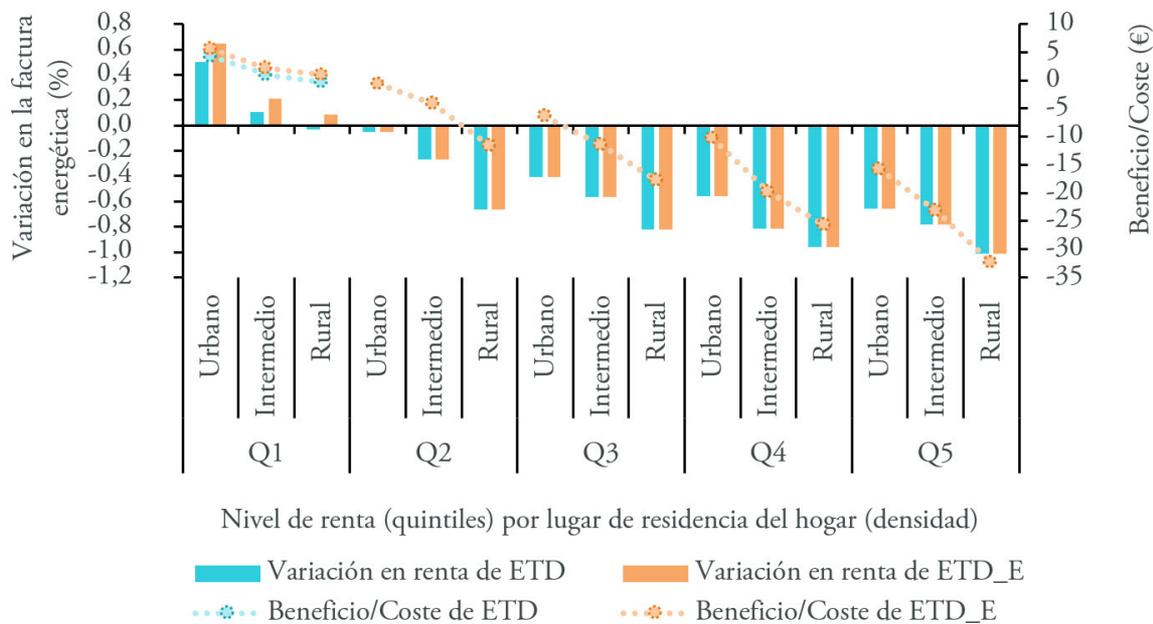
Estructura de consumo por quintiles y densidad del lugar de residencia del hogar

Este mismo análisis, desarrollado por nivel de renta, muestra que todos los hogares del Q1 excepto los que residen en zonas rurales se verían beneficiados por la reforma. Además, los hogares de las zonas urbanas se verían más beneficiados o menos afectados que los de las zonas intermedias y rurales en todos los niveles de renta.

En la figura 12 se observa de nuevo la importancia de diseñar medidas que compensen los efectos adversos en los hogares vulnerables para que la transición energética sea más justa y promueva la igualdad de oportunidades en todo el territorio español. Así, se aprecia que en el escenario con exenciones para los hogares vulnerables (ETD_E) no solamente se consigue mitigar los efectos adversos de los hogares rurales del Q1, sino que además se vería ligeramente beneficiado por la reforma. Esto se debe a que son hogares cuyo gasto en electricidad (bien que vería reducido su precio considerablemente con la nueva ETD) es significativamente superior al resto de hogares y también a que el aumento del gasto en combustibles para el transporte privado (bien necesario para el desarrollo de las actividades cotidianas en las zonas rurales y para el que no existen alternativas reales a día de hoy) se vería compensado por las exenciones a los combustibles para calefacción.

Figura 12

Impacto distributivo por nivel de renta y densidad del lugar de residencia



5. CONCLUSIONES

La transición energética hacia la neutralidad climática requiere de medidas urgentes que sigan la senda marcada en el Pacto Verde Europeo. En este sentido, la fiscalidad energético-ambiental es una herramienta clave y en los últimos años diversos organismos internacionales han recomendado potenciar la imposición ambiental en los sistemas fiscales modernos. Por ello, con el objetivo de adaptar el marco político actual a los nuevos compromisos climáticos, la Comisión Europea ha lanzado una propuesta de reforma de la Directiva sobre Fiscalidad de la Energía, donde se introduce una nueva estructura de tipos impositivos mínimos basada en el contenido energético y el impacto medioambiental de los bienes energéticos.

A pesar de que hasta el momento en España los responsables políticos se han mostrado reacios a acelerar la descarbonización de la economía por la vía de la fiscalidad verde, de aprobarse la reforma de la ETD, España estaría obligada a aumentar los tipos impositivos de aquellos bienes energéticos que estén por

debajo de los nuevos tipos impositivos mínimos. Debido a que este cambio en los tipos impositivos se vería reflejado en el precio de los bienes energéticos (ver cuadro 3), este estudio ha evaluado los impactos distributivos de la reforma de la *ETD* en los hogares españoles.

Los resultados del estudio confirman que la reforma de la *ETD* sería ligeramente progresiva, aunque con algún impacto algo más acentuado sobre algunos hogares de renta media. De este modo las clases medias soportarían en mayor medida la carga de la reforma debido a que estos hogares son los principales consumidores de los combustibles para transporte privado, cuyo precio aumentaría considerablemente con la nueva *ETD*. Por el contrario, los hogares de rentas más bajas, en concreto el 20 % de la población de menor renta, se verían beneficiados por la reforma debido a que dedican una mayor proporción de su factura energética al consumo de electricidad, cuyo precio disminuiría considerablemente al convertirse en el bien energético menos gravado.

En el estudio también se han identificado los hogares que saldrían más beneficiados y perjudicados de implementarse la reforma. Así entre los hogares más beneficiados destacarían los de personas mayores que viven solas y los hogares en los que la persona de referencia no tiene estudios o es mayor. En este sentido, los hogares de personas mayores que viven solas se caracterizan por dedicar un mayor gasto al consumo de electricidad y un porcentaje significativamente menor a carburantes para el transporte privado. Esta misma tendencia se da en los deciles inferiores de los otros dos tipos de hogares anteriormente mencionados, que es donde se concentran la mayoría de los hogares de esa categoría, haciendo que la reforma sea progresiva en ambos casos.

Asimismo, la reforma de la *ETD* no fortalecería la desigualdad de género, ya que la reducción del tipo impositivo de la electricidad beneficiaría a muchos hogares en los que la persona de referencia es una mujer. Estos hogares tienden a dedicar una mayor proporción de consumo a la electricidad y en menor medida a combustibles para el transporte privado, especialmente en los hogares de rentas más bajas donde hay una mayor concentración de hogares liderados por mujeres. Así, estos resultados confirman que la revisión de la *ETD*, y la fiscalidad ambiental,

constituyen una oportunidad para diseñar políticas que sean más sensibles a la dimensión de género.

Por otra parte, entre los hogares más afectados destacan aquellos compuestos por dos personas adultas con hijas/os, por más de dos personas adultas y en los que la persona de referencia del hogar cuenta con un empleo a jornada completa. En este caso la distribución también tendría una forma acampanada exceptuando en los hogares con dos personas adultas con hijas/os en los que la reforma sería progresiva. Al contrario que los hogares beneficiados, estos hogares tienen un gasto superior en combustibles para el transporte privado, bienes energéticos con un aumento significativo de aplicarse la reforma.

Otro grupo que también se vería afectado por la nueva *ETD* y que es importante tener en cuenta a la hora de diseñar este tipo de políticas son los hogares rurales. Esto se debe a la gran dependencia que tienen del transporte privado para realizar sus actividades cotidianas. Además, en este caso no solo el consumo de combustibles es más elevado que el de la electricidad en todos los tramos de la distribución, sino que no existen alternativas reales de movilidad que permitan un cambio en los patrones de consumo de los hogares que viven en zonas diseminadas e intermedias en el corto plazo.

Al mismo tiempo, los resultados del presente estudio muestran que las exenciones en el aumento de los tipos impositivos en los combustibles para calefacción para los hogares vulnerables son relevantes a la hora de mitigar y/o revertir los efectos adversos en los grupos más afectados por la reforma. No obstante, en el estudio se identifican algunos grupos sociales de menor renta que aun en el escenario con exenciones soportarían un impacto negativo por su mayor dependencia al uso del vehículo privado y menores alternativas. En estos casos, se recomienda analizar de forma más detallada medidas dirigidas específicamente a estos grupos que puedan conseguir paliar en el corto o medio plazo los efectos adversos que las exenciones no llegan a revertir.

Finalmente, este estudio contribuye a la hora de implementar la reforma de la *ETD* en España ya que permite la identificación de los hogares más afectados por la reforma y facilita el diseño de políticas más progresivas que contribuyan a

reducir las desigualdades y fortalezcan la justicia social. Por ello, estos hallazgos podrían ser de interés para los responsables políticos de forma que contribuyan a alcanzar una transición hacia una economía neutra en carbono, más justa y social y políticamente viable.

REFERENCIAS

BADOUARD, T. y ALTMANN, M. (2020). Final Report – Energy Subsidies: Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments. European Commission.

BLANCHET, T., CHANCEL, L. y GETHIN, A. (2019). *Has the European social model withstood the rise in inequalities? Inequalities and redistribution in Europe, 1980–2017*. World Inequality Lab. <https://wid.world/document/european-inequality-wil-summary-2019-en-pdf/>.

CERSTE. (2014). Comisión de Expertos para la Reforma del Sistema Tributario Español. https://www.hacienda.gob.es/es-ES/Prensa/En%20Portada/2014/Paginas/20140313_CE.aspx.

EUROPEAN COMMISSION. (2019a). Communication on the European green deal, COM (2019) 640 final.

EUROPEAN COMMISSION. (2019b). *The Environmental Implementation Review 2019. Country report – Spain*. Comisión Europea. https://ec.europa.eu/environment/eir/pdf/report_es_en.pdf.

EUROPEAN COMMISSION. (2020a). Stepping up Europe's 2030 climate ambition Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people. COM (2020) 562 final.

EUROPEAN COMMISSION. (2020b). Tax policies in the European Union: 2020 survey. https://ec.europa.eu/taxation_customs/system/files/2020-01/tax_policies_in_the_eu_survey_2020.pdf.

EUROPEAN COMMISSION. (2020c). 2020 report on the State of the Energy Union pursuant to Regulation (EU) 2018/1999 on Governance of the Energy Union and Climate Action. COM (2020) 950 final.

EUROPEAN COMMISSION. (2021a). *Proposal for a COUNCIL DIRECTIVE restructuring the Union framework for the taxation of energy products and electricity (recast) COM/2021/563 final*. Comisión Europea. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0563&from=en>.

EUROPEAN COMMISSION. (2021b). Communication on ‘Fit for 55’: delivering the EU’s 2030 climate target on the way to climate neutrality, COM (2021) 550 final.

FLUES, F. y THOMAS, A. (2015). The distributional effects of energy taxes. *OECD Taxation Working Papers, No. 23*. Paris: OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/5js1qwkqrbv-en>.

FMI. (2018). *Spain. Staff report for the 2018 article IV consultation, IMF Country Report No 18/330*. <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/CR/2018/cr18330.ashx>.

GAGO, A., LABANDEIRA, X., LABEAGA, J. M. y LOPEZ-OTERO, X. (2019). *Impuestos energético-ambientales en España: Situación y propuestas eficientes y equitativas*. Fundación Alternativas. https://www.fundacionalternativas.org/public/storage/publicaciones_archivos/58ce043c930b1da7b5d92cfffac6f5215.pdf.

GOODMAN, A. y OLDFIELD, Z. (2004). Permanent differences? Income and expenditure inequality in the 1990s and 2000s (Issue R66). IFS Report.

IEA. (2015). *Energy Policies of IEA Countries: Spain 2015 Review*. Paris (France): International Energy Agency Paris, France. https://iea.blob.core.windows.net/assets/2b3ca35b-3ff7-4c70-b59c-7093ac4b1b51/IDR_Spain2015.pdf.

LABANDEIRA, X. LABEAGA, J. M. y LÓPEZ-OTERO, X. (2017). A Meta-analysis on the Price Elasticity of Energy Demand. *Energy Policy, Vol 102*, pp. 549-568. Doi: 10.1016/j.enpol.2017.01.002.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO. (2020). Anteproyecto de Ley por el que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico, a los efectos previstos en el artículo 26.4 de la Ley 50/1997, de 27 de noviembre, del Gobierno de España. <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=374>.

OCDE. (2015). *OECD Environmental Performance Reviews: Spain 2015*. <https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/9789264226883-en>.

OCDE. (2017). *Estudios Económicos de la OCDE: España 2017*. <https://www.oecd.org/economy/surveys/Spain-2017-OECD-economic-survey-overview-spanish.pdf>.

OCDE. (2021). *OECD Economic Surveys: Spain 2021*. OECD Publishing. <https://doi.org/10.1787/19990421>.

PIZER, W. A. y SEXTON, S. (2019). The Distributional Impacts of Energy Taxes. *Review of Environmental Economics and Policy*, 13(1), pp. 104–123. <https://doi.org/10.1093/reep/rey021>.

TOMÁS, M., GARCÍA-MUROS, X., ALONSO-EPELDE, E., ARTO, I., RODRÍGUEZ-ZÚÑIGA, A., MONGE, C. y GONZÁLEZ-EGUINO, M. (2021). *Fiscalidad verde y transición justa: Análisis de impacto de medidas compensatorias para el caso del diésel en España*. OTEA. <https://otea.info/reports/OTEAEstudioFiscalidadVerde.pdf>.

TOMÁS, M., LÓPEZ, L. A. y MONSALVE, F. (2020). Carbon footprint, municipality size and rurality in Spain: Inequality and carbon taxation. *Journal of Cleaner Production*, 266, 121798. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.121798>.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Deposito Legal: M-7537-2016