



Papeles de Energía

Nº22

Septiembre 2023

Indicadores de vulnerabilidad al transporte: un nuevo marco basado en la *Encuesta de Presupuestos Familiares*

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

The economics of fossil decarbonisation in industrial processes for a targeted policy design

Timo Gerres

La diversificación tecnológica de las eléctricas españolas y su descarbonización en el largo plazo (1960-2020)

Sara Cano-Rodríguez y Mar Rubio-Varas

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)

Antón Joseba Arriola Boneta

Manuel Azuaga Moreno

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez



Índice

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

7 **Indicadores de vulnerabilidad al transporte: un nuevo marco basado en la *Encuesta de Presupuestos Familiares***

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

61 **The economics of fossil decarbonisation in industrial processes for a targeted policy design**

Timo Gerres

79 **La diversificación tecnológica de las eléctricas españolas y su descarbonización en el largo plazo (1960-2020)**

Sara Cano-Rodríguez y Mar Rubio-Varas

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

Artículos seleccionados del XVIII 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 XVIII Congreso de la AEEE, celebrado en Castellón en mayo de 2023. 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, **Eva Alonso-Epelde, Xaquín García-Muros, y Mikel González-Eguino**, de BC3, proponen un marco para medir una nueva dimensión de la pobreza energética, la pobreza del transporte, entendida como la que resulta cuando los individuos no tienen a su alcance opciones de movilidad adaptadas a sus necesidades, capacidades, o condiciones físicas; cuando no pueden mantener un nivel de calidad de vida razonable por falta de opciones de transporte; cuando los gastos de movilidad hacen que los ingresos restantes sean insuficientes; cuando el tiempo de desplazamiento diario sea excesivo; o cuando se viaje regularmente en condiciones peligrosas, inseguras o insalubres.

Los investigadores, a partir de la información recogida en la *Encuesta de Presupuestos Familiares*, desarrollan tres indicadores, así como una medida compuesta de asequibilidad y accesibilidad, que permiten una replicación y comparación intertemporal y geográfica más sencilla que las de aproximaciones previas (aunque evidentemente a costa de presentar limitaciones sobre los aspectos que se miden de la pobreza en el transporte: los investigadores se centran en la vertiente de la asequibilidad). Las tres métricas propuestas miden el gasto de los individuos en transporte frente a otras referencias: el 10 % del gasto total, el doble de la mediana nacional, y una combinación de renta baja y gasto elevado. El indicador compuesto combina la asequibilidad con el acceso, considerando un usuario vulnerable a la pobreza en el transporte cuando sus gastos son elevados, sus ingresos bajos, y su gasto en transporte público inferior a la mediana nacional.

Los resultados de la aplicación de estos indicadores al caso español muestran que, cuando se tiene en cuenta criterios de renta para evitar falsos positivos, el número de hogares vulnerables a la pobreza en el transporte se situaría en 2019 entre 446.000 y 671.000, esto es, entre el 2,4 % y el 3,6 % de los hogares totales, o entre el 3,4 % y el 5,2 % de los hogares que realizan gastos de transporte. Estas cifras no han variado mucho desde 2006, siendo el precio de los combustibles el principal factor de la variación. Los autores también subrayan la influencia de la renta, el tamaño y la densidad del municipio de residencia, el género y edad de los individuos, o la situación ocupacional del hogar, sobre la vulnerabilidad a la pobreza en el transporte. Así, los hogares de rentas bajas, los hogares rurales, los hogares cuya persona de referencia es adulta o está empleada, o los hogares en

los que todos los miembros están ocupados, deberían ser prioritarios para el diseño de las posibles medidas paliativas.

En segundo lugar, **Timo Gerres**, de la Universidad Pontificia Comillas-IIT, analiza los aspectos económicos de la descarbonización en el ámbito industrial, ofreciendo una categorización de las modificaciones de los procesos industriales necesarias basada en la incertidumbre de los costes. Así, muestra que los costes de inversión y los parámetros técnicos de los procesos son mejor conocidos, mientras que hay gran incertidumbre acerca del precio de los materiales, del precio de la energía (actual o de las alternativas), o del precio de las emisiones. Y que distintos cambios de procesos presentan distintos niveles de incertidumbre en estos elementos.

El autor ilustra los impactos de estas incertidumbres en cuatro casos: la mejora de eficiencia del proceso, el cambio de combustible, la captura de emisiones, o el cambio de materias primas. La mejora de eficiencia de los procesos es la opción más atractiva para los aversos al riesgo, pero no es capaz de llevar a la descarbonización completa. Esto solo lo logran el resto de opciones, que sin embargo presentan más incertidumbres. El factor fundamental que dirige la captura de emisiones es el precio del CO₂, mientras que el cambio de materias primas hace el análisis más complejo y más incierto.

Gerres concluye que las incertidumbres presentadas pueden afectar significativamente al caso de negocio de la descarbonización, y por tanto deberían ser consideradas por una política industrial necesaria para guiar la transición del sector. Una política que sólo apoye la inversión sesgará esta hacia procesos con elevados costes fijos. Por lo tanto, son necesarias políticas que reduzcan el riesgo en los costes de operación, como los contratos por diferencias de carbono o los contratos por diferencias para energía.

Por último, **Sara Cano-Rodríguez** y **Mar Rubio-Varas**, de la Universidad Pública de Navarra, realizan un análisis comparativo de la diversificación tecnológica de las compañías eléctricas españolas en el período 1960-2020 y de sus consecuencias para la descarbonización en el largo plazo. Su objetivo es encontrar patrones de

comportamiento que ayuden a entender las tendencias que seguirán las compañías eléctricas en el futuro y revelar los ritmos del cambio tecnológico.

A partir de la recomposición de la generación eléctrica por tecnología de las empresas de generación eléctrica en la España peninsular desde 1960, las autoras encuentran tres períodos significativos de diversificación: el de las décadas de los 60 y los 70, con la entrada de carbón y el fuel oil, que es el de mayor diversificación, pero a la vez mayores emisiones; el de la década de los 80, con la inversión nuclear y la desaparición del fuel-oil, que reduce las emisiones; y el último, a partir de los 2000, en el que aumenta la diversificación y se reducen las emisiones. 2010 es el año con mayor diversificación tecnológica del período analizado. Las empresas más grandes han sido las más diversificadas, pero no las menos intensivas en carbono. También encuentran que cada empresa eléctrica ha seguido una trayectoria de diversificación tecnológica propia que la ha situado en una posición diferente ante la transición energética, y que la diversificación se ha realizado mediante mecanismos que han ido variando con el tiempo.

Las autoras concluyen en que, si bien la diversificación es fundamental para la descarbonización, las tecnologías que se incorporen deben ser bajas en emisiones. También constatan que las grandes empresas están en situaciones muy distintas de cara a la transición energética, con algunas con clara posición competitiva, y otras que se enfrentan a importantes retos para la descarbonización, en gran parte asociados a sus distintos legados tecnológicos. En este sentido, recomiendan adecuar las exigencias de innovación tecnológica a la realidad de cada empresa.

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.

Indicadores de vulnerabilidad al transporte: un nuevo marco basado en la *Encuesta de Presupuestos Familiares*

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

Resumen

La transición energética representa una gran oportunidad, pero también puede afectar de manera desproporcionada a los hogares vulnerables. Por lo tanto, es fundamental identificar estos grupos vulnerables para que las posibles políticas de compensación puedan llegar a los más necesitados. Aunque se ha prestado una atención creciente a la identificación de grupos vulnerables a la pobreza energética, existe otra dimensión de la política energética en la que la investigación aún no ha puesto suficiente énfasis: la pobreza en el transporte. Por lo tanto, proponemos un marco inicial para medir la pobreza del transporte que utiliza información de la *Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF)*, una rica fuente de datos disponible y accesible en numerosos países. Por lo tanto, nuestro marco se puede ampliar y utilizar en diferentes contextos y regiones, y permite monitorear la pobreza del transporte a lo largo del tiempo. Con ese fin, desarrollamos tres indicadores que cubren la dimensión de asequibilidad de la pobreza en el transporte (10 %, 2M, LIHC) y uno que por primera vez también ofrece una medida compuesta de asequibilidad y accesibilidad (*VTU*) fácilmente replicable. Asimismo, aplicamos el marco al caso de estudio de España.

Palabras clave: pobreza del transporte, pobreza energética, vulnerabilidad, asequibilidad del transporte, accesibilidad del transporte.

* Basque Centre for Climate Change (BC3) y Universidad del País Vasco (UPV/EHU).

** Basque Centre for Climate Change (BC3). Ikerbasque, Basque Foundation for Science, Bilbao, Spain. Massachusetts Institute of Technology (MIT), MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Cambridge, MA, USA.

*** Basque Centre for Climate Change (BC3), Ikerbasque, Basque Foundation for Science, Bilbao, Spain y Universidad del País Vasco (UPV/EHU).

1. INTRODUCCIÓN

Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero a la velocidad y escala necesarias para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París y los compromisos adquiridos en *European Green Deal* exigirá una profunda transformación del sistema energético (Rama *et al.*, 2022). Para tener éxito, la transición energética tiene que ser socialmente justa y equitativa. Aunque la transición energética representa una oportunidad en términos de creación neta de empleo para los países importadores de combustibles fósiles (Markandya *et al.*, 2016; OECD, 2011, 2017), también puede afectar de manera desproporcionada a los hogares vulnerables (Böhringer, García-Muros y González-Eguino, 2022; Feindt *et al.*, 2021).

Los hogares vulnerables tienen más dificultades para aprovechar las oportunidades de la transición energética debido a la falta de acceso a la financiación, la información o las infraestructuras y esto podría socavar la aceptabilidad pública de las medidas (Maestre-Andrés, Drews y van den Bergh, 2019). Así, debido a la creciente preocupación por los posibles efectos sociales de las reformas necesarias, instituciones como la Comisión Europea están proponiendo medidas para paliar los efectos adversos sobre la población vulnerable. Por ejemplo, el Fondo Social para el Clima (FSC) tiene como objetivo canalizar recursos para mitigar los posibles efectos adversos que pueda generar algunas medidas del paquete “Fit for 55”¹ sobre los colectivos vulnerables. Así, para que estas y otras políticas similares tengan el efecto esperado, es necesario tener identificados desde un inicio a los grupos vulnerables y la dimensión que estos tienen en la sociedad.

Si bien en los últimos años, se ha prestado una atención creciente a la identificación de los grupos vulnerables a la pobreza energética, una situación en la que los hogares no pueden acceder a servicios y productos energéticos esenciales en sus viviendas (Adom *et al.*, 2021; Adusah-Poku y Takeuchi, 2019; Bednar

1 Para dar continuidad a los compromisos adquiridos en el *European Green Deal* y al nuevo objetivo de reducción de emisiones (-55 % para 2030 con respecto a los niveles de 1990), la Comisión Europea (CE) 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. Para ello la Comisión Europea ha presentado el paquete “Fit for 55”, el cual contiene numerosas propuestas legislativas para revisar todo el marco climático y energético de la UE a 2030.

y Reames, 2020; Castaño-Rosa *et al.*, 2019; Dong, Ren y Zhao, 2021; Halkos y Gkampoura, 2021), la investigación aún no ha hecho suficiente hincapié en otra dimensión de la pobreza energética, como es la pobreza asociada al transporte o la movilidad. De hecho, la pobreza relacionada con el transporte es cada vez más relevante debido a varios factores. En primer lugar, una parte significativa de la factura energética de un hogar se dedica a transporte. Así, en la UE-27, el 49,5 % del total de la factura energética de los hogares se dedica a combustible o servicios de transporte². En segundo lugar, la pobreza en el transporte puede limitar el acceso a necesidades básicas como el acceso a la educación, al trabajo, a la sanidad o a participar plenamente en la sociedad (Pereira, Schwanen y Banister, 2017; Simpson, 2003). En tercer lugar, las emisiones del transporte por carretera no han dejado de crecer en las últimas décadas, por lo que las políticas fiscales o regulatorias estarán cada vez más dirigidas a abordar la descarbonización de este sector.

Aunque existe una literatura emergente (Berry *et al.*, 2016; Carruthers, Dicky Saurkar, 2005; Dodson y Sipe, 2007; Lovelace y Philips, 2014; Lucas *et al.*, 2016; Mattioli, Wadud y Lucas, 2016, 2018; Tao *et al.*, 2020) que analiza y propone indicadores de pobreza en el transporte, es necesario seguir avanzando en este ámbito. Además, existe una limitación clave que es común a los estudios previos, y es que estos proponen indicadores que dependen de la recopilación de grandes cantidades de información, basada en encuestas específicas (Salon y Gulyani, 2010) o trabajo de campo para áreas específicas (Carruthers, Dick y Saurkar, 2005). Así, estas aproximaciones requieren un esfuerzo sustancial y limitan su elaboración periódica o la extensión a áreas más amplias como un país entero o la intercomparación entre países.

De este modo, el objetivo de este estudio es definir un marco de indicadores de pobreza en el transporte que permita monitorizar y evaluar la dimensión del problema con la finalidad de mejorar el diseño de políticas dirigidas a proteger a los hogares vulnerables. Para desarrollar este marco hemos utilizado la información de los microdatos de la *Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF)* de España desde 2006 a 2021. El estudio muestra la evolución de los indicadores

² Datos de 2015 por ser los últimos datos prepandemia.

propuestos y el potencial de la gran cantidad de microdatos contenidos en la *EPF* para un análisis muy detallado de la pobreza en el transporte en diferentes grupos sociodemográficos.

Nuestro estudio supone una oportuna contribución a la literatura en un contexto en el que los Estados miembros de la UE están obligados a considerar medidas contra la pobreza en el transporte (por ejemplo, Fondo Social para el Clima, European Commission, [2021]) pero faltan definiciones e indicadores comunes. Además, este marco también puede ser útil para otros países no pertenecientes a la UE, ya que la mayoría de ellos ya disponen de encuestas y bases de datos similares.

El estudio está estructurado de la siguiente manera: la sección 2 presenta de forma breve las aproximaciones que se han hecho hasta la fecha en lo que respecta a la conceptualización y medición de la pobreza de transporte; la sección 3 describe la metodología que nos ha permitido definir y calcular unos indicadores útiles tanto para la evolución y seguimiento del fenómeno como para los análisis de impacto de políticas climáticas; la sección 4 presenta y analiza los principales resultados de la aplicación de los índices anteriormente descritos para el caso de España; la sección 5 constituye una discusión de los resultados obtenidos y presenta las limitaciones de los índices seleccionados y la sección 6 resume las principales conclusiones del estudio y hace recomendaciones para futuros estudios.

2. REVISIÓN DE LA LITERATURA

2.1. Conceptualización de la pobreza de transporte

A pesar de los esfuerzos de algunos autores por definir la pobreza en el transporte, todavía no existe una definición común y bien establecida que conceptualice el fenómeno. De hecho, establecer una definición estándar para la pobreza en el transporte puede ser algo complicado debido a varias cuestiones. Así, por ejemplo, la movilidad está estrechamente relacionada con la provisión de acceso a otros bienes, servicios y actividades socioeconómicas que en ocasiones son temporales y dependen del contexto geográfico, lo que dificulta definir una necesidad común

de transporte. Además, es una condición que afecta más a nivel individual, es decir, puede afectar a un miembro del hogar y no al resto (Booth, Hanmer y Lovell, 2000; Robinson y Thagesen, 2017).

La investigación de Wachs y Kumagai (1973) presentó por primera vez la accesibilidad al empleo y los servicios urbanos como una medida importante de

Cuadro 1

Definiciones de las nociones para conceptualizar la pobreza de transporte

Noción	Definición
Asequibilidad del transporte	Se refiere a la capacidad de los hogares para hacer frente a los gastos derivados de la movilidad básica necesaria para acceder a actividades esenciales como la educación, el trabajo, las compras y la atención médica (Litman, 2021). Así, un hogar sería vulnerable si carece de los recursos para pagar opciones de transporte, ya sea transporte público o privado.
Pobreza de movilidad	Está relacionada con una falta sistémica de transporte y opciones de movilidad, a menudo relacionada con la falta de servicios o infraestructuras (Lucas <i>et al.</i> , 2016; Moore, Lucas y Bates, 2013).
Pobreza de accesibilidad	Se refiere a la incapacidad de acceder a actividades sociales o económicas clave en tiempo, facilidad y costo razonables (Social Exclusion Unit, 2003; Abley, 2010). Por tanto, siendo el transporte un medio necesario para satisfacer determinadas necesidades y hacer efectivos determinados derechos (Cebollada, 2006), la pobreza de accesibilidad reproduce las condiciones generales de pobreza y perpetúa la exclusión social.
Exposición a las externalidades del transporte	Las exposiciones negativas desproporcionadas al sistema de transporte, como las enfermedades crónicas y las muertes por la contaminación relacionada con el tráfico o las víctimas del tráfico, también se consideran otra dimensión de la pobreza de transporte en definiciones más amplias (Barter, 1999; Booth, Hanmer y Lovell, 2000; <i>Planning and Design for Sustainable Urban Mobility</i> . Pdf, n.d.).

Fuente: Adaptado de Lucas *et al.* (2016).

la calidad de vida, considerando así la accesibilidad a los medios de transporte como una medida de la desigualdad social y económica. Más tarde la Social Exclusion Unit (2003) puso en el centro la problemática del transporte, ya que esta constituye un factor clave en la exclusión social, dificultando el acceso de las personas a la educación, el trabajo, la sanidad u otras actividades esenciales para participar de forma plena en la sociedad.

Desde entonces se han utilizado diferentes términos para referirse a la pobreza en el transporte, lo cual dificulta la consistencia y coherencia entre la literatura académica. Por ello, Lucas *et al.* (2016) proponen establecer un léxico común para las nociones que ayudan a conceptualizar la pobreza de transporte (ver **cuadro 1**).

Basándose en las nociones previamente descritas en el **cuadro 1**, Lucas *et al.* (2016) desarrollaron una nueva definición única para la pobreza en el transporte, afirmando que un individuo se encuentra en situación de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte si cumple alguna de las siguientes condiciones: i) No tener a su alcance opciones de movilidad adaptadas a sus necesidades, sus capacidades o condiciones físicas; ii) No poder mantener una calidad de vida razonable por la falta de opciones de transporte que le permitan llegar a lugares donde pueda realizar sus actividades diarias; iii) Tener un ingreso residual, una vez cubiertas las necesidades de gasto en movilidad, por debajo del umbral oficial de pobreza; iv) Tener que invertir un tiempo excesivo en los desplazamientos diarios, por lo que corre el riesgo de sufrir pobreza de tiempo o aislamiento social; o v) Tener que viajar regularmente en condiciones peligrosas, inseguras o insalubres.

2.2. Medición de la pobreza de transporte

De cara a proponer estrategias para mejorar la situación de los usuarios vulnerables al transporte, es necesario entender la dimensión del problema. Para ello, es imprescindible contar con una batería de indicadores que nos permitan estimar a qué porcentaje de la población afecta este fenómeno. No obstante, como no hay una definición estándar de vulnerabilidad al transporte tampoco hay unos indicadores estándar definidos para medir el alcance de la problemática.

Siguiendo el marco de Lucas *et al.* (2016) podemos caracterizar los diferentes estudios para medir la pobreza en el transporte realizados en las últimas décadas. El **cuadro 2** resume algunos de los esfuerzos que se han propuesto en la literatura para cuantificar el alcance de la pobreza en el transporte. Aunque muchos de estos índices intentan medir el alcance de la pobreza relacionada con el transporte, la mayoría de ellos son complejos y difíciles de replicar en el tiempo y en distintas regiones, ya que o bien han utilizado datos específicos recopilados para cada estudio, o bien utilizan estadísticas nacionales que no están disponibles en todos los países. Estas medidas pueden ser útiles para proporcionar una imagen de la magnitud de la pobreza en el transporte en un momento determinado y en un contexto

Cuadro 2

Indicadores de vulnerabilidad al transporte

	Indicador	Descripción	Estudio
	10 %	Un hogar está en pobreza de transporte si gasta más del 10 % de su gasto en transporte privado o público.	RAC Foundation (2012)
		Un individuo está en pobreza de transporte si gasta más del 10 % de sus ingresos en viajes de trabajo.	Lovelace y Philips (2014)
Métricas de asequibilidad	Métrica de bajos ingresos y altos costos: estrés económico relacionado con el vehículo (CRES)	Un hogar experimenta estrés económico relacionado con el automóvil si el porcentaje de los ingresos gastados en la utilización de vehículos motorizados es más del doble de la mediana de la proporción de ingresos gastados en la utilización de vehículos en el primer año del conjunto de datos (9,5 %) y si su renta disponible después restar los gastos de vivienda y utilización de vehículos están por debajo del 60 % de la mediana.	Mattioli, Wadud y Lucas (2016 y 2018).
	Propiedad forzada de vehículos (FCO)	Para estar en FCO los hogares deben cumplir 2 condiciones: i) poseer al menos un automóvil y ii) tener carencias materiales, es decir, reportar dificultades para pagar el alquiler, la hipoteca, el mantenimiento del hogar, las facturas de energía o alimentos.	Mattioli (2017)

Cuadro 2 (continuación)

Indicadores de vulnerabilidad al transporte

	Indicador	Descripción	Estudio
Métricas de asequibilidad	Índice de asequibilidad del transporte público	Se refiere al porcentaje de ingresos necesarios para realizar sesenta viajes de ida de 10 km al mes en transporte público. Para calcular el índice de asequibilidad los autores utilizan los siguientes datos: i) nivel de ingresos en cada área, ii) cantidad de viajes y iii) nivel de tarifas en esas áreas.	Carruthers, Dick y Saurkar (2005)
	Índice de vulnerabilidad por aumento en los gastos en carburantes (VIPER)	El estudio propone un enfoque que permite medir la vulnerabilidad de los hogares a los picos de precios de los combustibles a escala suburbana local. El índice se construye a partir de tres variables del censo australiano: i) índice socioeconómico por áreas, ii) propiedad de vehículos motorizados en el hogar; y iii) dependencia del automóvil para el traslado al trabajo.	Dodson y Sipe (2007)
Métricas de pobreza de movilidad	Opciones de viaje	Los autores utilizan una encuesta para identificar y analizar a los residentes que no pueden pagar ninguna de las opciones de transporte motorizado disponibles, identificando numerosas barreras que limitan las opciones de movilidad, especialmente para mujeres y niños.	Salon y Gulyani (2010)
	Espacio de actividad	El estudio utiliza cuatro indicadores para capturar la extensión espacial y la diversidad del espacio de actividad: i) círculo de distancia estándar (<i>SDC</i>) ii) distancia total recorrida (<i>TDT</i>), iii) número de ubicaciones geográficas visitadas (<i>NGL</i>) y iv) número de actividad única a lugares (<i>NAP</i>).	Tao <i>et al.</i> (2020)
Métricas de accesibilidad	Índice de accesibilidad	El estudio calcula la accesibilidad en función de las oportunidades de empleo en un destino determinado. La ecuación para estimar la accesibilidad se compone de las siguientes variables: i) número de oportunidades relevantes en el lugar de destino; ii) tiempo de viaje, distancia o costo de un viaje entre dos ubicaciones y iii) la función de impedancia que mide la separación espacial entre dos ubicaciones.	Shen (1998)

Cuadro 2 (continuación)

Indicadores de vulnerabilidad al transporte

	Indicador	Descripción	Estudio
	Índice sintético de servicio adecuado	Propone un índice de información georreferenciado para medir el pobre acceso urbano al transporte público en Brasil. Está compuesto por: gasto medio mensual en transporte; distancia a pie a la parada de autobús más cercana, avance promedio, tiempo de viaje promedio, confiabilidad del servicio, capacidad, seguridad y protección.	Gomide, Leite y Rebelo (2005)
	Desventaja de transporte	El estudio utiliza datos secundarios y una encuesta cuantitativa de hogares para estudiar la accesibilidad del transporte y cómo la falta de opciones de transporte público afecta a los hogares.	Currie <i>et al.</i> (2010)
Métricas de accesibilidad	Espacios de actividades rurales	Mide los espacios de actividad de 157 personas durante los días de la semana, los fines de semana y durante una semana utilizando diarios de actividades semanales y grupos focales para explicar las diferencias entre diferentes grupos socioespaciales.	Kamruzzaman y Hine (2012)
	Medida general de la accesibilidad de los servicios	El índice de accesibilidad se calcula indexando y ponderando los tiempos mínimos medios de desplazamiento a los servicios clave (educación, sanidad, compras...) de cada zona.	Department for Environment, Food Rural Affairs (2019)
	Acceso de tránsito al empleo	Mide y analiza las desigualdades verticales en el acceso al empleo para estimar cuántas, dónde y en qué medida las personas están en riesgo de vulnerabilidad al transporte. Para ello, los autores utilizan ecuaciones de acceso competitivo al empleo para calcular: i) la medida del acceso a una ubicación en transporte público, ii) la medida del acceso a una ubicación en automóvil y iii) el número de trabajadores en un área de influencia para una ubicación de trabajo determinada.	Allen y Farber (2019)

Cuadro 2 (continuación)

Indicadores de vulnerabilidad al transporte

	Indicador	Descripción	Estudio
Métricas de accesibilidad	Índices de pobreza de accesibilidad espacial (<i>SAP</i>)	El estudio propone dos métodos (en las áreas rurales del Sur Global) para medir la exclusión relacionada con el transporte en las áreas rurales causada por la falta de acceso a oportunidades básicas. Los autores proponen modelos basados en la gravedad basados en métodos de impedancia de viaje derivados de i) conjuntos de datos de superficie de fricción y ii) mapas de densidad del núcleo.	Benevenuto y Caulfield (2020)
Métricas compuestas	Índice compuesto de riesgo de pobreza de transporte	Compuesto por: “1) hogares que necesitarían gastar el 10 % o más de sus ingresos en costos de funcionamiento del automóvil, 2) personas que viven a más de una milla de la estación o autobús más cercana y 3) número de servicios esenciales a los que tardarían más de 1 hora en llegar a pie, en bicicleta y en transporte público”.	Sustrans (2012)
	Indicador compuesto de vulnerabilidad	El estudio trata de identificar los hogares que corren el riesgo de enfrentar dificultades si los precios del combustible aumentan proponiendo un indicador compuesto de vulnerabilidad que incluye recursos financieros, prácticas de movilidad y condiciones de movilidad.	Berry <i>et al.</i> (2016)

Fuente: Adaptado de Lowans *et al.* (2021).

particular, pero dificultan monitorear esta dimensión de vulnerabilidad a lo largo del tiempo, o hacer comparaciones entre diferentes contextos (regiones o países). Así, con la finalidad de solventar algunas de estas barreras, en el presente artículo proponemos un conjunto de métricas que pueden cuantificar la vulnerabilidad a la pobreza en el transporte en distintos momentos del tiempo y en diferentes contextos, pues utilizan bases de datos públicas que están disponibles en todos los países de la Unión Europea (UE) y en muchos países extracomunitarios.

3. METODOLOGÍA

En esta sección presentamos un nuevo marco basado en la *Encuesta de Presupuestos Familiares (EPF)* para medir la pobreza de transporte. La *EPF* proporciona información sobre el gasto en bienes y servicios de los hogares e información muy detallada sobre algunas características demográficas y socioeconómicas de cada hogar. Además, esta encuesta se realiza y estandariza a nivel europeo, lo que garantiza que la metodología sea replicable y comparable en el resto de países europeos, pero también tiene la ventaja de desarrollarse en países extracomunitarios de todo el mundo (Oseni *et al.*, 2021). Por lo tanto, el uso de esta base de datos permite calcular una serie de potenciales indicadores para medir la pobreza en el transporte para una amplia gama de países, así como analizar su evolución en el tiempo.

El objetivo del estudio es identificar que indicadores son capaces de cuantificar e identificar de manera sistemática los usuarios vulnerables a la pobreza en el transporte, aplicando estos al caso de estudio de España. En este sentido, contar con una batería de indicadores de vulnerabilidad a este tipo de pobreza es imprescindible para poder monitorizar la situación de esta problemática, y aplicar medidas para acabar con la pobreza en el transporte, así como diseñar medidas más justas que ayuden a mitigar los potenciales efectos adversos de las políticas del paquete “Fit for 55” o cualquier otra política destinada a acelerar la transición energética.

3.1. Datos

Para el cálculo de los índices de pobreza del transporte propuestos se han utilizado los microdatos de la *EPF* para los años 2006-2021 proporcionados por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Antes de calcular los índices de vulnerabilidad al transporte, se han realizado una serie de ajustes a los microdatos de la *EPF*. Así, algunas de las variables socioeconómicas y demográficas han sido creadas y renombradas (ver **cuadro 8A**). A través de la *EPF* hemos calculado el gasto en transporte teniendo en cuenta el gasto en bienes y servicios relacionados con el transporte privado (combustibles) y con el transporte público de corta y media

distancia, esto es, gasto en autobús, metro y cercanías. El **cuadro 9A** presenta los gastos recogidos en la *EPF* que se incluyen como gastos de transporte para el cálculo de las métricas. También calculamos por separado el gasto total en transporte privado (suma de las categorías enumeradas en el **cuadro 9A** bajo el concepto de transporte privado) y transporte público (suma de las categorías enumeradas en el **cuadro 9A** bajo el concepto de servicios de transporte). Tanto el gasto en transporte como el gasto total han sido corregidos por las Unidades de Consumo Equivalente³ (UC2), lo que permite tener en cuenta el tamaño del hogar y las economías de escala de estos. Cabe mencionar que, para calcular los umbrales de gasto en transporte a través de medianas, se ha tenido en cuenta únicamente a los hogares que consumen bienes y servicios de transporte, excluyendo a los que no tienen ningún gasto de transporte, ya que muchos hogares no tienen necesidades de transporte para desarrollar sus actividades diarias.

3.2. Indicadores de vulnerabilidad al transporte

3.2.1. Métricas de asequibilidad

Siguiendo el marco conceptual presentado en la sección anterior, primero proponemos algunas métricas desde la perspectiva de “asequibilidad”, ya que es complicado que una sola medida cubra todas las perspectivas de vulnerabilidad que se enumeran en el **cuadro 1**. A pesar de la importancia de analizar todas las perspectivas de la pobreza de transporte, en este caso nos centramos principalmente en la vertiente de la asequibilidad por las ventajas que tienen los índices desde esta perspectiva: i) los datos requeridos para el cálculo de los índices ya están disponibles en estadísticas existentes y son fácilmente accesibles; ii) los índices se pueden calcular para una amplia serie temporal y iii) los índices son replicables para todos los Estados miembros de la UE y para otros países extracomunitarios.

Así, proponemos tres indicadores que pueden ser útiles para evaluar la dimensión de la pobreza en el transporte, así como dar seguimiento a políticas dirigidas a

³ El gasto equivalente del hogar se determina considerando el tamaño del mismo corregido por las economías de escala generadas en cada familia. Para esta corrección se utiliza la escala modificada de la OCDE que valora con 1 a la persona de referencia del hogar, 0,5 al resto de miembros con 14 años o más y 0,3 al resto de miembros menores de 14 años.

paliar esta problemática. Estas métricas se han adaptado a partir de los numerosos esfuerzos que se han hecho para evaluar la pobreza energética (Siksnelyte-Butkiene *et al.*, 2021), pues estos también miden la capacidad de los hogares para afrontar gastos necesarios en el día a día. Las tres métricas desde la perspectiva de la asequibilidad estudiadas se describen a continuación:

- *Regla del 10 %*. El hogar es vulnerable a la pobreza en el transporte si dedica más del 10 % de su gasto a satisfacer sus necesidades de movilidad. Se entiende por gasto en transporte tanto el gasto en transporte privado como en servicios de transporte público de corta o media distancia (ver **cuadro 9A**).
- *Doble de la mediana nacional (2M)*. Se considera que el hogar es vulnerable a la pobreza en el transporte si la proporción de gasto que dedica al transporte está por encima del doble de la mediana nacional. Es decir, son hogares que, por su situación socioeconómica, tienen que dedicar una gran parte de sus recursos para mantener un nivel de movilidad adecuado a sus necesidades. El gasto en transporte está compuesto por los bienes y servicios de transporte incluidos en el **cuadro 9A**. Para establecer el umbral de gasto a través de la mediana nacional solo se han utilizado aquellos hogares que son usuarios de transporte, tanto privado como público.
- *Métrica de renta baja y coste elevado (LIHC, por sus siglas en inglés)*. El hogar se encuentra en situación de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte si cumple las siguientes dos condiciones: i) su renta disponible después de restar los gastos de vivienda y transporte se encuentra por debajo del umbral de pobreza (que en el caso de España se fija en el 60 % de la mediana nacional); y ii) su gasto en transporte es superior a la mediana de gasto en transporte. Al igual que en el índice 2M, el gasto en transporte está compuesto por los bienes y servicios incluidos en el **cuadro 9A** y la mediana utilizada es la que aplica a los hogares que consumen bienes o servicios de transporte.

3.2.2. Métrica compuesta de asequibilidad y accesibilidad

Para ampliar la dimensión cubierta por las medidas anteriores, también proponemos un indicador compuesto en el que tratamos de identificar aquellos hogares que,

además de ser vulnerables a los aumentos de precios de los bienes y servicios de transporte (dimensión asequibilidad), no tienen alternativas accesibles para cambiar sus patrones de consumo hacia modelos de movilidad más sostenibles (dimensión accesibilidad). Este indicador, definido como Usuario Vulnerable del Transporte (*VTU*, por sus siglas en inglés), identifica a los hogares que: i) tienen un gasto desproporcionado en bienes para el transporte privado y en servicios de transporte público, ii) su situación económica es desfavorable y dificulta las inversiones en eficiencia energética o en nuevas tecnologías neutras en carbono y iii) no cuentan con alternativas de transporte ni accesibles ni asequibles en un tiempo razonable. Por tanto, según este índice, un hogar se considera usuario vulnerable a la pobreza en el transporte si: i) su gasto en transporte es más del doble de la mediana nacional, ii) sus ingresos están por debajo de la mediana de todos los hogares, y iii) su gasto en servicios de transporte público es inferior a la mediana nacional una vez eliminados los hogares que no reportan gastos en estas categorías.

Para definir si un hogar tiene acceso al transporte, necesitaríamos saber el lugar de residencia del hogar y la disponibilidad de transporte público en el lugar de residencia. Sin embargo, esta información no suele estar disponible en ninguna encuesta nacional por razones de anonimato. Por tanto, para incluir la dimensión de accesibilidad, utilizamos el gasto en transporte público como proxy. Así, asumimos que aquellos hogares de renta baja, que hacen un gran gasto en transporte privado y que a su vez gastan poco en servicios de transporte, son hogares que no tienen acceso a los servicios de transporte público o que el transporte público

Cuadro 3

Estructura de consumo de los hogares españoles en bienes y servicios de transporte

Densidad del municipio de residencia del hogar	% Transporte	% Transporte privado	% Transporte público
Densa	3,9	3,2	0,7
Intermedia	4,7	4,3	0,4
Diseminada	5,3	5,1	0,3
Media Total	4,4	3,9	0,5

no cubre sus necesidades de movilidad. Este puede ser un buen proxy analizando los datos de los hogares rurales, ya que estos confirman que los hogares que viven en áreas donde el transporte público es menos accesible, como áreas dispersas o rurales (Porru *et al.*, 2020; Štátná y Vaishar, 2017; Tomej y Liburd, 2020), dedican un porcentaje proporcionalmente menor de sus ingresos al consumo de servicios de transporte público y un porcentaje mayor a combustibles para el transporte privado (ver **cuadro 3**).

4. RESULTADOS

4.1. Evolución de la pobreza en el transporte en España

Los índices propuestos tienen la ventaja de que pueden calcularse anualmente, lo que permite analizar la evolución de la vulnerabilidad a la pobreza en el transporte a lo largo del tiempo. La **figura 1** muestra el porcentaje de hogares en situación de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte en España para el período 2006-2021. Así, las tasas de pobreza en el transporte, excepto el índice del 10 %, han seguido una tendencia similar y ligeramente creciente hasta 2011-2014, y dependiendo de la medida, una ligera disminución hasta 2018. Para el período hasta 2014, el aumento de los precios de la energía desde 2006 (que en 2012 ya eran un 49 % superiores a los de 2006), sumado a la caída de los ingresos y el aumento de la desigualdad debido a la crisis económica de 2008, están detrás de la tendencia creciente de los hogares vulnerables. Esta tendencia se ha corregido con la recuperación poscrisis, especialmente en los índices *LIHC* y *2M*. Por último, a partir de 2020 se ha producido una mayor disminución de todas las medidas debido principalmente a la pandemia de la COVID-19, que no solo propició un descenso abrupto de la movilidad, y por lo tanto del consumo, sino que logró una reducción sin precedentes de los precios de los carburantes. De hecho, el número de hogares que consumían bienes o servicios de transporte se redujo en casi 14 puntos porcentuales (del 69,4 en 2019 al 55,8 % en 2020).

En cambio, el índice del 10 % muestra cambios más notables, tanto para el conjunto de los hogares (**figura 1**) como para los consumidores de servicios de transporte (**figura 2**), con subidas y bajadas más abruptas. El principal factor para

explicar la evolución de este índice son los precios de los combustibles, ya que su tendencia a lo largo de la serie histórica coincide con la tendencia seguida por los precios de los combustibles. Los hogares no modifican fácilmente su consumo de transporte (Labandeira, Labeaga, y López-Otero, 2017), por lo que cuanto más altos son los precios del combustible, mayor es la proporción de ingresos dedicada al combustible y, por lo tanto, el índice del 10 %, y viceversa cuando los precios caen.

Figura 1
Indicadores de vulnerabilidad al transporte 2006-2021 (sobre el total de hogares)
(Porcentaje)

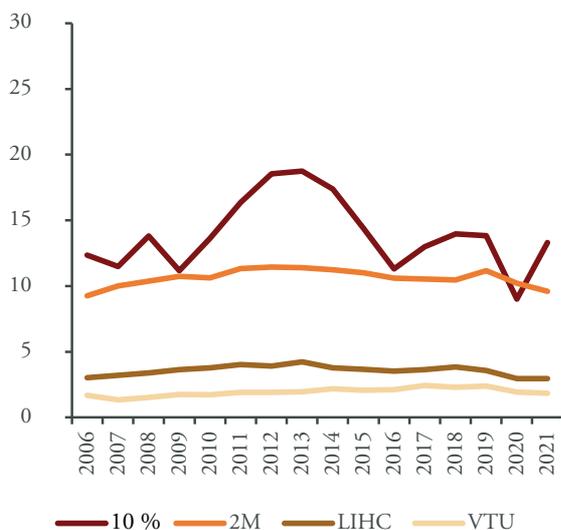
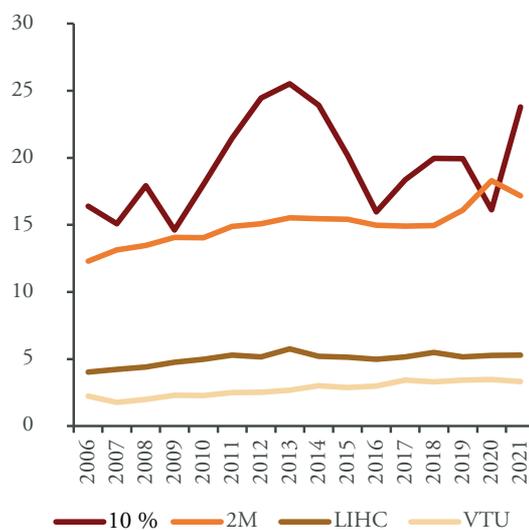


Figura 2
Indicadores de vulnerabilidad al transporte 2006-2021 (sobre hogares consumidores)
(Porcentaje)



Por su parte, la **figura 2** muestra el porcentaje de hogares que se encuentran en situación de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte teniendo en cuenta únicamente a los hogares que consumen bienes y servicios de transporte. Como era de esperar, estas tasas son superiores a las calculadas sobre el total de hogares, ya que la pobreza de transporte afecta a los hogares con necesidades de transporte. Asimismo, se observa que, salvo en el caso del índice del 10 %, los índices continúan aumentando a lo largo de la serie histórica. Especialmente, se ha observado un aumento significativo de la pobreza en el transporte en

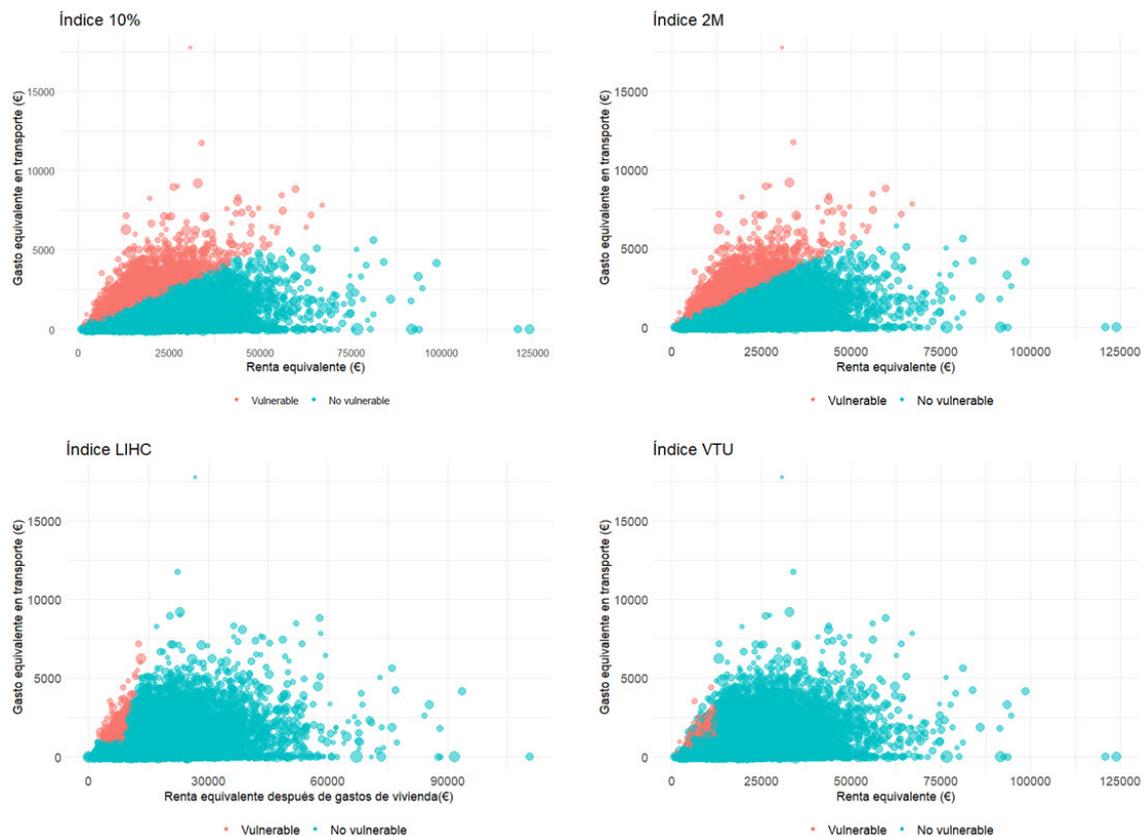
los últimos dos años, lo que contrasta con los resultados calculados para todos los hogares. Esto indica que el porcentaje de hogares que consumen bienes y servicios de transporte influye significativamente en los índices de pobreza en el transporte y que durante la pandemia los índices de pobreza en el transporte se redujeron por causas coyunturales (tanto la reducción de la movilidad como del precio de los combustibles) y no por medidas que impulsen mejoras estructurales.

4.2. Alcance de la pobreza en el transporte

En este apartado analizamos la magnitud de la pobreza en el transporte en España. Nos centramos en 2019 porque las medidas de restricción de la movilidad derivadas de la pandemia de la COVID-19 hacen de 2020 y 2021 dos años

Figura 3

Indicadores de vulnerabilidad al transporte 2019



excepcionales dentro de la serie histórica. Así, la **figura 3** muestra la distribución de los casi 22.000 hogares españoles de nuestro conjunto de datos según su gasto total y su gasto en transporte para las cuatro medidas descritas anteriormente para 2019.

En primer lugar, se observa que los índices *10 %* y *2M* tienen un enfoque más amplio y permiten identificar aquellos hogares que son especialmente vulnerables a cambios en los precios de los bienes y servicios de transporte, por lo que las circunstancias socioeconómicas del momento influirán en si incurren o no en situaciones de pobreza en el transporte. Según estas medidas entre 2,1 millones (según *2M*) y 2,6 millones (según *10 %*) de hogares estarían en situación de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte, lo que equivale a 5,9 y 7,3 millones de personas respectivamente (**cuadro 4**).

Por otro lado, los índices *LIHC* y *VTU* son medidas más restrictivas, ya que también incluyen umbrales de renta, identificando así a aquellos hogares pobres que se ven afectados por la pobreza en el transporte. Por tanto, estas medidas permiten identificar los hogares vulnerables severos que incurren en pobreza en el transporte pues, por sus características socioeconómicas o demográficas, tienen más dificultades para satisfacer sus necesidades de transporte y encontrar soluciones alternativas de movilidad para reducir su dependencia del transporte privado. Estos índices establecen que los hogares vulnerables ascienden a 348.947 según la medida *VTU* y 559.106 según el índice *LIHC*, lo que equivale a 1,3 y 1,8 millones de personas respectivamente (**cuadro 4**). El índice *VTU* registra un

Cuadro 4

Indicadores de vulnerabilidad al transporte 2019 y 2021

Año	2019		2021	
	Hogares	Personas	Hogares	Personas
10 %	2.593.649	7.274.194	2.510.654	6.680.842
2M	2.093.978	5.878.794	1.809.928	4.759.204
LIHC	670.521	1.840.232	559.106	1.453.887
VTU	446.424	1.327.287	348.947	1.046.299
Consumidores*	13.004.944	35.856.385	10.549.090	29.747.866

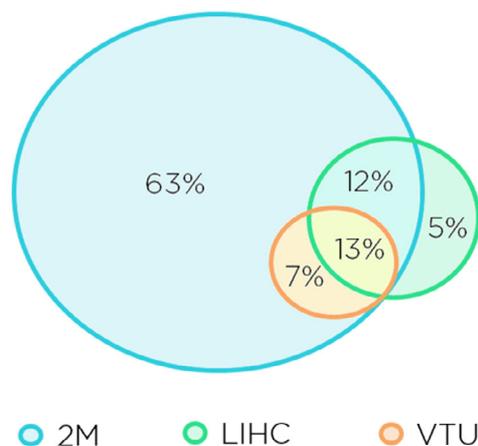
* Número de hogares y personas consumidoras de bienes y servicios de transporte en España.

número menor de hogares vulnerables que el *LIHC*, ya que también identifica hogares que tienen poco acceso al transporte público.

Cabe tener en cuenta que estos índices son complementarios entre sí pues representan diferentes formas de medir la pobreza en el transporte. Así, la **ilustración 1** muestra cómo se distribuyen los hogares que son vulnerables según los índices *2M*, *LIHC* y *VTU*. De este modo, vemos como el índice *2M* recoge a un gran número de hogares que no están contemplados en el *LIHC* y el *VTU*, índices más restrictivos en sus mediciones. Así, el *2M* nos permite analizar algunos hogares que, si bien no son extremadamente vulnerables, si pueden verse afectados por los cambios en precios de los carburantes y el transporte. Por otro lado, el *LIHC* y el *VTU*, mucho más restrictivos en sus condicionantes, permiten analizar hogares extremadamente vulnerables a la pobreza en el transporte. Cabe destacar que, si bien ambos índices comparten un gran número de hogares entre ellos, hay hogares que pueden ser vulnerables desde una perspectiva y no desde la otra, lo

Ilustración 1

Distribución de los hogares recogidos por los índices 2M, LIHC y VTU



cual incide sobre la necesidad de complementar en el análisis unos índices con otros. Este efecto puede ser de gran interés desde la perspectiva del *VTU*, pues muestra hogares que tienen dificultades económicas para afrontar sus pagos de transporte pero que también se ven limitados por la falta de acceso a otros medios de transporte.

Por otro lado, el **cuadro 5** recoge los diferentes índices de vulnerabilidad al transporte para los años 2019, 2020 y 2021 así como la media para el periodo 2006-2021. En ella se puede observar tanto el porcentaje de hogares vulnerables sobre el total de hogares españoles como el porcentaje de hogares vulnerables sobre el total de hogares consumidores de bienes y servicios de transporte. En este sentido, se aprecia como los índices de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte en el 2019 son superiores a los índices medios calculados para el periodo 2006-2021, mientras que en 2021 los índices calculados sobre el total de hogares son inferiores y los calculados sobre los hogares consumidores son superiores. Esto muestra una vez más la sensibilidad de los índices (especialmente los del 10 % y el 2M) a los cambios en el número de hogares consumidores.

Cuadro 5

Indicadores de vulnerabilidad al transporte 2019-2021 y media del periodo 2006-2021

(Porcentaje)

Año	2019		2020		2021		2006-2021	
Consumidores*	69,4		55,8		55,9		71,2	
Índices	Sobre total	Sobre consumo						
10 %	13,8	19,9	9,0	16,1	13,3	23,8	13,9	19,5
2M	11,2	16,1	10,2	18,3	9,6	17,2	10,6	14,9
LIHC	3,6	5,2	2,9	5,3	3,0	5,3	3,6	5,0
VTU	2,4	3,4	1,9	3,5	1,8	3,3	2,0	2,7

* Porcentaje de hogares sobre el total de hogares españoles que consumen bienes o servicios de transporte.

4.3. Indicadores de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte según diversas características socioeconómicas y demográficas

Otra de las ventajas de usar los microdatos disponibles en la *EPF* es la gran granularidad con la que se pueden visualizar y analizar los resultados. En esta sección se analizan los índices de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte calculados en función de diversas características socioeconómicas y demográficas de los hogares. Esta sección está complementada por el **Anexo B**, donde se recogen todos los índices calculados para cada una de las categoría disponibles.

4.3.1. Pobreza en el transporte según la renta del hogar

La **figura 4** muestra la proporción de hogares vulnerables a la pobreza en el transporte sobre el total de hogares españoles según las diferentes medidas propuestas por decil de renta, mientras que la **figura 5** muestra los hogares vulnerables sobre los hogares que consumen bienes y servicios de transporte. De acuerdo con los índices del **10 %** y **2M**, la proporción de hogares vulnerables es mayor en los hogares de clase media (deciles D4-D6) (**figura 4**), mientras que en los calculados sobre los usuarios del transporte (**figura 5**), los más afectados son los hogares de la parte inferior de la distribución. Estos últimos siguen una clara tendencia a la baja a medida que aumenta la renta de los hogares. Esta diferencia en la tendencia se debe a que gran parte de los hogares de deciles bajos no poseen vehículos propios (Dargay, 2001; University of Essex, 2021; Vidyattama, Tanton y Nakanishi, 2021): mientras que en el decil 1 solo el 50 % de los hogares consumen bienes y servicios de transporte, en el decil 10 esta tasa sube al 83 %.

Figura 4
Indicadores de vulnerabilidad al transporte por deciles (sobre el total de hogares)
(Porcentaje)

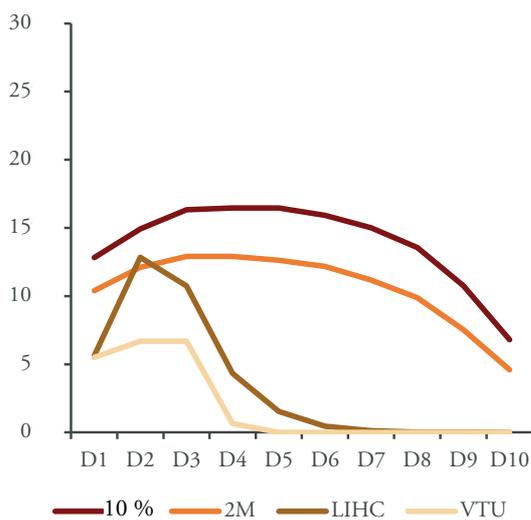
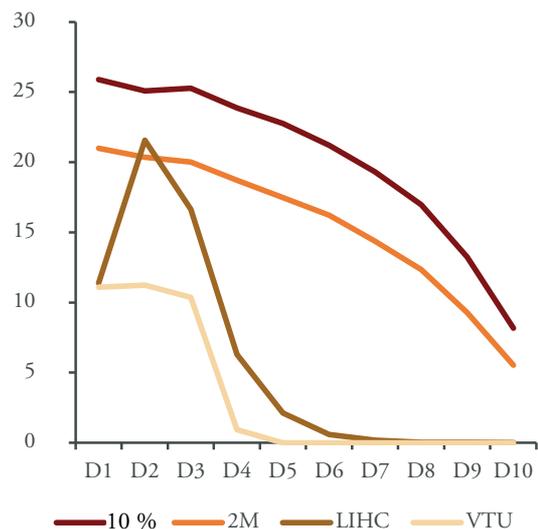


Figura 5
Indicadores de vulnerabilidad al transporte por deciles (sobre hogares consumidores)
(Porcentaje)



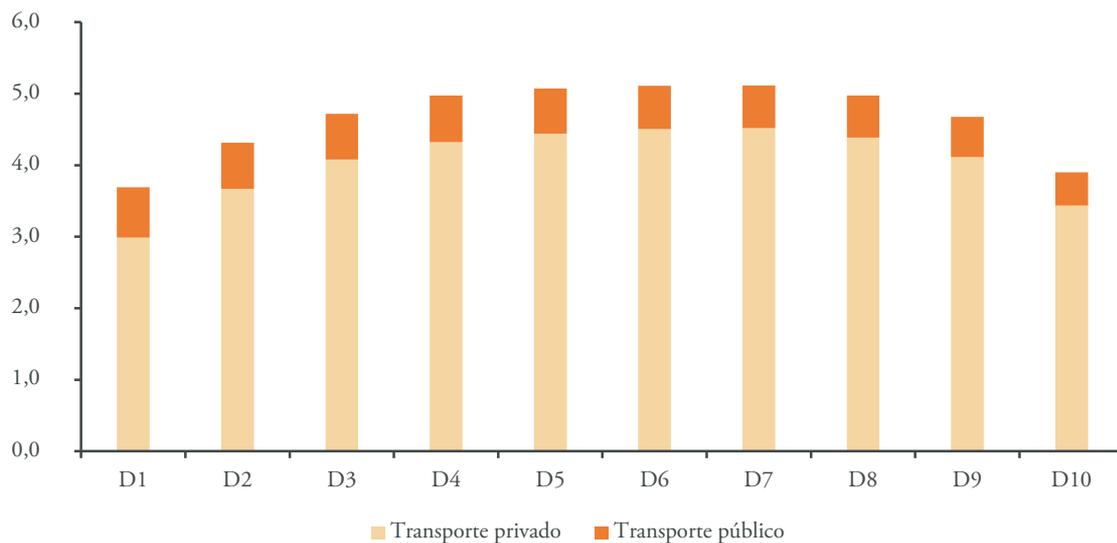
Así, cuando se incluyen todos los hogares en el análisis (consumidores y no consumidores de transporte), según las medidas *10 %* y *2M*, hay una menor proporción de hogares pobres debido a que estos no poseen vehículo. Asimismo, los hogares en la parte media de la distribución son hogares que consumen más transporte privado y dedican una mayor proporción de su renta al transporte, por lo que están más representados en estas medidas (*figura 6*).

Por otro lado, las medidas *LICH* y *VTU* siguen una distribución similar cuando se incluyen todos los hogares en el análisis y cuando el análisis solo considera a los usuarios del transporte. Por lo tanto, de acuerdo con estas medidas, los hogares más afectados se encuentran en la parte inferior de la distribución. Como se ha señalado anteriormente, estas medidas también incluyen umbrales de renta y, por lo tanto, identifican a los hogares vulnerables severos en términos de transporte. En el caso de los *LIHC*, llama la atención el fuerte aumento del D1 al D2, esto se debe principalmente a que en el D1 se concentran menos usuarios de transporte ya que, como se mencionó anteriormente, los hogares de los deciles más bajos no tienen acceso ni uso frecuente del vehículo particular, y a que dedican una menor proporción de su renta a gastos de transporte.

Figura 6

Estructura de consumo 2006-2021 por deciles

(Porcentaje)



No obstante, el hecho de que un gran número de hogares en situación de pobreza en el transporte según el índice *10 %* y *2M* se encuentren en los deciles superiores de la distribución puede parecer contradictorio si entendemos la pobreza en el transporte como una dimensión más de la pobreza (ver **cuadro 6**). Por ello, si bien estos índices nos ayudan a identificar los hogares que pueden verse más afectados por el aumento de precios de los bienes y servicios de transporte, pueden acumular muchos falsos positivos, es decir, hogares que no son realmente vulnerables. Por lo tanto, las medidas que incluyen un umbral de renta, como el *VTU* o el *LIHC*, pueden ayudar a evitar este problema e identificar hogares que son verdaderamente vulnerables a la pobreza en el transporte. El **cuadro 6** muestra que los índices *LIHC* y *VTU* eliminan los falsos positivos, ya que no hay hogares en los deciles más altos que se identifiquen como hogares vulnerables.

Cuadro 6

Distribución de hogares vulnerables por decil

(Porcentaje)

	10 %	2M	LIHC	VTU	Consumidores
D1	9	10	16	28	7
D2	11	11	36	34	8
D3	12	12	30	34	9
D4	12	12	12	3	10
D5	12	12	4	0	10
D6	11	11	1	0	11
D7	11	11	0	0	11
D8	10	9	0	0	11
D9	8	7	0	0	11
D10	5	4	0	0	12

4.3.2. Pobreza en el transporte según el nivel de ruralidad del hogar

Existe un amplio debate sobre el impacto de la transición energética en los hogares rurales, ya que tienen diferentes necesidades energéticas y una mayor dependencia de los combustibles para el transporte privado (Creutzig *et al.*, 2020; Robinson y Mattioli, 2020; Shammin *et al.*, 2010; Tomás, López y Monsalve, 2020; Tomás *et al.*, 2021; Wiedenhofer *et al.*, 2013). Por ello, para afrontar el reto demográfico y

diseñar políticas que contribuyan a garantizar una transición justa, es importante analizar las desigualdades territoriales en materia de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte. Así, la **figura 7** muestra la distribución de los hogares vulnerables según la densidad del municipio de residencia del hogar.

Como era de esperar, e independientemente de la medida explorada, los hogares rurales (aquellos que viven en áreas diseminadas) son significativamente más vulnerables que los hogares urbanos (aquellos que viven en áreas densamente pobladas). Este fenómeno se puede explicar por las mayores necesidades de movilidad de las personas que viven en las zonas rurales y la falta de alternativas al transporte privado. El consumo de combustible para el transporte privado es significativamente mayor en los hogares rurales (**figura 8**). Sin embargo, estos patrones de consumo no solo están vinculados a las mayores necesidades de movilidad para el desarrollo de las actividades diarias o básicas (como el acceso a servicios sanitarios, centros educativos...) de las personas que viven en zonas

Figura 7

Índices de vulnerabilidad al transporte según la densidad del municipio de residencia del hogar 2006-2021

(Porcentaje)

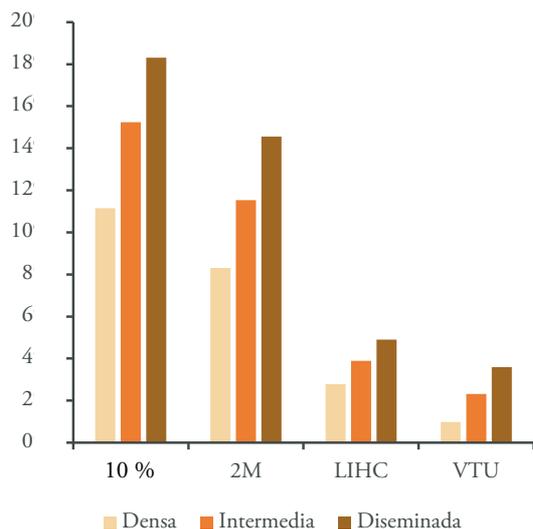
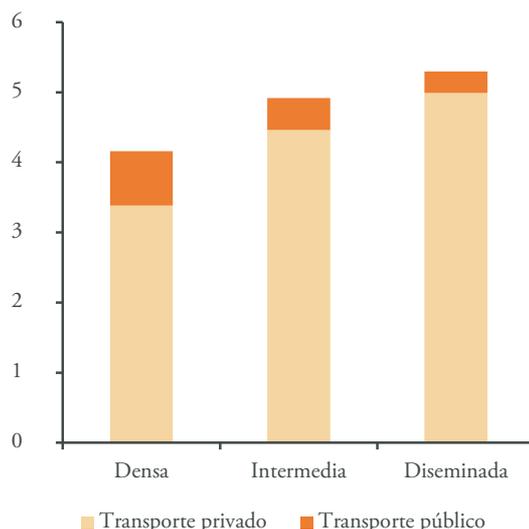


Figura 8

Estructura de consumo según la densidad del municipio de residencia del hogar 2006-2021

(Porcentaje)



rurales, sino que la falta de accesibilidad a los servicios de transporte público también juegan un papel fundamental (Székely y Novotný, 2022). Esto es determinante a la hora de analizar la pobreza en el transporte, ya que la falta de accesibilidad dificulta que las personas que residen en zonas rurales participen en igualdad de condiciones en las actividades cotidianas que les permitan integrarse en la sociedad. Todos estos factores podrían llevar a este tipo de hogares a una falta de movilidad que contribuya a la desventaja social o incluso a la exclusión social (Fransen *et al.*, 2015). Cabe señalar que el índice *VTU*, que incluye las dimensiones de asequibilidad y accesibilidad, es el que reporta mayor diferencia entre los hogares urbanos y rurales. Así, según la medida *VTU*, la tasa de hogares vulnerables en los municipios rurales es casi cuatro veces mayor que la de los hogares urbanos, y casi la mitad de los hogares vulnerables identificados en el *VTU* son de zonas rurales.

4.3.3. Pobreza en el transporte según el género de la persona de referencia

Otra dimensión relevante con respecto a la pobreza de transporte es la dimensión de género. Las mujeres dependen en mayor medida del acceso al transporte público, debido a los menores niveles de propiedad de vehículos privados (Cresswell y Uteng, 2016; Cristaldi, 2005). Asimismo, según Markkanen y Anger-Kraavi (2019), los grupos más expuestos a los impactos negativos del cambio climático, incluidas las mujeres, son también los más vulnerables a los efectos adversos de políticas climáticas mal diseñadas. De ahí que la Comisión Europea y otros organismos internacionales relevantes hayan hecho hincapié en la necesidad de integrar la perspectiva de género en las políticas públicas, así como de realizar análisis de impacto de género para mejorar el diseño de las políticas climáticas y energéticas. Así, la [figura 9](#) muestra el porcentaje de hogares vulnerables a la pobreza en el transporte según el género de la persona de referencia en los hogares para cada indicador.

En primer lugar, se puede observar que, independientemente de la medida explorada, los hogares cuya persona de referencia es un hombre son más vulnerables a la pobreza en el transporte que los hogares cuya persona de referencia es una mujer. Sin embargo, si el análisis incluye únicamente a los consumidores de

Figura 9

Índices de vulnerabilidad al transporte según el género de la persona de referencia del hogar 2006-2021

(Porcentaje)

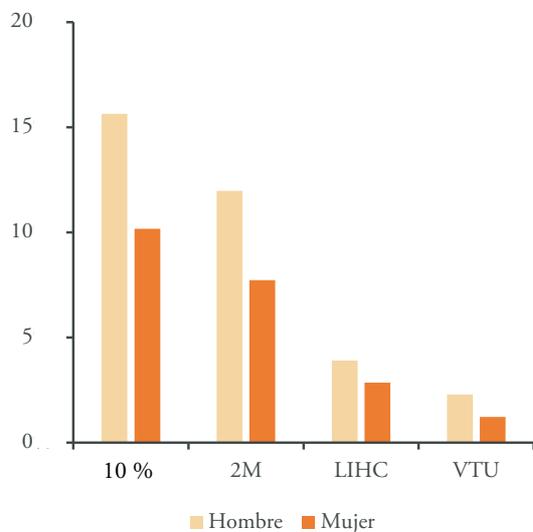
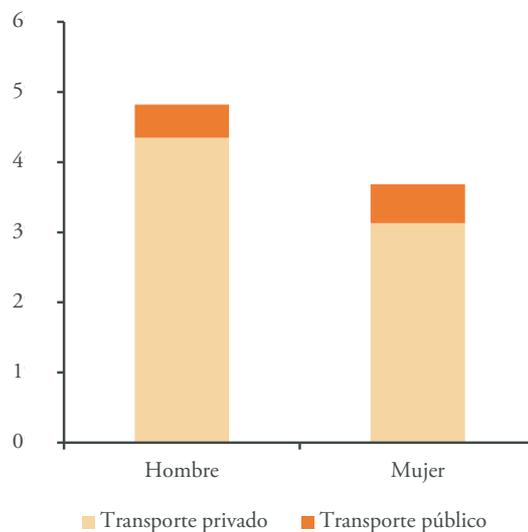


Figura 10

Estructura de consumo según el género de la persona de referencia del hogar 2006-2021

(Porcentaje)



bienes y servicios de transporte la diferencia entre hombres y mujeres se estrecha (ver **cuadro 12B**), ya que mientras el 76 % de los hombres consumen bienes y servicios de transporte, esta tasa se reduce al 61 % en el caso de las mujeres.

Por otro lado, podemos observar que el índice que reporta la menor diferencia entre hombres y mujeres es el LIHC. Esto se debe principalmente a que existe una mayor concentración de hogares encabezados por mujeres en los deciles inferiores de la distribución, mientras que los hogares encabezados por hombres se concentran más en los deciles más altos. El hecho de que los hogares encabezados por mujeres sean en promedio más pobres que los hogares encabezados por hombres coloca a las mujeres en una situación de mayor vulnerabilidad. Aun así, los hombres son identificados por estos índices como los más afectados por la pobreza en el transporte por ser los principales consumidores de bienes y servicios de transporte, y especialmente de combustibles para el transporte privado. En promedio, los hombres dedican el 5 % de sus ingresos al consumo de bienes y servicios de transporte (del cual el 4,5 % se destina al consumo de combustibles)

frente al 3,8 % de las mujeres (ver **figura 10**). Estas diferencias en los patrones de consumo se han explicado en la literatura principalmente por dos factores: i) porque las mujeres tienen menos necesidades de movilidad (por ejemplo, para ir al trabajo) y ii) porque las mujeres son más conscientes del medio ambiente y, por lo tanto, usan más el transporte público (Musova, Musa y Matiova, 2021; Ng y Acker, 2018).

No obstante, estos estudios y estas medidas no recogen la brecha de género que existe en el acceso a bienes y servicios de transporte, por lo que pueden estar infravalorando el nivel de vulnerabilidad de las mujeres respecto al transporte. Así, otras medidas que sean capaces de capturar la “pobreza oculta”, es decir hogares que infrutilizan o no hacen uso de transporte por no poder pagarlo, podrían brindar resultados que reflejen mejor la realidad de las mujeres con respecto a este fenómeno. Por ello, es necesario seguir profundizando en los factores que condicionan el uso diferenciado que las mujeres hacen del transporte tanto privado como público o la menor movilidad de las mujeres, para comprender realmente cómo las diferentes realidades que viven hombres y mujeres condicionan la movilidad de las personas, ya que esto puede influir a la hora de hacer efectivo el principio de igualdad de oportunidades.

4.3.4. Análisis comparativo de los indicadores propuestos

Como se ha mencionado anteriormente, la mayoría de las métricas propuestas en la literatura para capturar la pobreza en el transporte son complejas y difíciles de reproducir a lo largo del tiempo, lo que las hace inapropiadas para monitorizar la pobreza en el transporte y facilitar el diseño de políticas para paliarla. Los índices propuestos en este trabajo, a pesar de tener algunas limitaciones, resuelven este problema, ya que pueden calcularse fácilmente para una amplia serie temporal y para todos los Estados miembros de la UE, utilizando las *EPF* nacionales que desarrollan los distintos países, así como en un gran número de países extracomunitarios que también cuentan con este tipo de encuesta.

El **cuadro 7** enumera las principales ventajas y desventajas de cada uno de los índices propuestos anteriormente. Así, a pesar de que los índices del *10 %* y *2M* son fáciles de calcular, y en cierto modo de comunicar, tienen la gran desventaja de

que sobrestiman la pobreza en el transporte al recoger numerosos falsos positivos. Como se ha mostrado anteriormente, una gran cantidad de hogares identificados como vulnerables según los índices del 10 % y 2M se concentran en la parte superior de la distribución del ingreso. Por lo tanto, los índices *LIHC* y *VTU* son más precisos para identificar los hogares vulnerables severos. La pobreza en el transporte es un componente de la pobreza general, por lo que los hogares más ricos de la distribución no deberían incurrir en la vulnerabilidad a la pobreza en el transporte.

Cuadro 7

Pros y contras de los indicadores de vulnerabilidad a la pobreza en el transporte propuestos

	10 %	2M	LIHC	VTU
Pros				
Los datos requeridos ya están disponibles y accesibles	x	x	x	x
Se puede calcular para una amplia serie temporal	x	x	x	x
Es replicable para otras regiones y países	x	x	x	x
Minimiza los falsos positivos			x	x
Abarca más de una dimensión de la vulnerabilidad al transporte				x
Considera las necesidades humanas básicas			x	x
Es fácil de calcular y comunicar	x	x		
Es un índice objetivo	x	x	x	x
Puede interrelacionarse fácilmente con los índices de pobreza energética	x	x	x	x
Contras				
Solo cubre la dimensión de asequibilidad	x	x	x	
Identifica falsos positivos	x	x		
Es muy sensible a los cambios en el porcentaje de hogares que consumen bienes y servicios de transporte	x	x		
Es sensible a los cambios en la renta de los hogares	x			
Es sensible a los cambios en los precios de los bienes y servicios de transporte	x			
Tiene un umbral injustificado	x			
No es capaz de cubrir todas las dimensiones de la pobreza del transporte	x	x	x	x
Solo identifica hogares vulnerables severos			x	x
Carece de cualquier referencia a la renta de los hogares	x	x		

Por otro lado, la principal desventaja de todos los índices propuestos es que estamos dejando fuera otro tipo de vulnerabilidades a la pobreza en el transporte, como la pobreza de movilidad, la accesibilidad al transporte o la exposición a externalidades del transporte. Por lo tanto, ninguno de los indicadores propuestos es suficiente para hacer una medición completa de la pobreza en el transporte y deberán ser complementados con otro tipo de indicadores o información. Sin embargo, la medida VTU propuesta es la única capaz de tener en cuenta las dimensiones de asequibilidad y accesibilidad de la pobreza en el transporte. Finalmente, cabe destacar que puede haber otras medidas para cubrir más dimensiones de la pobreza en el transporte, pero probablemente sean complejos de calcular y requieran de la generación de datos primarios, por lo que no serán fácilmente replicables.

5. CONCLUSIONES

En el contexto actual de transición energética, con la elevada inflación y con los precios de los combustibles disparados, es aún más relevante identificar quienes son los hogares y personas más afectadas por la pobreza en el transporte para que se puedan diseñar políticas que traten de mitigar los efectos adversos de la subida de los precios de los bienes y servicios de transporte. Este estudio propone cuatro indicadores basados en la *EPF* que permiten hacer un seguimiento de la evolución de la pobreza de transporte en España e identificar a los usuarios vulnerables a la pobreza en el transporte en función de numerosas características socioeconómicas y demográficas, lo cual los hace especialmente útiles para la toma de decisiones.

Por un lado, se proponen los índices del *10 %* y *2M* que tienen un enfoque más amplio y permiten identificar los hogares que potencialmente pueden incurrir en situaciones de pobreza en el transporte desde el punto de vista de la asequibilidad. Según estos índices en España existían en 2019 entre 2,6 y 2,1 millones de hogares vulnerables. Si bien estos índices tienen la ventaja de ser fáciles de calcular y comunicar, consideramos que no reflejan del todo la realidad, si entendemos la pobreza en el transporte como una dimensión más de la pobreza, ya que recogen numerosos falsos positivos.

Por su lado, los índices *LIHC* y *VTU* tienen la ventaja de minimizar los falsos positivos, identificando a los hogares vulnerables severos que sufren pobreza en el transporte. Además, el *VTU*, a diferencia de los otros tres indicadores propuestos, no solo pretende evaluar la dimensión de asequibilidad, sino que también trata de introducir la dimensión de la accesibilidad de manera conjunta en el análisis. Así, según estos índices en 2019 entre 559.106 y 348.947 hogares españoles eran vulnerables a la pobreza en el transporte.

Además, la disponibilidad temporal y la gran granularidad de los datos disponibles para el cálculo de estos índices no solamente los hace útiles para analizar la extensión de la pobreza en el transporte, sino que también facilita el análisis de la evolución del fenómeno a lo largo de la serie histórica y permite identificar las características socioeconómicas y demográficas de los usuarios vulnerables a la pobreza en el transporte. En este sentido, los índices nos indican que el porcentaje de hogares en situación de vulnerabilidad ha aumentado a lo largo de la serie histórica a pesar de que el porcentaje de hogares españoles que consumen bienes y servicios de transporte haya descendido significativamente (ver **cuadro 10A**). A la hora de hacer un análisis histórico con estos índices es importante tener en cuenta el porcentaje de hogares consumidores, ya que si no, en algunos casos, la interpretación de los índices puede no ser la correcta.

Asimismo, el análisis de los índices confirma que la renta, el tamaño y la densidad del municipio de residencia, el género y la edad de la persona de referencia y la situación ocupacional del hogar son características significativas que influyen en la probabilidad de incurrir en situaciones de pobreza en el transporte. De hecho, a la hora de planificar medidas que ayuden a combatir este tipo de pobreza existen algunos grupos que requieren de especial atención, como por ejemplo los hogares de rentas bajas, los hogares rurales, los hogares cuya persona de referencia es una persona adulta o esta empleada o los hogares en los que todos los miembros están ocupados. Estos hogares se caracterizan por i) estar concentrados en los deciles bajos de la distribución o ii) tener un consumo de bienes y servicios de transporte superior a la media debido a sus mayores necesidades de movilidad.

No obstante, como todo indicador, estas métricas también tienen sus limitaciones. La mayor desventaja es que nos estamos centrando principalmente en una dimensión de la pobreza de transporte, la capacidad de pago de los servicios

o “asequibilidad” de estos. Los índices propuestos tampoco recogen otra de las dimensiones de la asequibilidad como son los hogares que no pueden hacer uso o que hacen un uso limitado de estos bienes y servicios por no poder hacer frente a los gastos, lo cual puede llevar a situaciones de exclusión social. Este factor puede ser relevante para explicar la brecha de género en el uso del transporte privado. Así, otras medidas que serían capaces de captar la “pobreza oculta en el transporte” podrían arrojar resultados que reflejen mejor la realidad de las mujeres ante esta problemática.

Sin embargo, estos índices pueden ser un buen punto de partida para caracterizar y analizar la pobreza en el transporte y pueden ofrecer información importante y relevante sobre las características económicas que hacen que algunos hogares sean vulnerables a la pobreza en el transporte. Finalmente, aunque futuros estudios deberían enfocarse en complementar estas métricas con una batería de indicadores que permitan capturar otras dimensiones de la pobreza en el transporte, el índice *VTU* puede ser un buen punto de partida para futuras investigaciones, ya que es capaz de cubrir la asequibilidad y dimensión de disponibilidad o accesibilidad del transporte al mismo tiempo. Asimismo, también es importante incluir en el sistema de indicadores algunos indicadores de apoyo que permitan mejorar la identificación y el análisis de los factores clave que determinan la prevalencia de la pobreza en el transporte.

REFERENCIAS

ABLEY, S. (2010). Measuring accessibility and providing transport choice. In *Australian Institute of Traffic Planning and Management National Conference*. Brisbane.

ADOM, P. K., AMUAKWA-MENSAH, F., AGRADI, M. P. y Nsabimana, A. (2021). Energy poverty, development outcomes, and transition to green energy. *Renewable Energy*, 178, pp. 1337–1352. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.120>

ADUSAH-POKU, F. y TAKEUCHI, K. (2019). Determinants and welfare impacts of rural electrification in Ghana. *Energy for Sustainable Development*, 52, pp. 52–62. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2019.07.004>

ALLEN, J. y FARBER, S. (2019). Sizing up transport poverty: A national scale accounting of low-income households suffering from inaccessibility in Canada, and what to do about it. *Transport Policy*, 74, pp. 214–223. <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2018.11.018>

BARTER, P. A. (1999). Transport and urban poverty in Asia: A brief introduction to the key issues. *Regional Development Dialogue*, 20(1), pp. 143–163.

BEDNAR, D. J. y REAMES, T. G. (2020). Recognition of and response to energy poverty in the United States. *Nature Energy*, 5(6), Article 6. <https://doi.org/10.1038/s41560-020-0582-0>

BENEVENUTO, R. y CAULFIELD, B. (2020). Measuring access to urban centres in rural Northeast Brazil: A spatial accessibility poverty index. *Journal of Transport Geography*, 82, 102553. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2019.102553>

BERRY, A., JOUFFE, Y., COULOMBEL, N. y GUIVARCH, C. (2016). Investigating fuel poverty in the transport sector: Toward a composite indicator of vulnerability. *Energy Research y Social Science*, 18, pp. 7–20. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.02.001>

BÖHRINGER, C., GARCÍA-MUROS, X. y GONZÁLEZ-EGUINO, M. (2022). Who bears the burden of greening electricity? *Energy Economics*, 105, 105705. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105705>

BOOTH, D., HANMER, L. y LOVELL, E. (2000). Poverty and Transport. Report for the World Bank, Overseas Development Institute.

CAMERON, A. C. y TRIVEDI, P. K. (2005). *Microeconometrics: Methods and Applications*. Cambridge University Press.

CARRUTHERS, R., DICK, M. y SAURKAR, A. (2005). *Affordability of Public Transport in Developing Countries*. World Bank. <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/17408>

CASTAÑO-ROSA, R., SOLÍS-GUZMÁN, J., RUBIO-BELLIDO, C. y MARRERO, M. (2019). Towards a multiple-indicator approach to energy poverty in the European Union: A review. *Energy and Buildings*, 193, pp. 36–48. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2019.03.039>

CEBOLLADA, À. (2006). Aproximación a los procesos de exclusión social a partir de la relación entre el territorio y la movilidad cotidiana. *Documents d'anàlisi geogràfica*, 48, pp. 105–121.

CRESSWELL, T. y UTENG, T. P. (2016). Gender Differences in the Influences of Urban Structure on Daily Travel. *Gendered Mobilities*, pp. 187–206.

CREUTZIG, F., JAVAID, A., KOCH, N., KNOFF, B., MATTIOLI, G. y EDENHOFER, O. (2020). Adjust urban and rural road pricing for fair mobility. *Nature Climate Change*, 10(7), Article 7. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0793-1>

CRISTALDI, F. (2005). Commuting and Gender in Italy: A Methodological Issue. *The Professional Geographer*, 57(2), pp. 268–284. <https://doi.org/10.1111/j.0033-0124.2005.00477.x>

CURRIE, G., RICHARDSON, T., SMYTH, P., VELLA-BRODRICK, D., HINE, J., LUCAS, K., STANLEY, J., MORRIS, J., KINNEAR, R. y STANLEY, J. (2010). Investigating links between transport disadvantage, social exclusion and well-being in Melbourne – Updated results. *Research in Transportation Economics*, 29(1), pp. 287–295. <https://doi.org/10.1016/j.retrec.2010.07.036>

DARGAY, J. M. (2001). The effect of income on car ownership: Evidence of asymmetry. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 35(9), pp. 807–821. [https://doi.org/10.1016/S0965-8564\(00\)00018-5](https://doi.org/10.1016/S0965-8564(00)00018-5)

DEPARTMENT FOR ENVIRONMENT, FOOD AND RURAL AFFAIRS. (2019). Overall measure of accessibility of services. GOV.UK. <https://www.gov.uk/government/statistics/rural-transport-travel-and-accessibility-statistics/overall-measure-of-accessibility-of-services-2019--2>

DODSON, J. y SIPE, N. (2007). Oil Vulnerability in the Australian City: Assessing Socioeconomic Risks from Higher Urban Fuel Prices. *Urban Studies*, 44(1), pp. 37–62. <https://doi.org/10.1080/00420980601023810>

DONG, K., REN, X. y ZHAO, J. (2021). How does low-carbon energy transition alleviate energy poverty in China? A nonparametric panel causality analysis. *Energy Economics*, 103, 105620. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105620>

EUROPEAN COMMISSION. (2021). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing a Social Climate Fund. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX %3A52021PC0568](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0568)

FEINDT, S., KORNEK, U., LABEAGA, J. M., STERNER, T. y WARD, H. (2021). Understanding regressivity: Challenges and opportunities of European carbon pricing. *Energy Economics*, 103, 105550. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105550>

FRANSEN, K., NEUTENS, T., FARBER, S., DE MAEYER, P., DERUYTER, G. y WITLOX, F. (2015). Identifying public transport gaps using time-dependent accessibility levels. *Journal of Transport Geography*, 48, pp. 176–187. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2015.09.008>

GOMIDE, A., LEITE, S. y REBELO, J. (2005). *Public transport and urban poverty: A synthetic index of adequate service*. [https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=Public %20Transport %20and %20Urban %20Poverty %3A %20A %20Synthetic %20Index %20of %20Adequate %20Service&author=A. %20Gomide&publication_year=2005#d=gs_cityt=1660292909429yu= %2Fscholar %3Fq %3Dinfo %3A2684_KZJIdkJ %3Ascholar.google.com %2F %26output %3Dcite %26scirp %3D0 %26hl %3Des](https://scholar.google.com/scholar_lookup?title=Public%20Transport%20and%20Urban%20Poverty%3A%20A%20Synthetic%20Index%20of%20Adequate%20Service&author=A.%20Gomide&publication_year=2005#d=gs_cityt=1660292909429yu=%2Fscholar%3Fq%3Dinfo%3A2684_KZJIdkJ%3Ascholar.google.com%2F%26output%3Dcite%26scirp%3D0%26hl%3Des)

GOODMAN, A. y OLDFIELD, Z. (2004). Permanent differences? Income and expenditure inequality in the 1990s and 2000s (Research Report No. R66). IFS Report. <https://doi.org/10.1920/re.ifs.2004.0066>

GORDON, P., KUMAR, A. y RICHARDSON, H. W. (1989). Gender Differences in Metropolitan Travel Behaviour. *Regional Studies*, 23(6), pp. 499–510. <https://doi.org/10.1080/00343408912331345672>

- GUILIANO, G. (1979). Public transportation and the travel needs of women. *Traffic Q.; (United States)*, 33:4. <https://www.osti.gov/biblio/5807134>
- HALKOS, G. E. y GKAMPOURA, E.-C. (2021). Coping with Energy Poverty: Measurements, Drivers, Impacts, and Solutions. *Energies*, 14(10), Article 10. <https://doi.org/10.3390/en14102807>
- HANSON, S. y JOHNSTON, I. (1985). Gender Differences in Work-Trip Length: Explanations and Implications. *Urban Geography*, 6(3), pp. 193–219. <https://doi.org/10.2747/0272-3638.6.3.193>
- KAMRUZZAMAN, MD. y HINE, J. (2012). Analysis of rural activity spaces and transport disadvantage using a multi-method approach. *Transport Policy*, 19(1), pp. 105–120. <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2011.09.007>
- LABANDEIRA, X., LABEAGA, J. y LÓPEZ-OTERO, X. (2017). A meta-analysis on the price elasticity of energy demand. *Energy Policy*, 102(C), pp. 549–568.
- LEGENDRE, B. y RICCI, O. (2015). Measuring fuel poverty in France: Which households are the most fuel vulnerable? *Energy Economics*, 49, pp. 620–628. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.01.022>
- LITMAN, T. (2021). *Transport affordability: Evaluation and Improvement Strategies*. 46 p.
- LOVELACE, R. y PHILIPS, I. (2014). The ‘oil vulnerability’ of commuter patterns: A case study from Yorkshire and the Humber, UK. *Geoforum*, 51, pp. 169–182. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2013.11.005>
- LOWANS, C., FURSYFER DEL RIO, D., SOVACOO, B. K., ROONEY, D. y FOLEY, A. M. (2021). What is the state of the art in energy and transport poverty metrics? A critical and comprehensive review. *Energy Economics*, 101, 105360. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105360>
- LUCAS, K., MATTIOLI, G., VERLINGHIERI, E. y GUZMAN, A. (2016). *Transport poverty and its adverse social consequences*. <https://doi.org/10.1680/jtran.15.00073>

LUCHS, M. G. y MOORADIAN, T. A. (2012). Sex, Personality, and Sustainable Consumer Behaviour: Elucidating the Gender Effect. *Journal of Consumer Policy*, 35(1), pp. 127–144. <https://doi.org/10.1007/s10603-011-9179-0>

MAESTRE-ANDRÉS, S., DREWS, S. y VAN DEN BERGH, J. (2019). Perceived fairness and public acceptability of carbon pricing: A review of the literature. *Climate Policy*, 19(9), pp. 1186–1204. <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1639490>

MAKING THE CONNECTIONS: Final report on transport and social exclusion. (n.d.). Retrieved 10 August 2022, from https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/@ed_emp/@emp_policy/@invest/documents/publication/wcms_asist_8210.pdf

MARKANDYA, A., ARTO, I., GONZÁLEZ-EGUINO, M. y ROMÁN, M. V. (2016). Towards a green energy economy? Tracking the employment effects of low-carbon technologies in the European Union. *Applied Energy*, 179, pp. 1342–1350. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.122>

MARKKANEN, S. y ANGER-KRAAVI, A. (2019). Social impacts of climate change mitigation policies and their implications for inequality. *Climate Policy*, 19(7), pp. 827–844. <https://doi.org/10.1080/14693062.2019.1596873>

MATTIOLI, G. (2017). ‘Forced car ownership’ in the UK and Germany: Socio-spatial patterns and potential economic stress impacts. *Social Inclusion*, 5(4), pp. 147–160. <https://doi.org/10.17645/si.v5i4.1081>

MATTIOLI, G., WADUD, Z. y LUCAS, K. (2016). *Developing a Novel Approach for Assessing the Transport Vulnerability to Fuel Price Rises at the Household Level*.

MATTIOLI, G., WADUD, Z. y LUCAS, K. (2018). Vulnerability to fuel price increases in the UK: A household level analysis. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 113, pp. 227–242. <https://doi.org/10.1016/j.tra.2018.04.002>

MOORE, J., LUCAS, K. y BATES, J. (2013). *Social disadvantage and transport in the UK: A trip-based approach*. 34 p.

MUSOVA, Z., MUSA, H. y MATIOVA, V. (2021). Environmentally responsible behaviour of consumers: evidence from Slovakia – ProQuest. *Economics y Sociology*, 14(1), pp. 178–198.

NG, W.-S. y ACKER, A. (2018). Understanding urban travel behaviour by gender for efficient and equitable transport policies (Working Paper No. 2018–01). *International Transport Forum Discussion Paper*. <https://doi.org/10.1787/eaf64f94-en>

OECD. (2011). *Divided we stand: Why inequality keeps rising*.

OECD. (2017). *Investing in Climate, Investing in Growth*. OECD. <https://doi.org/10.1787/9789264273528-en>

OSENI, G., PALACIOS-LOPEZ, A., MUGERA, H. K. y DURAZO, J. (2021). *Capturing What Matters: Essential Guidelines for Designing Household Surveys*. World Bank. <https://doi.org/10.1596/36763>

PEREIRA, R. H. M., SCHWANEN, T. y BANISTER, D. (2017). Distributive justice and equity in transportation. *Transport Reviews*, 37(2), pp. 170–191. <https://doi.org/10.1080/01441647.2016.1257660>

PLANNING AND DESIGN FOR SUSTAINABLE URBAN MOBILITY.pdf. (n.d.). Retrieved 10 August 2022, from [https://unhabitat.org/sites/default/files/download-manager-files/Planning %20and %20Design %20for %20Sustainable %20Urban %20Mobility.pdf](https://unhabitat.org/sites/default/files/download-manager-files/Planning%20and%20Design%20for%20Sustainable%20Urban%20Mobility.pdf)

PORRU, S., MISSO, F. E., PANI, F. E. y REPETTO, C. (2020). Smart mobility and public transport: Opportunities and challenges in rural and urban areas. *Journal of Traffic and Transportation Engineering (English Edition)*, 7(1), pp. 88–97. <https://doi.org/10.1016/j.jtte.2019.10.002>

RAC FOUNDATION. (2012). *21 million UK households in transport poverty*. <https://www.racfoundation.org/media-centre/transport-poverty>

RAMA, H. O., ROBERTS, D., TIGNOR, M., POLOCZANSKA, E. S., MINTENBECK, K., ALEGRÍA, A., CRAIG, M., LANGSDORF, S., LÖSCHKE, S., MÖLLER, V., OKEM, A., RAMA, B. y AYANDALE, S. (2022). *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. doi:10.1017/9781009325844

ROBINSON, C. y MATTIOLI, G. (2020). Double energy vulnerability: Spatial intersections of domestic and transport energy poverty in England. *Energy Research and Social Science*, 70, 101699. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101699>

ROBINSON, R. y THAGESEN, B. (2017). *Road Engineering for Development* (2nd ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781315273563>

SALON, D. y GULYANI, S. (2010). Mobility, Poverty, and Gender: Travel ‘Choices’ of Slum Residents in Nairobi, Kenya. *Transport Reviews*, 30(5), pp. 641–657. <https://doi.org/10.1080/01441640903298998>

SHAMMIN, MD. R., HERENDEEN, R. A., HANSON, M. J. y WILSON, E. J. H. (2010). A multivariate analysis of the energy intensity of sprawl versus compact living in the U.S. for 2003. *Ecological Economics*, 69(12), pp. 2363–2373. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2010.07.003>

SHEN, Q. (1998). Location Characteristics of Inner-City Neighborhoods and Employment Accessibility of Low-Wage Workers. *Environment and Planning B: Planning and Design*, 25(3), pp. 345–365. <https://doi.org/10.1068/b250345>

SIKSNELYTE-BUTKIENE, I., STREIMIKIENE, D., LEKAVICIUS, V. y BALEZENTIS, T. (2021). Energy poverty indicators: A systematic literature review and comprehensive analysis of integrity. *Sustainable Cities and Society*, 67, 102756. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102756>

SIMPSON, B. (2003). Briefing: Making the Connections: Final Report on Transport and Social Exclusion. Report by the Social Exclusion Unit 2003. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers – Municipal Engineer*, 156(2), pp. 81–83. <https://doi.org/10.1680/muen.2003.156.2.81>

ŠŤASTNÁ, M. y VAISHAR, A. (2017). The relationship between public transport and the progressive development of rural areas. *Land Use Policy*, 67, pp. 107–114. <https://doi.org/10.1016/j.landusepol.2017.05.022>

SUSTRANS. (2012). Locked Out: Transport poverty in England. Sustrans. <https://www.sustrans.org.uk/our-blog/research/all-themes/all/transport-poverty-in-england/>

SZÉKELY, V. y NOVOTNÝ, J. (2022). Public transport-disadvantaged rural areas in relation to daily accessibility of regional centre: Case study from Slovakia. *Journal of Rural Studies*, 92, pp. 1–16. <https://doi.org/10.1016/j.jrurstud.2022.03.015>

TAO, S., HE, S. Y., KWAN, M.-P. y LUO, S. (2020). Does low income translate into lower mobility? An investigation of activity space in Hong Kong between 2002 and 2011. *Journal of Transport Geography*, 82, 102583. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2019.102583>

TOMÁS, M., GARCÍA-MUROS, X., ALONSO-EPELDE, E., 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 diesel en España*. Observatorio de la Transición Energética y la Acción Climática (OTEA). <https://api.otea.info/storage/2022/02/28/c9736a05fb45a70854c3b556edc0ea7dcee22e7e.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>

TOMEJ, K. y LIBURD, J. J. (2020). Sustainable accessibility in rural destinations: A public transport network approach. *Journal of Sustainable Tourism*, 28(2), pp. 222–239. <https://doi.org/10.1080/09669582.2019.1607359>

UNIVERSITY OF ESSEX. (2021). *Trends in households without access to a car—The Health Foundation*. <https://www.health.org.uk/evidence-hub/transport/transport-trends/trends-in-households-without-access-to-a-car>

VIDYATTAMA, Y., TANTON, R. y NAKANISHI, H. (2021). Investigating Australian households' vehicle ownership and its relationship with emission tax policy options. *Transport Policy*, 114, pp. 196–205. <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2021.09.017>

WACHS, M. y KUMAGAI, T. G. (1973). Physical accessibility as a social indicator. *Socio-Economic Planning Sciences*, 7(5), pp. 437–456. [https://doi.org/10.1016/0038-0121\(73\)90041-4](https://doi.org/10.1016/0038-0121(73)90041-4)

WIEDENHOFER, D., LENZEN, M. y STEINBERGER, J. K. (2013). Energy requirements of consumption: Urban form, climatic and socio-economic factors, rebounds and their policy implications. *Energy Policy*, 63, pp. 696–707. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.035>

ANEXO A: ENCUESTA DE PRESUPUESTOS FAMILIARES

Cuadro 8A

Variables socioeconómicas y demográficas incluidas de la EPF

Variable	Valores después de la transformación	Descripción
DECILG	D1-D10	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.
QUINTILG	Q1-Q5	
CC. AA.	Andalucía Aragón Asturias Balears Canarias Cantabria Castilla-La Mancha Castilla y León Cataluña Ceuta Extremadura Galicia La Rioja Madrid Melilla Murcia Navarra País Vasco Valencia	Comunidad Autónoma de residencia.

Cuadro 8A (continuación)

Variables socioeconómicas y demográficas incluidas de la EPF

Variable	Valores después de la transformación	Descripción
TAMAMU	<10.000 Grande	Tamaño del municipio: Se considera que un municipio es grande cuando tiene 10.000 habitantes o más y pequeño cuando tiene menos de 10.000 habitantes.
DENSIDAD	Densa Intermedia Diseminada	Densidad de población del lugar de residencia del hogar.
TIPHOGAR	Mayores solas Monomarental Parejas con hijos/as Parejas mayores sin hijos/as Parejas sin hijos/as Persona sola Otros	Tipo de hogar.
SITUOCUHO	Ocupadas Paradas Una ocupada No consta	Situación del hogar respecto a la ocupación.
EDADPR	Joven Adulta Mayor	Edad de la persona de referencia.
SEXOPR	Mujer Hombre	Sexo de la persona de referencia.
PAISPR	España Resto Europa Resto Mundo Unión Europea	País de nacimiento de la persona de referencia.
ESTUDIOSPR	Sin estudios Primaria ESO Bachiller-FP Universitarios	Estudios completados por la persona de referencia.

Cuadro 8A (continuación)

Variables socioeconómicas y demográficas incluidas de la EPF

Variable	Valores después de la transformación	Descripción
JORNADAPR	Completa Parcial No consta	Tipo de jornada en el trabajo de la persona de referencia.
SITPROF	Asalariada Autónoma Empleadora Otros No consta	Situación profesional de la persona de referencia.
TIPOCONT	Indefinido Temporal No consta	Tipo de contrato vivienda de la persona de referencia.
REGTEN	Alquiler Cesión Propiedad con hipoteca Propiedad sin hipoteca	Régimen de tenencia de la vivienda principal.

Fuente: Elaboración propia a partir de la información proporcionada por el INE en la EPF.

Cuadro 9A

Gastos en bienes y servicios de transporte de la EPF

	Código	Bien/Servicio	Descripción
Transporte privado	07221	Gasóleo	Gasóleo A, carburantes para motor diésel, todo tipo de mezclas. Los dos tipos de gasóleo A, son los que están permitidos para automóviles en España.: i) Gasóleo A habitual, normalmente conocido como gasóleo A o diésel y ii) Nuevo gasóleo A, normalmente conocido como diésel premium o diésel+.
	07222	Gasolina	Todo tipo de gasolina (gasolina 95, gasolina 98...); todo tipo de mezclas para todo tipo de vehículos.
	07223	Otros "carburantes" para vehículos personales	Gas licuado de petróleo, alcohol, etanol, metanol, butanol, biogás, biogasolina, hidrógeno, biodiesel, electricidad y mezcla para motor de dos tiempos. Gasto de electricidad de un coche eléctrico. En los motores híbridos, se desglosará la parte de combustible (si es diésel o gasolina a los códigos 07.2.2.1 o 07.2.2.2 respectivamente) y la parte de electricidad.

Cuadro 9A (continuación)

Gastos en bienes y servicios de transporte de la EPF

	Código	Bien/Servicio	Descripción
Servicios de transporte	07311	Tren de cercanías	Billetes y bonos de tren de cercanías con distancia no superior a 50 Km. Bonos anuales de cercanías.
	07313	Metro y tranvía	Billetes y bonos de metro, tranvía o metro ligero cuando éstos son utilizados sólo para estos medios de transporte. Incluye también bonos anuales de metro, tranvía o metro ligero.
	07321	Autobús urbano no escolar	Los billetes de autobús, microbús y trolebús urbanos. Los bonobuses utilizados exclusivamente en este tipo de transporte. Incluye los pagos por equipaje. Autobús turístico.
	07322	Autobús y autocar interurbano no escolar	Los billetes de autobús, microbús y trolebús interurbanos colectivos. Los bonobuses utilizados exclusivamente en este tipo de transporte. Incluye los pagos por equipaje Autocar de larga distancia.
	07323	Transporte escolar	Todo tipo de transporte escolar tanto urbano como interurbano, que pone a disposición de los alumnos el centro de enseñanza o empresa, para su desplazamiento.

Fuente: Elaboración propia a partir de la información proporcionada por el INE en la EPF.

Cuadro 10A

Porcentaje de hogares españoles que consumen bienes o servicios de transporte

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
75,3	76,2	77,0	76,3	75,7	76,2	75,8	73,4
2014	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
72,7	71,4	70,7	70,7	69,9	69,4	55,98	55,9

ANEXO B: ÍNDICES DE VULNERABILIDAD POR CATEGORÍAS SOCIODEMOGRÁFICAS 2006-2021

Cuadro 11B

Índices de vulnerabilidad al transporte por variable sociodemográfica (sobre total)

(Porcentaje)

Variable	Categoría	10 %	2M	LIHC	VTU	Consumidores
Tamaño del municipio	<10.000	18,5	14,7	4,9	3,4	69,0
	Grande	12,7	9,6	3,2	1,6	71,8
Densidad del municipio	Densa	11,1	8,3	2,8	1,0	71,9
	Diseminada	19,3	14,6	4,9	3,6	69,1
	Intermedia	15,2	11,5	3,9	2,3	72,0
Tipo de hogar	Mayores solas	1,8	1,4	0,9	0,3	24,9
	Monomarental	11,2	8,5	3,5	1,5	71,9
	Parejas con hijos/as	18,8	14,3	4,3	2,8	86,2
	Parejas mayores sin hijos/as	6,3	4,6	1,9	1,1	58,9
	Parejas sin hijos/as	18,6	14,3	3,9	2,1	80,9
	Persona sola	11,6	9,1	3,5	1,4	60,6
	Ocupadas	18,2	13,8	2,9	1,5	86,5
	Paradas	7,6	5,7	2,7	1,6	53,3
	Una ocupada	20,3	15,6	5,6	3,6	84,6
	Edad persona de referencia	Adulta	16,7	12,8	4,1	2,2
Joven		19,6	15,6	5,5	3,1	78,1
Mayor		6,1	4,5	2,0	1,1	50,2
Género persona de referencia	Hombre	15,6	12,0	3,9	2,3	75,8
	Mujer	10,2	7,7	2,9	1,2	61,4
País persona de referencia	España	14,1	10,5	3,3	2,0	68,9
	Resto de Europa	19,3	16,6	9,0	2,2	80,9
	Resto del Mundo	18,5	14,4	7,6	3,5	73,4
	Unión Europea	15,9	12,1	5,1	2,6	72,3
Estudios persona de referencia	Bachiller-FP	15,6	12,2	3,8	1,8	76,1
	ESO	16,0	12,4	4,7	2,8	72,0
	Primaria	11,0	8,7	3,9	2,4	56,7
	Sin estudios	7,3	5,8	2,6	1,7	41,6
	Universitarios	12,6	9,4	2,1	0,9	79,2
Tipo de jornada de la persona de referencia	Completa	18,5	13,9	3,9	2,3	79,8
	Parcial	19,3	14,4	7,1	3,8	73,5
Situación profesional persona de referencia	Asalariada	14,3	10,9	3,7	2,0	73,5
	Autónoma	15,2	12,0	4,2	2,6	67,7
	Empleadora	12,0	9,1	2,1	1,2	73,9

Cuadro 11B (continuación)

Índices de vulnerabilidad al transporte por variable sociodemográfica (sobre total)

(Porcentaje)

Variable	Categoría	10 %	2M	LIHC	VTU	Consumidores
Tipo de contrato de la persona de referencia	Indefinido	13,6	10,2	3,0	1,5	74,9
	Temporal	17,9	14,0	6,4	3,9	71,4
TOTAL	Media nacional	13,9	10,6	3,6	2,0	71,2

Figura 11B

Índices de vulnerabilidad al transporte por categorías sociodemográficas (sobre total)

(Porcentaje)

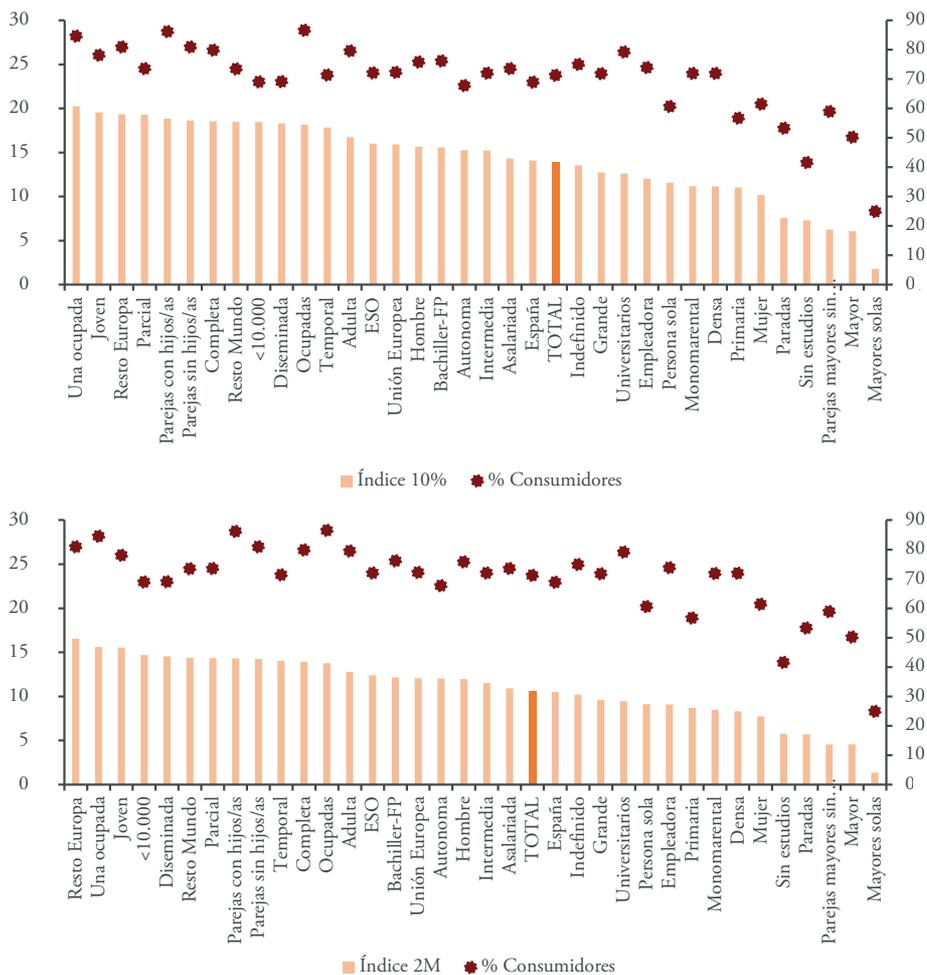
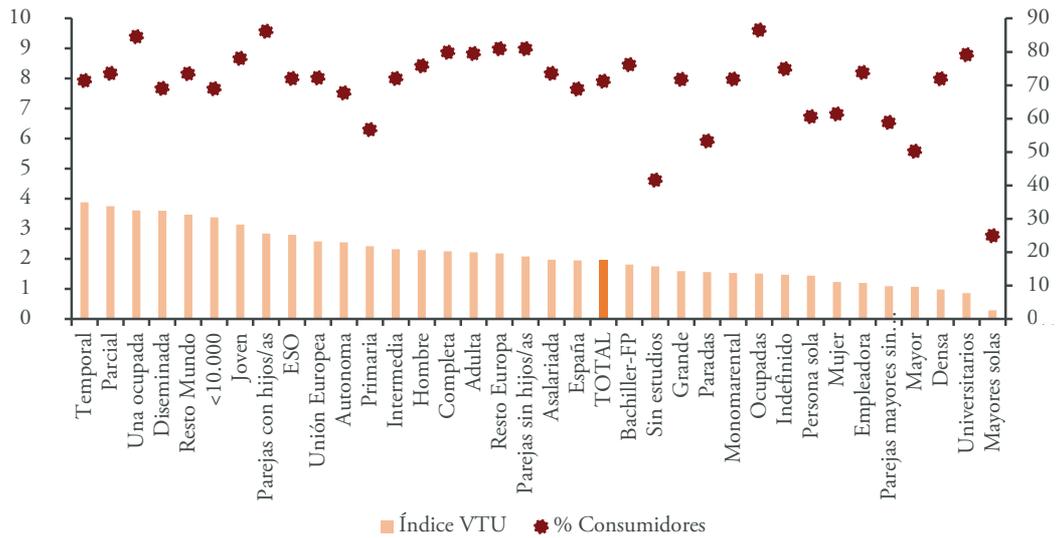
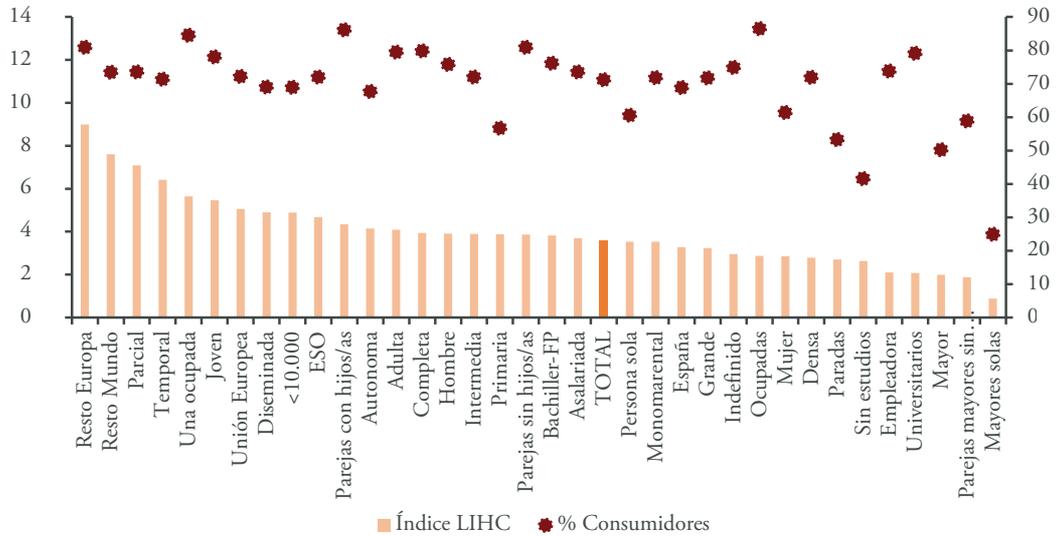


Figura 11B (continuación)

Índices de vulnerabilidad al transporte por categorías sociodemográficas (sobre total)

(Porcentaje)



Cuadro 12B

**Índices de vulnerabilidad al transporte por variable sociodemográfica
(sobre consumo)**

(Porcentaje)

Variable	Categoría	10 %	2M	LIHC	VTU	Consumidores
Tamaño del municipio	<10.000	26,8	21,3	7,1	4,9	69,0
	Grande	17,7	13,4	4,5	2,2	71,8
Densidad del municipio	Densa	15,5	11,5	3,9	1,4	71,9
	Diseminada	26,5	21,1	7,1	5,2	69,1
	Intermedia	21,2	16,0	5,4	3,2	72,0
Tipo de hogar	Mayores solas	7,1	5,4	3,5	1,2	24,9
	Monomarental	15,5	11,8	4,9	2,1	71,9
	Parejas con hijos/as	21,9	16,6	5,0	3,3	86,2
	Parejas mayores sin hijos/as	10,6	7,7	3,2	1,8	58,9
	Parejas sin hijos/as	23,0	17,6	4,8	2,6	80,9
	Persona sola	19,1	15,0	5,8	2,4	60,6
	Ocupadas	21,0	15,9	3,3	1,7	86,5
	Paradas	14,2	10,7	5,1	2,9	53,3
	Una ocupada	24,0	18,4	6,7	4,3	84,6
	Edad persona de referencia	Adulta	21,0	16,1	5,1	2,8
Joven		25,0	19,9	7,0	4,0	78,1
Mayor		12,1	9,0	4,0	2,1	50,2
Género persona de referencia	Hombre	20,6	15,8	5,2	3,0	75,8
	Mujer	16,6	12,6	4,6	2,0	61,4
País persona de referencia	España	20,5	15,2	4,7	2,8	68,9
	Resto de Europa	23,9	20,5	11,1	2,7	80,9
	Resto del Mundo	25,1	19,5	10,3	4,7	73,4
	Unión Europea	22,0	16,7	7,0	3,6	72,3
Estudios persona de referencia	Bachiller-FP	20,5	16,0	5,0	2,4	76,1
	ESO	22,2	17,2	6,5	3,9	72,0
	Primaria	19,4	15,4	6,8	4,3	56,7
	Sin estudios	17,6	13,8	6,3	4,2	41,6
	Universitarios	15,9	11,9	2,6	1,1	79,2
Tipo de jornada de la persona de referencia	Completa	23,2	17,4	4,9	2,8	79,8
	Parcial	26,2	19,5	9,6	5,1	73,5
Situación profesional persona de referencia	Asalariada	19,5	14,8	5,0	2,7	73,5
	Autónoma	22,5	17,8	6,1	3,8	67,7
	Empleadora	16,3	12,3	2,8	1,6	73,9
Tipo de contrato de la persona de referencia	Indefinido	18,1	13,6	3,9	2,0	74,9
	Temporal	25,0	19,7	9,0	5,4	71,4
TOTAL	Media nacional	19,5	14,9	5,0	2,7	71,2

Figura 12B

Índices de vulnerabilidad al transporte por categorías sociodemográficas (sobre consumidores)

(Porcentaje)

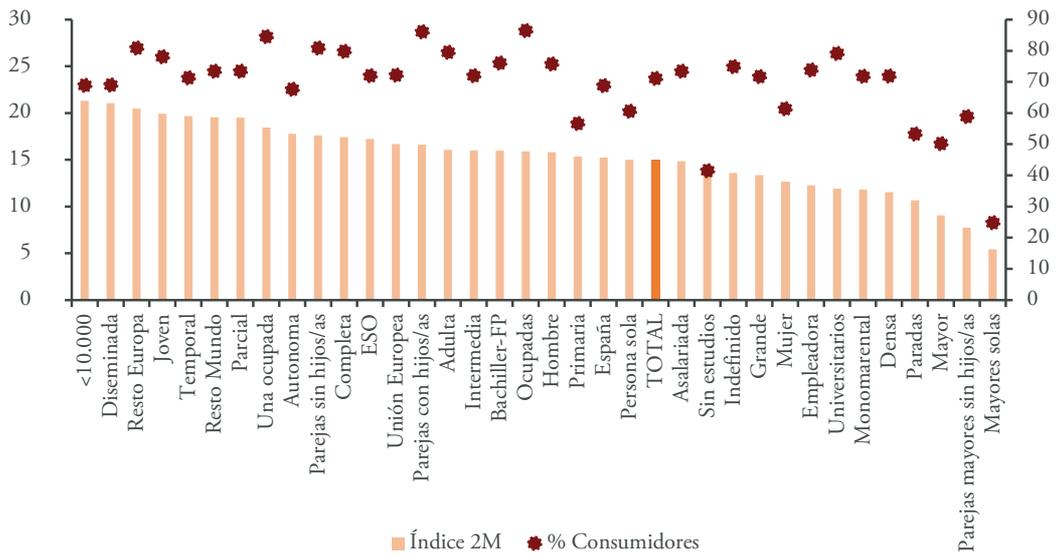
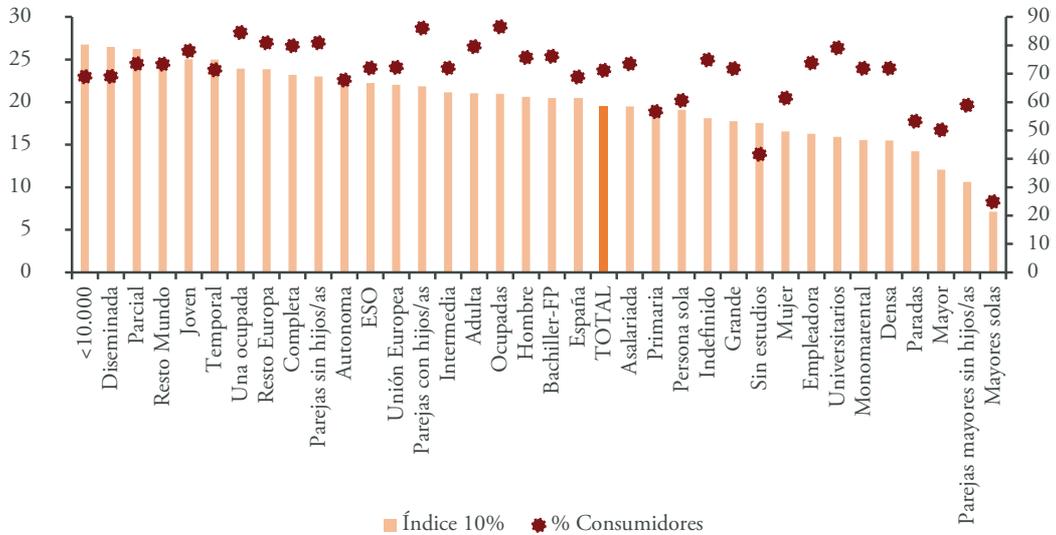
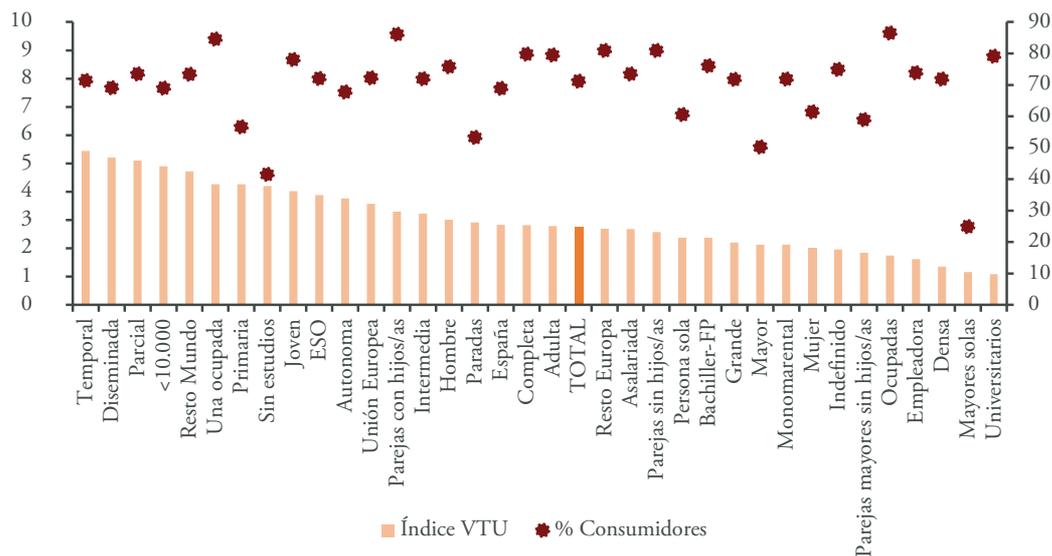
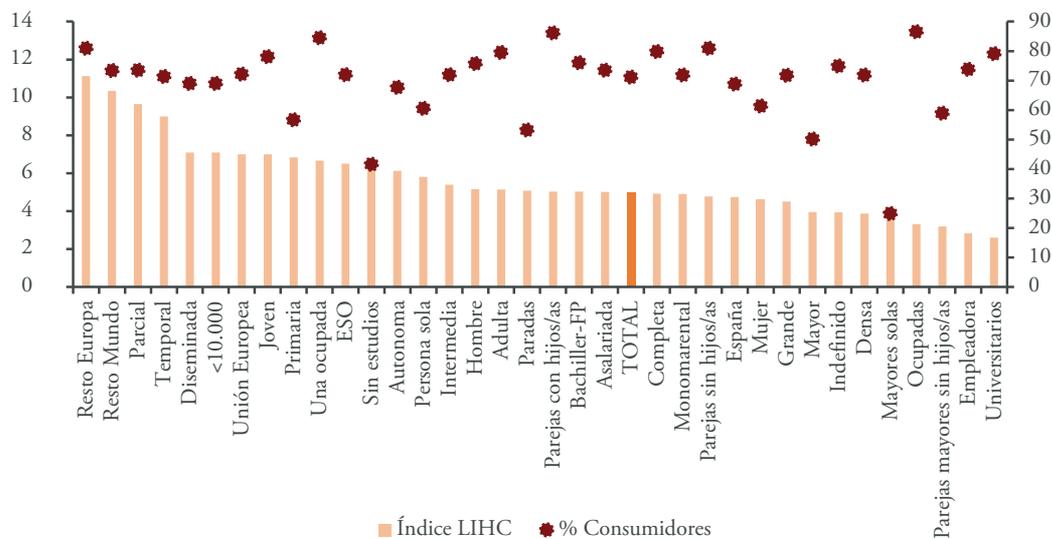


Figura 12B (continuación)

Índices de vulnerabilidad al transporte por categorías sociodemográficas (sobre total)

(Porcentaje)



Cuadro 13B

Índices de vulnerabilidad al transporte por comunidad autónoma

(Porcentaje)

CC. AA.	10	2M	LIHC	VTU	Consumidores
Andalucía	15,9	12,3	4,2	3,0	73,7
Aragón	10,8	8,0	2,3	1,2	71,0
Asturias	13,2	10,2	3,2	2,0	64,7
Baleares	13,9	10,2	3,6	1,2	79,0
Canarias	18,7	14,6	6,9	3,8	78,1
Cantabria	15,6	12,3	4,1	2,1	68,2
Castilla-La Mancha	16,2	12,9	4,3	3,2	64,9
Castilla y León	15,0	11,8	3,2	2,4	62,7
Cataluña	10,1	7,4	2,3	0,8	67,4
Ceuta	7,5	5,2	2,1	1,1	73,7
Extremadura	17,9	14,7	5,6	4,9	69,5
Galicia	16,2	12,5	4,0	2,7	66,3
La Rioja	12,7	9,9	3,0	1,9	63,8
Madrid	14,1	10,5	3,4	0,4	81,7
Melilla	5,8	4,6	1,7	1,8	66,6
Murcia	17,4	13,4	4,4	3,2	74,1
Navarra	12,7	9,6	2,0	1,0	69,3
País Vasco	8,4	5,9	1,8	0,2	71,6
Valencia	13,5	10,5	3,8	2,5	67,0

Figura 13B

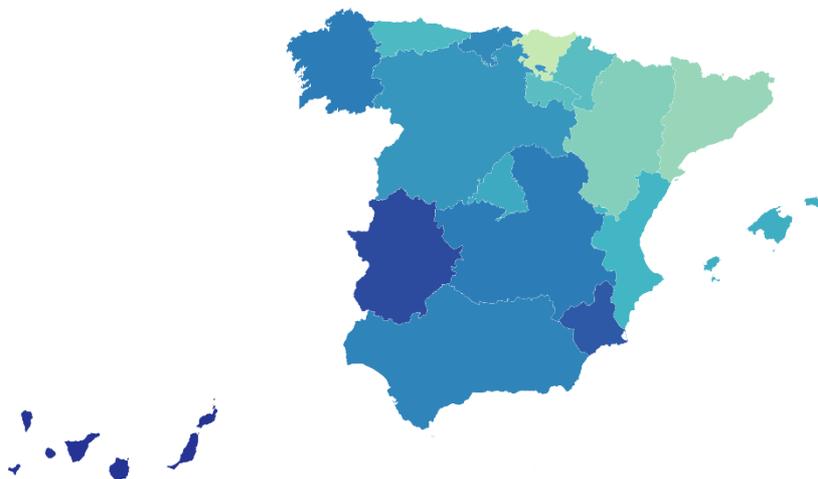
Mapas de vulnerabilidad al transporte por índice y comunidad autónoma

Figura 13B (continuación)

Mapas de vulnerabilidad al transporte por índice y comunidad autónoma

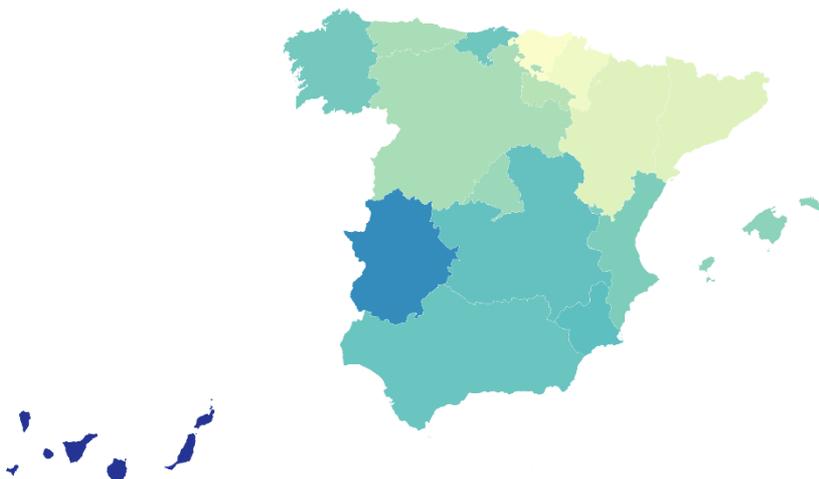
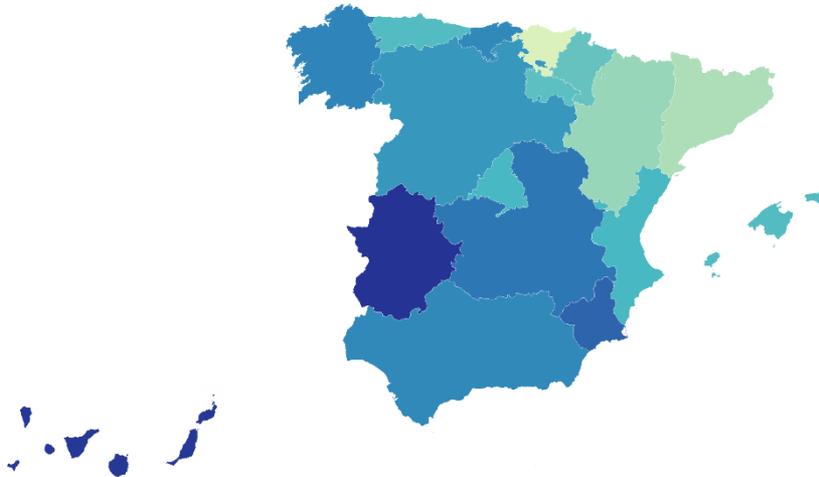
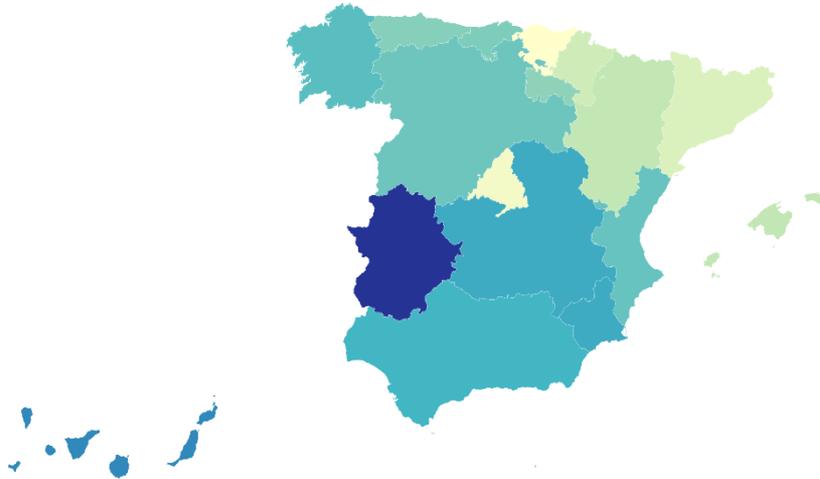


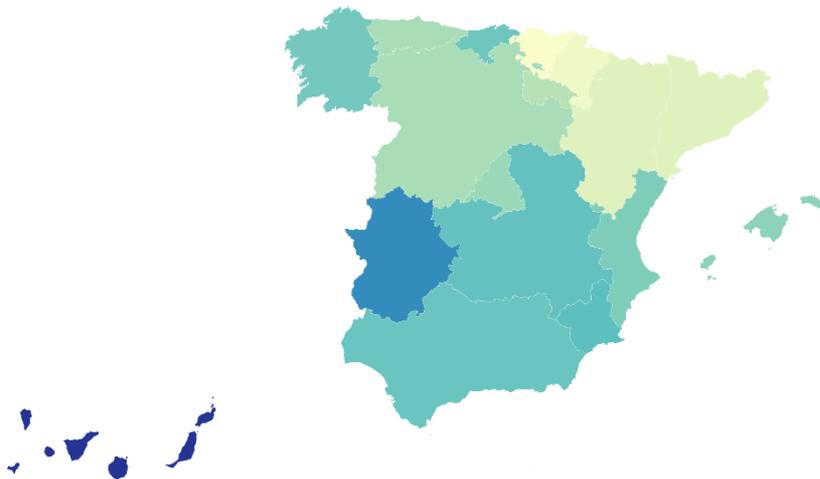
Figura 13B (continuación)

Mapas de vulnerabilidad al transporte por índice y comunidad autónoma

VTU
0,2 4,9



LIHC
% hogares consumidores
62,7 81,7



The economics of fossil decarbonisation in industrial processes for a targeted policy design

*Timo Gerres**

Abstract

Current industrial processes, especially those in the basic material sector, rely on fossil fuels and feedstock. Hence, transforming the industrial sector with low-emission processes for a climate-neutral economy implies profound changes. In this paper, I present a conceptual understanding of the economics of fossil decarbonisation by categorising modifications to currently used technologies and differentiating them based on their known and uncertain investment and operational costs. Based on various case studies, I show how different uncertainty dimensions, and the evaluation of uncertainties impact the business case for low-emission process modifications. These uncertainties must be addressed by an industrial policy that guides the transition of the industrial sector. Hence, this work may support policymakers and academia in evaluating and designing targeted policy solutions that guide the industry towards fossil decarbonisation.

Key words: fossil decarbonisation, policymakers, industrial sector.

1. INTRODUCTION

Most manufactured goods are made from one or several fossil carbon-based basic materials.¹ Plastics and other petrochemicals are directly made from crude oil. Coal or natural gas is needed to make carbon steel. We make cement by burning fossil limestone, and lime and other carbon-based minerals play an important role in the ceramics and glass industry. These basic materials have in common that today's processes are highly standardised, rely on fossil fuels to reach high reaction temperatures, and cause energy-related and process-related carbon emissions. For a climate-neutral economy, these industries must transform completely to eliminate about 60% of the direct industrial emissions caused by

* Institute for Research in Technology (IIT), ICAI, Comillas Pontifical University, Madrid.

1 Paper pulp, wood products and the food industry are some of the exceptions.

basic material production (IEA, 2021) and manufacture final products with a negligible indirect carbon footprint (scope 3) (Hertwich and Wood, 2018).

Nearly all basic materials are commodities, while many intermediary goods made from basic materials are commodity-like. Basic materials are standardised products with clearly defined material characteristics and compositions traded on global markets.² Hence, for basic material producers, there is little differentiation other than production costs when selling their products. The same holds for a large volume of intermediary goods, such as steel rods or premanufactured concrete structures for the construction industry. Only further down the value chain, product quality, performance, and nontangible characteristics such as design significantly increase the perceived value of a product while diminishing the weight of material and operational costs for the economics of industrial production. As such, the economics of fossil decarbonisation in the industry is primarily linked to the cost competitiveness and profitability of low-emission process modifications compared to current production routes.

My objective is to provide a conceptual understanding of the economics of fossil decarbonisation under consideration of various potential process modification options.

In the following, I introduce the underlying problem description of production costs per unit of product in industrial processes, differentiating between plannable and uncertain production costs (section 2). I then identify four types of low-emission modifications to current processes and highlight how they differ concerning their emission reduction potential and production cost uncertainties. Starting from multiple highly simplified case studies (section 3), I show how cost uncertainty dimensions vary for each type of process modification and how a firm's investment decision is subject to the evaluation of future uncertain operational cost scenarios. Findings highlight how the attractiveness of investments in low-emission processes can be impacted by uncertain operational costs (section 4). To guide the transformation of the industrial sector towards a climate-neutral economy, industrial policies may have to address operational cost uncertainties in addition to reducing known costs.

2 See list of commodities according to the World Bank's "The Pink Sheet" (World Bank, 2021).

2. CONCEPTUAL PROBLEM DESCRIPTION

Any industrial process can be characterised by its production cost per unit of the final product.³ The cost elements that make up the expected total cost per final product can be grouped into costs related to the assets of the physical production process and costs linked to the inputs needed and outputs caused when producing one unit of the final product. This formulation only includes the cost elements expected when investing. It may not correspond to the actual production costs, given the risk of unforeseen outages, equipment malfunctioning, and other cost overruns due to external factors. Outputs can be desired (final product) or undesired (emissions, waste, etc.).

$$ProductCost \left[\frac{\text{€}}{product_{out}} \right] = \underbrace{\left(CAPEX \left[\frac{\text{€}}{product_{out}} \right] + OPEX_{investment} \left[\frac{\text{€}}{product_{out}} \right] \right)}_{\text{Asset-related costs}} + \underbrace{OPEX_{variable} \left[\frac{\text{€}}{product_{out}} \right]}_{\text{Output-related costs}}$$

Asset-related costs encompass the investment costs (CAPEX) that need to be recovered over the design life of the process equipment and the operational service and maintenance costs that occur independently from the actual usage of the process but must be allocated to each unit of the final product as well ($OPEX_{investment}$). Theoretically, both cost elements are known for the entire lifetime of the process equipment. They can be allocated to each unit of the expected final product manufactured with the process equipment. In accounting terms, the asset-related costs can be considered fixed costs that are depreciated based on the equipment's expected service life and use (Hill, 1999).⁴

Investment costs per unit of product are determined based on the lifetime/depreciation period and the weighted cost of capital (WACC). The longer the depreciation period, the lower the cost per unit of product; the lower the WACC, the lower the cost of the product. The years to recover the investment should not exceed the design life of the process equipment.

³ All mathematical formulations can be representative for variables and parameters in matrix form to reflect the complexity of industrial processes.

⁴ Fixed costs are based on the premise that assets are operated as initially planned. In the case of unforeseen outages or underused equipment lifetimes might become longer and depreciation lower (or if production levels are lower than expected, assuming the same lifetime, depreciation per unit would become higher).

$$CAPEX \left[\frac{\text{€}}{\text{product}_{out}} \right] = Investment \left[\frac{\text{€}}{\text{product}_{out}} \right] * \frac{WACC * (1 + WACC)^{Years}}{(1 + WACC)^{years} - 1} \frac{1}{DesignLife}$$

Most operational costs are linked to the actual production output (OPEX_{variable}). For each unit of the final product, a certain amount of input materials and energy is needed. In most cases, materials and energy must be bought on external markets. Their future price is uncertain when investing in new process equipment.⁵ In addition to the costs associated with the process inputs, operators may face additional costs for undesired outputs linked to the production process operation. In the case of CO₂ emissions as an undesired output, prices can be subject to market dynamics. For the EU ETS in Europe, future CO₂ prices are highly uncertain when investing in new processes. Other process outputs, for example, rejects or certain waste materials, may create profits (negative costs) that depend on uncertain selling prices.⁶

$$\begin{aligned} OPEX_{variable} \left[\frac{\text{€}}{\text{product}_{out}} \right] = & \\ & EnergyPrice \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right] * EnergyIntensity \left[\frac{MWh_{in}}{\text{product}_{out}} \right] \\ & + MaterialPrice \left[\frac{\text{€}}{\text{product}_{in}} \right] * MaterialIntensity \left[\frac{\text{product}_{in}}{\text{product}_{out}} \right] \\ & + EmissionPrice \left[\frac{\text{€}}{tCO2} \right] * EmissionIntensity \left[\frac{tCO2}{\text{product}_{out}} \right] + \dots \end{aligned}$$

The inputs needed and outputs created per unit of the product depend on the characteristics of the installed process equipment. Hence, energy intensity, material intensity and emission intensity of production are known when investing in process equipment, though emission intensity is a sum-product of both energy and material efficiency.

5 Even if material and energy are produced with internal resources energy and material price risks remain during the design life of the equipment since the production cost of competitors, hence their production and sales price for a product, is subject to energy and material market price fluctuations.

6 This paper focuses on the potential cost of emitting CO₂. However, the formulation can be extended by costs for other externalities, such as the correct disposal of solid waste and wastewater.

$$\begin{aligned}
 & \text{EmissionIntensity} \left[\frac{tCO2}{\text{product}_{out}} \right] + \\
 & \text{EnergyIntensity} \left[\frac{MWh_{in}}{\text{product}_{out}} \right] * \text{EmissionIntensity} \left[\frac{tCO2}{MWh_{in}} \right] \\
 & + \text{MaterialIntensity} \left[\frac{\text{product}_{in}}{\text{product}_{out}} \right] * \text{EmissionIntensity} \left[\frac{tCO2}{\text{product}_{in}} \right] + \dots
 \end{aligned}$$

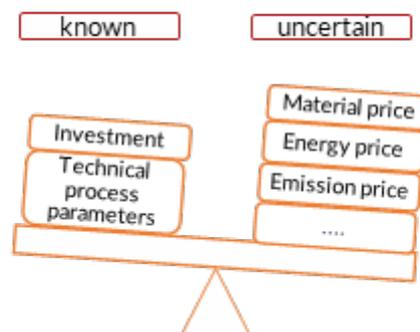
When investing in a new process equipment asset, a firm needs to weigh the known process parameters and asset-related costs against uncertain external market-based prices, among others, for energy, materials, and emission allowances (if subject to a carbon market).

The decision to install novel or modify existing process equipment will depend on the future cost of operating and reinvesting in current equipment. For different types of process modifications, the level of uncertainty changes significantly. In the following, I identify four different types of modification, each with a different degree of future operational cost uncertainty.

Modifications can be grouped into one or several of these four categories of operational cost uncertainty:

Figure 1

Grouping known and uncertain costs for new process equipment



2.1. Efficiency improvements

Process equipment with reduced energy, material, or emission intensity for each unit of the product has a higher efficiency than the current process setup. More is

produced with less. Among others, more efficient processes can be achieved with better process control, more efficient use of waste heat or better insulation. Such measures help bring a current process design closer to its thermal optimum and can often be implemented by maintaining the current process and improving it. However, optimising fossil-based processes will not lead to fully eliminating fossil fuels or decarbonising industrial emissions.

From an economic perspective, the main barrier to implementing efficiency improvements is the required investments which must be justifiable by future cost savings for energy, materials, or emissions. Hence, investments in process efficiency must always be justified by future material, energy, and emission cost expectations. The following main uncertainty dimensions for investments in efficiency improvements exist in case energy or material efficiency is being improved:

1. $EnergyPrice \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right]$ or $MaterialPrice \left[\frac{\text{€}}{product_{in}} \right]$
2. $EmissionPrice \left[\frac{\text{€}}{tCO2} \right]$

2.2. Energy carrier change

Only a few industrial processes may operate with another energy source without major modifications.⁷ Most thermal process equipment is designed for one specific type of fuel or electric energy to produce heat within a certain temperature range and flue gas composition in case of combustion. Hence, changing the energy carrier in an industrial process mostly implies major investments. In some cases, another energy carrier improves energy efficiency, such as using industrial electric heat pumps instead of natural gas boilers. In others, the energy intensity may increase, for example, when using biomass instead of fuel oil.

Given that changing the energy carrier does not impact the process efficiency, the economics of recovering the investments in new process technology or process modifications depend on the following uncertainties. Firstly, the future price of the

⁷ Cement kilns are one of the few exceptions in the heavy industry and can be operated with a wide range of different combustion fuels.

newly used energy source is not known. However, a firm modifying its processes will still compete with operators of current processes and their operational costs using the conventional energy source with a different emission intensity than the alternative energy source. As such, the economics of the modified process also depends on the uncertain future cost of the conventional energy source and its known emission intensity. The following main uncertainty dimensions for the economics of investments in an energy carrier change exist:

1. $EnergyPrice_{conventional} \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right]$
2. $EnergyPrice_{alternative} \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right]$
3. $EmissionPrice \left[\frac{\text{€}}{tCO_2} \right]$

2.3. Processing emissions (or other secondary process outputs)

Capturing CO₂ emissions is the most relevant process modification in this category, given the need to reduce the industrial carbon footprint. The economics of carbon capture, though, are very similar to those of any other type of process modification that reduces other greenhouse gases such as methane or nitrogen oxides, as well as investments for the treatment of other secondary process outputs and externalities such as wastewater. Capturing CO₂ is an additional non-spontaneous separation process that always requires additional energy, thereby reducing the overall energy efficiency of the process and increasing operational costs.⁸ A carbon capture process is additional to the operation of the current process. Hence, the energy use for the current process may be the same, while the capturing process relies on another energy source.

The profitability of operating a carbon capture process depends fundamentally on emission savings being financially compensated to recover the additional investment and higher energy costs. Compensation can be indirect by competitors using current processes without carbon capture paying a higher CO₂ price. The

⁸ Depending on the capturing technology the material intensity of a process may also increase if the capturing process itself requires input materials, such as MEA solvents or calcium oxide sorbents.

following main uncertainty dimensions for the economics of investments in carbon capture technologies exist:

1. $EnergyPrice_{conventional} \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right]$

2. $EnergyPrice_{capture} \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right]$

3. $EmissionPrice \left[\frac{\text{€}}{tCO_2} \right]$

2.4. Input material change

Industrial emissions may result from processing carbon-based input materials, such as in the steel, cement, or petrochemical industry. These emissions cannot be reduced by changing the energy carrier but require the replacement of input materials. Replacing one input material with another changes the characteristics of the final product and the process characteristics. Hence, the energy consumption and emission intensity of the process modification will differ from the current process's intensities.

Compared to the operation of a current process, at least the following main uncertainty dimensions for the economics of a material change exist:

1. $EnergyPrice \left[\frac{\text{€}}{MWh_{in}} \right]$

2. $MaterialPrice_{conventional} \left[\frac{\text{€}}{product_{in}} \right]$

3. $MaterialPrice_{alternative} \left[\frac{\text{€}}{product_{in}} \right]$

4. $EmissionPrice \left[\frac{\text{€}}{tCO_2} \right]$

3. CASE STUDIES: THE IMPACT OF UNCERTAINTIES

The expected profitability and the attractiveness of modifying the current process design will always depend on how a firm evaluates the uncertainty dimensions of

an investment. However, the impact of each uncertainty dimension on a firm's ability to recover investment costs while remaining competitive with current processes differs.

In the following, I explore how different expectations on the various uncertainty dimensions may influence a firm's decision to invest in new or modified process equipment instead of keeping conventional technologies for the four types of process modifications.

3.1. Efficiency improvements: the role of energy and emission prices

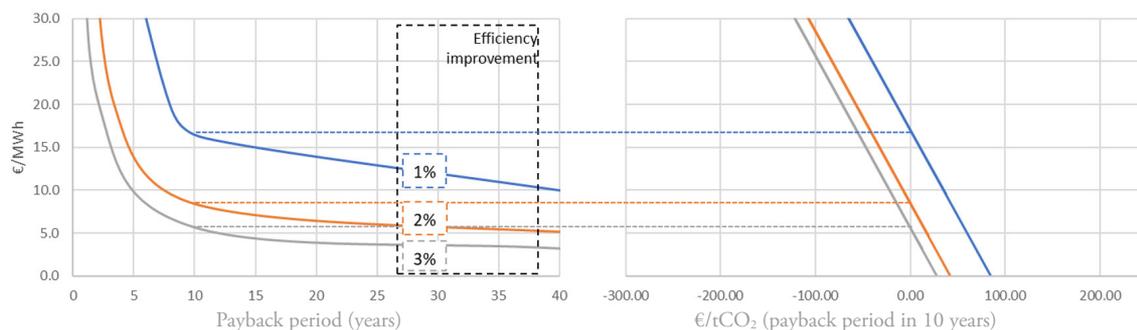
The following case represents an investment in any efficiency improvement measure with the new process efficiency exceeding 100% of the current process efficiency consuming the same energy source as the current process. The following case represents an investment in any efficiency improvement measure consuming the same energy source as the current process (insulation, process control, etc.). Given a sample process with a benchmark energy efficiency of 100%, an energy cost of 20 €/MWh and an energy-related emission intensity that corresponds to the use of natural gas, I evaluate three marginal efficiency improvement scenarios (1%, 2% and 3%) assuming a weighted cost of capital (WACC) of 8% per year.

As shown in figure 2, there is an inverse logarithmic correlation between the depreciation period and expected energy prices. Longer depreciation periods for investment increase the total financing costs but lower the investment cost per unit of product produced. Hence, marginally higher efficiency improvements reduce the expected payback period for the investment logarithmically for a constant expected energy price. Higher energy prices reduce the payback period logarithmically.

If the efficiency improvement is not economically feasible, a CO₂ price can help to ensure investment return. Since the energy carrier remains the same, the required CO₂ price corresponds to the difference between the required energy price to make the investment competitive and the actual energy price. figure 2 shows the correlation between energy price and required CO₂ price is linear.

Figure 2

Competitiveness of a modified process given the correlation between energy prices, return period and required CO₂ price for efficiency improvements



3.2. Energy carrier change: emission intensity vs. pricing

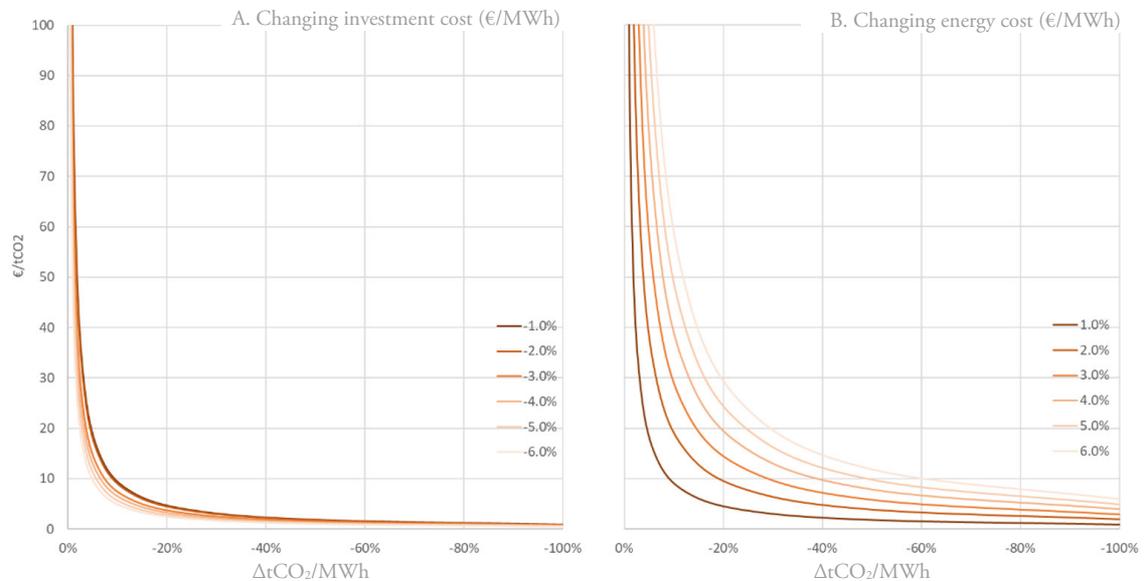
The following case represents switching from an emission-intensive energy source, such as natural gas, to a less emission-intensive alternative. Given a sample process with an energy efficiency of 100%, an energy cost of 20 €/MWh for both energy carriers, an energy-related emission intensity that corresponds to the use of natural gas for the conventional energy carrier and a reinvestment cost of 100 €/kW, I evaluate six marginal reinvestment costs scenarios (-1% to -6.0%) and six marginal energy cost scenarios (+1% to +6%) assuming a weighted cost of capital (WACC) of 8% per year and a depreciation period of 10 years.

Results show a reverse exponential correlation between the emission intensity reduction using an alternative energy carrier and the required CO₂ price to make the fuel switch economically feasible (figure 3).

The less emission-intensive the alternative energy carrier, the lower the CO₂ price premium needed to make it competitive. However, the non-linearity of the reverse correlation means that additional emission reductions of low-emission processes may only marginally reduce the CO₂ price needed to return the investment. Hence the impact on the relative carbon pricing risk is only marginal but increases exponentially with more emission-intensive alternatives.

Figure 3

Competitiveness of an alternative energy carrier with a changing emission intensity for investment cost and energy price scenarios



Reducing the initial investment cost for process modifications lowers the required CO₂ price, while higher expected energy costs for the alternative energy carrier results in higher CO₂ prices needed to return the investment. Both changes impact the balance between plannable investment cost and uncertain energy cost components per unit of the produced product. For the sample case, the weight of energy cost in the product cost is clearly greater than the capital cost since a marginal increase in the alternative energy cost impacts the required energy price more than a marginal reduction in investment costs (figure 3). However, this result is highly sensitive to the role of investment and energy costs for the final production cost. By doubling the initial investment costs for the sample case (200 €/kW) while maintaining an energy price of 20 €/MWh, the impact of a marginal 1% change of energy or investment costs on the required CO₂ price is the same (table 1).

The weight between investment and energy costs is specific to each process and its framework conditions, such as energy costs and availability. Other factors, such

Table 1

Impact of marginal investment and energy cost changes on the required CO₂ price for an energy carrier change to a less-emission intensive alternative (0 tCO₂/MWh)

Reinvestment cost	Investment cost change (Δ€/kW) (%)	Energy price change (Δ€/MWh) (%)	Required CO ₂ price change	Absolute marginal change
	0	0	0.0 €/tCO ₂	
100 €/kW	-1	0	-0.5 €/tCO ₂	0.5 Δ€/tCO ₂
	0	+1	+1.0 €/tCO ₂	1.0 Δ€/tCO ₂
	0	0	0.0 €/tCO ₂	
200 €/kW	-1	0	-1.0 €/tCO ₂	1.0 Δ€/tCO ₂
	0	+1	+1.0 €/tCO ₂	1.0 Δ€/tCO ₂

as a higher efficiency of heat pumps, can significantly increase the importance of known investment costs compared to uncertain energy costs.

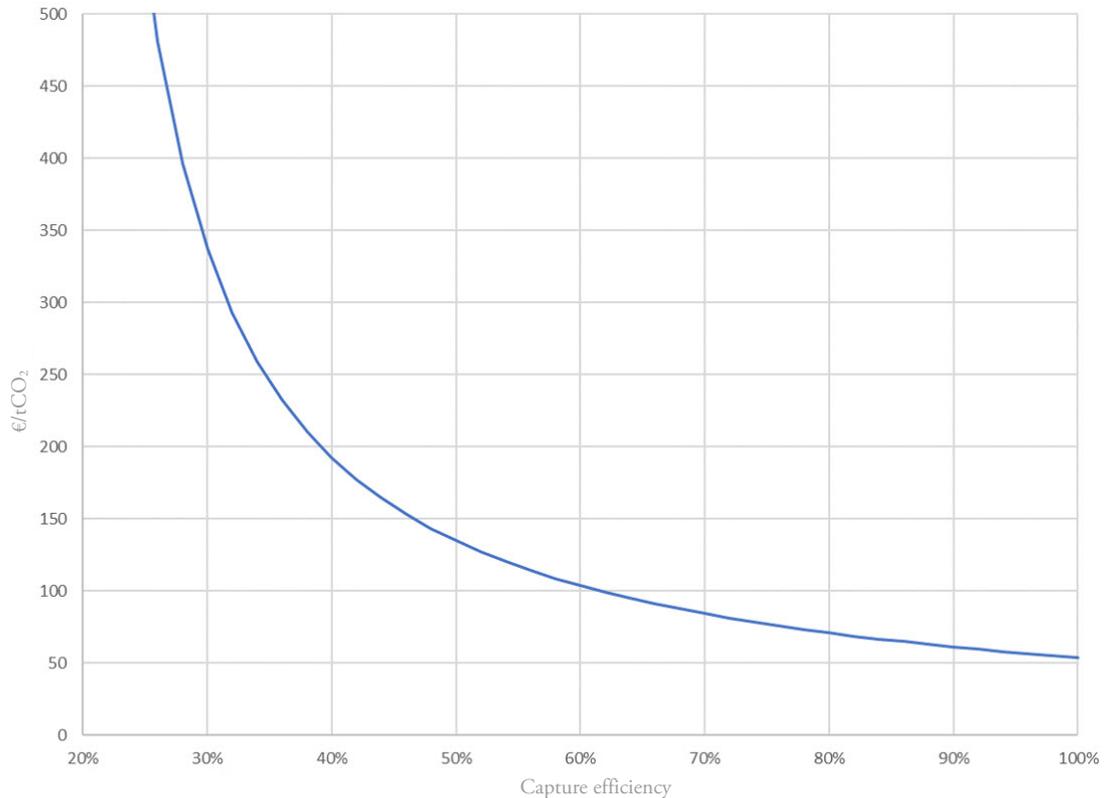
3.3. Processing emissions: why capture requires a CO₂ price and high capture efficiencies

The following process is representative of carbon capture installations. I consider a sample process with a required reinvestment cost of 130 €/t of annual production capacity with an energy consumption of 1 MWh per final product and an energy efficiency of 100%, an energy cost of 20 €/MWh and an energy-related emission intensity that corresponds to the use of natural gas. The required investment in the capture process is valued at 35% of the reinvestment, while operating the capture process increases energy demand by 20%. I analyse how variations in the capture efficiency impact the required CO₂ price scenarios given the depreciation of the investment within 10 years (WACC: 8%).

As shown in figure 4, the proposed capture technology will not be economically feasible with a CO₂ price below 50 €/tCO₂, assuming a capture efficiency of

Figure 4

Competitiveness of carbon capture technology for different capture efficiencies and CO₂ price scenarios



100% and an energy price of 20 €/MWh. Hence, approximately 50 €/tCO₂ captured must be “earned” to compensate for additional energy expenditures and the higher investment costs to compete with current processes in this scenario. A lower capture efficiency increases the required CO₂ price exponentially. In this example, lowering the capture efficiency from 90% to 89% increases the required CO₂ price by 0.85 €/tCO₂ while lowering capture efficiency from 20% to 19% hikes up the required CO₂ price by 577.55 €/tCO₂. Like energy efficiency improvements, the investment in capture carbon technologies is only economically feasible if the yield is sufficiently high. Lower investment or energy costs cannot change this exponential correlation, though they may move the curve closer to a required CO₂ price of 0, thereby reducing carbon pricing exposure.

3.4. Input material change: adding another uncertainty dimension

The dynamics between energy carriers and input material change are highly similar. In both cases, the input to the process is changed. What makes input material change different is its implication for process efficiency and energy use. Suppose alternative input materials have diverging material characteristics compared to current process inputs. In that case, the energy efficiency of the process changes and the currently used energy source might not be suitable anymore. Since these dynamics have been described before, I don't present a separate sample case. Regardless, I conclude that recovering the investment costs for marginal changes of input materials is prone to the highest degree of operational cost uncertainties to evaluate their competitiveness.

4. DISCUSSION: POLICY IMPLICATIONS

Whether or not an investment decision in low-emission process modifications is favourable depends to a high degree on uncertain future operational costs. In industries with highly standardised current processes, reinvestment in these standardised processes seems the safest option since a firm will remain exposed to the same operational cost uncertainties as its direct competitor. Among the discussed process modifications, investments in efficiency improvements are the most attractive choice for a risk-averse firm since, in addition to the fixed costs, the return on investment only depends on the uncertain price development of conventional energy carriers. However, edging closer to the optimal efficiency of current fossil-based processes will not get us to a climate-neutral economy. Fossil fuel use, energy and process emissions remain. We need industries to switch fuel sources, explore different input materials and capture the remaining fossil carbon emissions.

Low-emission process modifications are subject to a wider array of future operational cost uncertainties. Some may argue that, especially for energy costs, a clear correlation between electricity, natural gas and crude oil prices has been observed historically (Batten, Ciner and Lucey, 2017; Zakeri *et al.*, 2022). Such correlations would mitigate uncertainties but cannot be taken as

a given. Electricity prices correlate with natural gas prices if natural gas is used for electricity generation, thereby defining the electricity market price. Higher penetration of renewable energy sources making natural gas for electricity generation obsolete, may decouple these energy prices (Gerres *et al.*, 2019) and make the correlation much more latent. By choice, firms that sign long-term power purchase agreements (PPAs) for renewable electricity already decouple themselves from natural gas price developments.

While long-term energy price differences may lead to convergence due to technological adoption, short- and medium-term price fluctuations for different energy carriers would not correlate. However, even in the short or medium term, price fluctuations may have a devastating effect on business, as in the European energy crisis following the Russian invasion of Ukraine in February 2022 (Albert *et al.*, 2022). Similar observations can be made for biomass as a potential substitute for fossil-carbon-intensive feedstock such as coke. If increasingly used as an energy carrier and feedstock, biomass demand may increasingly exceed availability in Europe, resulting in scarcity-driven market prices (Material Economics, 2021). At the same time, uncertainty about the future emission allowance prices on the EU ETS represents an additional cost uncertainty with varying effects in each industry. The resulting varying degrees of uncertainty for different technology options are summarised in table 2.

In this context, an industrial policy mainly focusing on investment support may only incentivise process modifications with a high share of fixed costs. Doing so would fail to trigger and guide the transition of industrial processes towards fossil decarbonisation. Instead, policies are needed that address operational cost uncertainties: the OPEX dilemma. Various policy options that could form an industrial policy package have been discussed in the literature (Chiappinelli *et al.*, 2021). Policymakers are tasked to find the right balance between push and pull policies (Corniani, 2008). Industry-specific push policies, such as Carbon Contracts for Differences indexed to energy prices (Gerres and Linares, 2022), should be combined with demand-side pull policies, such as Green Public Procurement (GPP).

Table 2

Overview of difference in cost (lower [-], unknown [+], higher [+]) and degree of uncertainty (?,??) for less emission modification options compared to current process design

	Investment cost / technical process parameters	Energy cost	Emission cost	Material cost
Efficiency improvements	Certainty: known Cost: +	uncertain (?) -	uncertain (?) -	
Energy carrier change		known +/-	uncertain (??) +/-	uncertain (??) -
Processing emissions		known +	uncertain (?) +	uncertain (?) -
Input material change		known +/-	uncertain (?) +/-	uncertain (??) - +/-

5. CONCLUSIONS

Limiting emissions of industrial processes that rely on fossil fuels and feedstock can take different forms. My analysis offers a conceptual understanding of the economics of fossil decarbonisation by categorising modifications to currently used technologies and differentiating them based on their known and uncertain investment and operational costs. Based on various case studies, I show how different uncertainty dimensions, and the evaluation of uncertainties impact the business case for low-emission process modifications. These uncertainties must be addressed by an industrial policy that guides the transition of the industrial sector.

My work doesn't offer solutions for such a policy package. It presents the conceptual economic understanding necessary to evaluate and design targeted policy solutions that guide the industry towards fossil decarbonisation. Findings allow for some general observations that may guide policymaking. Policies must acknowledge the different roles of uncertain operational costs depending on the functional principles of process modifications and the weight of known fixed costs compared to uncertain operational costs. Direct investment support might be sufficient to incentivise process modifications with a high share of fixed

costs, such as efficiency improvements and industrial heat pumps. If uncertain operational costs outweigh fixed costs, policies should bridge the gap between the operational cost of modified and current processes. Direct support may take the form of Contracts for Differences, indexed against energy prices if energy prices represent the greatest operational cost uncertainty.

REFERENCES

ALBERT, E., BOUTELET, C., CHASTAND, J.-B., HIVERT, A.-F., STROOBANTS, J.-P. and MADELINE, B. (2022). Europe's energy crisis risks forcing factories across the continent to relocate or close down. *Le Monde*, Oct. 12, 2022. Accessed: Nov. 02, 2022. [Online]. https://www.lemonde.fr/en/europe/article/2022/10/12/europe-s-energy-crisis-risks-forcing-factories-across-the-continent-to-relocate-shut-down_6000015_143.html

BATTEN, J. A., CINER, C. and LUCEY, B. M. (2017). The dynamic linkages between crude oil and natural gas markets. *Energy Economics*, vol. 62, pp. 155–170. DOI: 10.1016/j.eneco.2016.10.019

CHIAPPINELLI, O. *et al.* (2021). A green COVID-19 recovery of the EU basic materials sector: Identifying potentials, barriers and policy solutions. *Climate Policy*, May 2021, pp. 1–19. DOI: 10.1080/14693062.2021.1922340

CORNIANI, M. (2008). Push and Pull Policy in Market-Driven Management. *Symphonya. Emerging Issues in Management*, no. 1, pp. 45–64. DOI: 10.4468/2008.1.05corniani

GERRES, T. *et al.* (2019). Rethinking the electricity market design: Remuneration mechanisms to reach high RES shares. Results from a Spanish case study. *Energy Policy*, Vol. 129, June. p. 11. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.03.034

GERRES, T. and LINARES, P. (2022). Carbon Contracts for Differences (CCfDs) in a European context. *The Greens/EFA, Climate Strategies*, 2022. [Online]. <http://gruenlink.de/2l3a>

HERTWICH, E. G. and WOOD, R. (2018). The growing importance of scope 3 greenhouse gas emissions from industry. *Environ. Res. Lett.*, vol. 13, no. 10, p. 104013, Oct. 2018. DOI: 10.1088/1748-9326/aae19a

HILL, P. (1999). *Capital Stocks, Capital Services and Depreciation*. OECD.

IEA. (2021). *Industry direct CO₂ emissions in the Net Zero and Announced Pledges scenarios, 2000-2030*. Oct. 21, 2021. <https://www.iea.org/topics/industry> (accessed Oct. 03, 2022).

MATERIAL ECONOMICS. (2021). EU biomass use in a net-zero economy. [Online]. <https://materialeconomics.com/latest-updates/eu-biomass-use>

WORLD BANK. (2021). *World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet)*. Accessed: Feb. 22, 2021. [Online]. Available: <http://pubdocs.worldbank.org/en/804991612306143358/CMO-Pink-Sheet-February-2021.pdf>

ZAKERI, B. *et al.* (2022). Energy Transitions in Europe – Role of Natural Gas in Electricity Prices. *SSRN Journal*, 2022. DOI: 10.2139/ssrn.4170906

La diversificación tecnológica de las eléctricas españolas y su descarbonización en el largo plazo (1960-2020)

*Sara Cano-Rodríguez y Mar Rubio-Varas**

Resumen

A pesar de la influencia significativa que han tenido las compañías eléctricas en la matriz energética española desde los inicios del sector a principios del siglo XX, desconocemos la evolución de la diversificación tecnológica de cada una de las empresas a largo plazo de manera comparada. En este estudio, investigamos la diversificación tecnológica de las principales compañías eléctricas españolas desde 1960 hasta 2020 en el contexto de la transición hacia una economía baja en carbono. Nuestro objetivo es responder a la pregunta de si todo el sector progresó al mismo ritmo y con las mismas tecnologías, o si se pueden identificar patrones de diversificación tecnológica distintos entre empresas que difieren del patrón general del sector. Además, es relevante examinar si este proceso de diversificación ha llevado a una descarbonización de la matriz eléctrica o no. En el contexto actual, abordar el desafío de la transición energética requiere estudios que se centren en las compañías que lo componen, ya que nos permite comprender de manera integral y rigurosa el proceso de cambio necesario hacia una descarbonización completa.

Palabras clave: sector eléctrico, descarbonización, transición energética, historia empresarial, España.

Highlights

- Evaluación de la trayectoria tecnológica de las compañías eléctricas españolas en términos de diversificación a lo largo del período clave para la actual configuración del *mix* de generación de electricidad (1960-2020).

* Institute for Advanced Research in Business and Economics (INARBE), Universidad Pública de Navarra (UPNA).

- Uso de datos reales de generación y potencia instalada por planta/instalación eléctrica según empresa propietaria.
- Medición del grado de diversificación tecnológica de cada compañía eléctrica según el Índice Herfindahl-Hirschman (HHI) en perspectiva histórica.
- Emisiones de CO_2 de las grandes compañías Iberdrola, Endesa y Naturgy desde 1960.
- Existen diferentes recorridos tecnológicos y estrategias por compañía, no siempre alineados con las demás.
- La diversificación tecnológica *per se* no siempre ha significado descarbonización.

1. INTRODUCCIÓN

El uso de la energía ha sido esencial para la supervivencia humana durante siglos. Desde los alimentos hasta la energía necesaria para producir bienes y servicios, dependemos completamente de la energía para vivir, y esta evoluciona a lo largo del tiempo adaptándose a nuestras necesidades y al medio en el que se desenvuelve. Hace doscientos años, las sociedades modernas experimentaban el salto más grande jamás visto en la historia, eliminando el régimen de energía orgánica basado en la fuerza del músculo y madera para pasar a un régimen de energía mineral basado en la combustión de recursos fósiles (carbón, petróleo combustible, gas natural). Esa gran transformación permitió al mundo acceder al más alto nivel de productividad jamás alcanzado. Desde hace varias décadas, sin embargo, la era mineral está en cuestión, dando paso a una nueva transición hacia un régimen postmineral.

La particularidad de la transformación energética que estamos viviendo, en comparación con otras anteriores, es que esta es programada. Ampliamente conocida como *descarbonización*, la transición energética del siglo XXI es iniciada en la década de 1990 y motivada por los países industrializados, que empiezan a sentir los fallos del modelo energético. Esto significa que los países están comprometidos con este cambio. Las razones responden a una doble crisis medioambiental. Por un lado, les preocupa el aumento inadmisibles de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) emitidas a la atmósfera como consecuencia de

la masiva combustión de recursos fósiles. Por otro lado, se pronuncia el agotamiento paulatino de las reservas de combustibles fósiles, esenciales del sistema, algo que en el corto plazo no debería indicar un grave problema, pero a largo plazo podría generar tensiones geoestratégicas y problemas de suministro. El objetivo de la transición energética es, entre otras cosas, modificar los *mix* de energía, expulsando las tecnologías basadas en la quema de combustibles fósiles y sustituirlas por otras tecnologías libres de recursos fósiles.

Dentro del contexto de la transición, el sector eléctrico es una figura clave como problema y como solución. En primer lugar, la generación de electricidad es responsable del 25 % de los GEI en el mundo dado que todavía el 60 % de la misma es generada a partir de tecnologías basadas en combustión de fósiles (carbón, fueloil o gas natural) (IPCC, 2014) (IEA, 2019)¹. Pero a su vez, el eléctrico es el sector industrial de Europa que más ha reducido sus emisiones en el período comprendido entre 1990 y 2019, desde que comenzaran las políticas de sostenibilidad (EEA, 2021). Esto se explica en parte por la capacidad única que el sector eléctrico tiene para generar su producto mediante varias tecnologías, agrupadas en un “*mix* tecnológico” o “*mix* eléctrico”, sin afectar a sus propiedades. Esto le permite ampliar sus posibilidades tecnológicas y diversificar sus fuentes de generación. Si a esto se suma la ventaja técnica como energía secundaria de poder ser transportada en largos trayectos, el sector eléctrico tiene la oportunidad de proveerse de grandes infraestructuras como centros de generación (presas hidráulicas, molinos de viento, paneles solares, centrales de biomasa o nucleares) las cuales tienen más posibilidades de aprovechar tecnologías libres de emisiones que los puntos de generación de suministro directo de la energía primaria (por ejemplo, un motor de combustión). Por estas razones, entre otras, el sector eléctrico ha sido el sector energético que más ha crecido en los últimos años, y se espera que continúe creciendo más durante los próximos 25 años hasta llegar a cubrir casi la totalidad del consumo de energía final global (IEA, 2020).

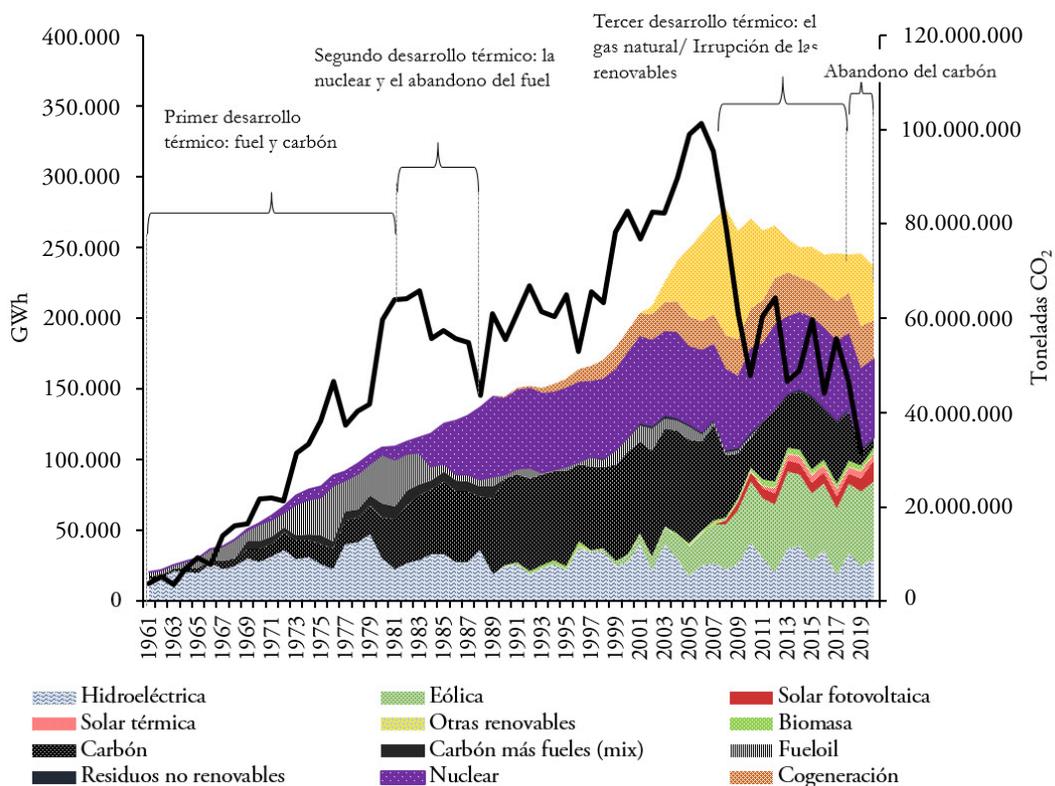
En España, el sector eléctrico se presenta como un interesante sujeto de estudio, ya que cuenta con uno de los *mix* más diversificados de toda Europa y ha sido pionero en el uso de energías renovables. En 2021, el sector eléctrico español representó

¹ El 50 % restante de los GEI a nivel global corresponde a la energía primaria y el resto a otras actividades.

solo el 10,8 % de las emisiones totales del país, según datos del SEI², lo que está muy por debajo del promedio global. Además, solo el 30 % de la electricidad se basa en la combustión de recursos fósiles, mientras que las fuentes renovables alcanzan el 50 % de la energía eléctrica generada. Estos números muestran un panorama positivo y distante de la media mundial. Gracias a los avances tecnológicos realizados en las últimas dos décadas, España ha logrado reducir notablemente sus emisiones y se ha convertido en un referente en este campo.

Figura 1

Generación eléctrica en España (1961-2020): por tecnología (eje izquierdo) y emisiones de CO₂ (eje derecho)



Nota: Sistema Peninsular únicamente.

Fuentes: Elaboración propia en base a las estimaciones de CO₂ en Cano Rodríguez, Rubio-Varas y Sesma-Martín (2022), REE y UNESA.

² El resto de las emisiones corresponden, en primer lugar, al transporte (29 %), en segundo lugar, a la industria (22 %), seguida de la agricultura (11 %) y la electricidad.

En la figura 1 resumimos los cambios que ha experimentado el *mix* eléctrico de España en el último medio siglo. En los últimos años, se ha ampliado notablemente la gama de tecnologías utilizadas, pasando de tecnologías térmicas altamente carbono-intensivas, como el fuel y el carbón, con emisiones de aproximadamente 0,95 y 0,77 toneladas de CO₂ por megavatio-hora (tCO₂/MWh) respectivamente hacia tecnologías más limpias con índices de emisión considerablemente inferiores, por ejemplo, el gas natural, cuyas emisiones se sitúan alrededor de 0,37 tCO₂/MWh, y las energías renovables, cuyas emisiones son prácticamente nulas³ (REE, 2021).

Como resultado de los imperativos de cambio hacia fuentes de energía menos carbónicas, en los últimos años la diversificación tecnológica de los *mix* eléctricos, es decir, la amplitud de las posibilidades tecnológicas de generación, se han convertido en una prioridad. La gran mayoría de las agendas globales instan a diversificar las fuentes generadoras como medida fundamental para la transición energética (Parlamento Europeo, 2023; La Casa Blanca, 2022) basándose en estudios basados en estudios de referencia (Templet, 1999; Freitas y Kaneko, 2011). Sin embargo, esta insistencia lleva implícita una idea que es ciertamente cuestionable que consiste en pensar que la diversificación tecnológica es una meta en sí misma en el camino hacia la descarbonización, sin detenerse a cuestionar la dudosa premisa de que simplemente por ampliar las opciones tecnológicas esto va a resultar en una disminución automática de los niveles de carbono.

Estudios recientes advierten que, junto con la ampliación tecnológica, se debe considerar el índice de carbono de cada tipo de tecnología incorporada, ya que de lo contrario corremos el riesgo de perseguir un objetivo vacío (Rubio-Varas y Muñoz-Delgado, 2019a y b). El análisis de períodos de tiempo suficientemente largos ha revelado que la diversificación tecnológica ha tenido resultados diversos en términos de emisiones a lo largo de la historia. Por ejemplo, en los primeros años de desarrollo del sector, cuando las opciones de fuentes generadoras se estaban ampliando, las emisiones experimentaron los mayores ritmos de crecimiento registrados en la historia, dado que lo que se estaba introduciendo en los *mix* de generación eran tecnologías térmicas de carbón y de fuel, que son las más contaminantes (0,95 y 0,77 tCO₂/MWh, respectivamente). Esta

³ Contabilidad correspondiente a emisiones directas.

paradoja nos podría presentar una empresa altamente diversificada pero también altamente emisora, por tener en su matriz tecnológica principalmente fuentes contaminantes. Es importante que este fenómeno se observe en perspectiva de largo plazo para poder comprobar si la relación que se está suponiendo entre diversificación tecnológica y descarbonización es la que realmente nos revela el período más reciente, donde las nuevas tecnologías incluidas en el abanico son renovables y no emisoras ($0 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$)⁴.

Paralelamente, en la hoja de ruta para la transición energética existe un problema de precisión en los objetivos de las medidas debido a que las agendas medioambientales se centran principalmente en el ámbito nacional, sin considerar la diversidad entre las empresas que dirigen el sector. ¿Todas las compañías eléctricas presentan el mismo grado de diversificación? ¿Disponen de las mismas oportunidades? ¿Es realmente necesario que una empresa esté diversificada para ser considerada limpia? En los últimos años se ha puesto de relieve que las compañías eléctricas son los actores clave en la implementación de los cambios tecnológicos. Su adopción de medidas medioambientales está en gran medida condicionada por incentivos institucionales y la rentabilidad de dichas medidas. Además, sus decisiones de inversión marcan el devenir de las emisiones durante muchas décadas posteriores a la toma de decisión. A pesar de ello, tanto en el terreno analítico como institucional, se tiende a pasar por alto el análisis individual de las empresas. Así, la mayoría de los estudios académicos sobre la estructura del *mix* eléctrico en España se han realizado a nivel nacional (Sudriá, 2006; Marcos, 2002; Costa, 2019), lo que implica que desconocemos la evolución individual de cada empresa.

Cuando hablamos de diversificación tecnológica y reducción de emisiones sería fundamental tener en cuenta a qué empresas nos estamos refiriendo, cuáles son sus capacidades y cuál ha sido su trayectoria hasta el momento. Estudios más recientes indican que las grandes empresas suelen presentar una mayor diversificación (Agosti, 2007; Palazuelos, 2019), mientras en los períodos previos a los procesos de liberalización, privatización e intercambio de activos de los años 1990-2000, las empresas solían especializarse en una sola tecnología, lo que todavía se refleja en diferencias entre sus *mix* actuales. Sin embargo, estos estudios

⁴ Solo emisiones directas.

carecen de una visión de largo plazo, cubriendo únicamente los últimos años de recorrido del sector. Para comprender plenamente la situación de las empresas eléctricas, creemos que es imprescindible conocer su trayectoria de diversificación tecnológica a lo largo del tiempo. En este sentido, existen historias documentadas de las empresas que revelan buena parte de su evolución (Anes, 2006; Sastre e Inglada, 2014; Anes, Fernández y Tembours, 2001; Inglada, 2012; Chapa, 2002). La lectura de estos registros históricos proporciona información valiosa para analizar el progreso y la diversificación tecnológica de cada empresa en el sector eléctrico, pero carecen de ambición cuantitativa y comparativa.

Planteamos un estudio sobre la diversificación de los *mix* tecnológicos⁵ de las principales empresas eléctricas españolas (Iberdrola, Endesa y Naturgy) y sus emisiones asociadas. De forma inédita hasta ahora, este estudio se plantea reconstruir las series de generación de las principales compañías eléctricas de España en el largo plazo, observando el *mix* tecnológico empleado, y realizar el cálculo de sus emisiones desde 1960 hasta hoy, algo nunca hecho hasta el momento. Se trata de saber más sobre la evolución de la diversificación tecnológica, calculando un índice de diversificación de sus carteras tecnológicas, y conocer a su vez la repercusión que estos cambios han tenido en el montante de emisiones, calculando un índice carbónico para cada tecnología. Además, consideramos que abarcando un período de tiempo lo suficientemente largo que cubre todos los cambios importantes del sector, aportamos una visión de largo plazo que solo la historia económica puede ofrecer para poner a prueba creencias recientes basadas en el corto plazo sobre la descarbonización. La hipótesis de partida es que, si miramos unos años atrás, aunque enmarcadas en una senda común, cada compañía ha seguido una trayectoria de diversificación tecnológica propia que la ha ubicado en una posición diferente ante la transición energética. Paralelamente, se prevé encontrar que la diversificación de estas empresas no ha significado siempre descarbonizar su producción, como también ha ocurrido con el conjunto del sector.

Con este trabajo, no se pretende dar solución a grandes preguntas sobre la adecuada ejecución de la transición energética, ello implicaría hacer un análisis

5 Mezcla o combinación de fuentes de energías que se utilizan en una zona geográfica para generar electricidad.

más profundo de los factores del éxito de una política global. Nuestro cometido aquí es hacer una reconstrucción de la trayectoria diversificadora que han tomado cada una de las empresas del sector eléctrico español para generar electricidad y su repercusión en emisiones asociadas durante los últimos 60 años, el gran período de cambio tecnológico del *mix* eléctrico de España. El fin de este trabajo es encontrar patrones de comportamiento que puedan ayudarnos a entender las tendencias que seguirán las compañías eléctricas en el futuro y revelar los ritmos del cambio tecnológico, poniendo nombres a quiénes emprendieron antes los principales cambios tecnológicos y las repercusiones que estos tuvieron sobre los índices carbónicos.

Este *paper* se estructura de la siguiente manera: después de esta breve introducción, en un segundo apartado, se explica la metodología empleada y las fuentes utilizadas para llevar a cabo este trabajo; en el tercer apartado, se expone un análisis de los datos con los índices de diversificación e índices carbónicos obtenidos por empresa; en cuarto lugar, se presenta una breve discusión sobre la relación que podrían mantener ambas variables y, en último lugar, se enumeran una serie de conclusiones e implicaciones importantes.

2. DATOS Y METODOLOGÍA

Para realizar este trabajo, se realiza una recomposición histórica de la generación eléctrica por tecnología de las tres grandes empresas Endesa, Iberdrola y Naturgy durante el período 1960-2020 a partir de la generación registrada por instalación eléctrica que proporcionan las siguientes bases de datos y fuentes documentales: a) las estadísticas eléctricas anuales de: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico; b) las memorias de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec, antes conocida como UNESA); c) los informes anuales de Red Eléctrica, y d) los informes anuales de sostenibilidad de las propias empresas.

Dado que la mayor parte de las empresas actuales no existen a principio del período, sino que han sido formadas a lo largo del período a través de la fusión y adquisición de varias compañías, para clasificar las centrales por empresa se debe llevar a cabo un seguimiento de los cambios de propiedad. Para ello se consultan los informes anuales de Red Eléctrica, las memorias anuales de Unión Eléctrica,

S.A (UNESA, actual Aelec), las notas de prensa, así como hechos relevantes recogidos en los registros oficiales de autoridades competentes como la Comisión Nacional del Mercado de valores (CNMV) y la Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC), y los trabajos realizados sobre las historias de las eléctricas españolas de las que disponemos en la literatura (Anes, 2006; Sastre e Inglada, 2014; Anes, Fernández y Temboury, 2001; Inglada, 2012; Chapa, 2002), que nos narran los principales intercambios, fusiones y adquisiciones a lo largo del tiempo⁶. Como resultado, se obtienen unas series sintéticas de las empresas actuales.

Cabe especificar que los datos de generación se extraen para el sistema peninsular, excluyendo las instalaciones insulares, lo cual representa menos del 10 % de la generación nacional. El sistema peninsular garantiza una cobertura representativa del 90 % del sector. La selección de empresas se debe a que entre las tres hoy concentran el 45 % de toda la capacidad instalada del país y el 56 % de la generación⁷, y en períodos pasados alcanzaron hasta el 80 % de ambas métricas. La variable que recolectamos para medir el *mix* de las tecnologías es la generación eléctrica (MWh), en lugar de la potencia instalada (MW), ya que aunque ambas son las magnitudes más utilizadas para medir el volumen del sector eléctrico la generación es la que representa la producción final real y por tanto su repercusión en emisiones, mientras que la potencia instalada solamente y representa el volumen de producción potencial.

El período seleccionado empieza en 1960 debido a que es en este momento cuando comienza a gestarse el proceso de diversificación en la matriz eléctrica española, antes el sector eléctrico español era prácticamente 100 % hidráulico (véase la figura 1).

Por último, es importante destacar que dado el tamaño del sector (a razón de más de 1.000 instalaciones de generación de electricidad durante más de 60 años)

⁶ A saber, Iberdrola es formada por fusión entre Iberduero e Hidrola en 1992; Endesa, creada en 1944 bajo propiedad pública, es privatizada en 1998 y absorbe un gran número de empresas medianas y pequeñas durante el período 1982-2002; Naturgy se forma en 1981 por la fusión de Unión Eléctrica Madrileña y Fuerzas Eléctricas del Noroeste y más tarde, por la absorción de estas por Gas Natural en 2009, formando Gas Natural Fenosa.

⁷ Informes anuales de las empresas y REE (2020).

la periodicidad elegida para extraer los datos es decenal, un corte periódico que omite algunos datos anuales, pero permite llevar a cabo una observación completa del período de largo plazo.

Una vez reconstruidas las estadísticas eléctricas de generación por cada tecnología de las eléctricas Iberdrola, Endesa y Naturgy (sintéticas) en unidades de megavatio hora, calculamos un indicador de concentración en base a estas conocido como Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI), que es el índice ampliamente reconocido como el método estándar y más utilizado para medir la concentración de estructuras complejas (Rubio-Varas y Muñoz-Delgado, 2019). El índice HHI se calcula como la suma de los cuadrados de la contribución de cada tecnología en la generación en un período determinado para cada empresa, que corresponde a la fórmula:

$$HHI_t = \sum_i^t G_i^2 \quad [1]$$

donde G_i es la participación de la generación por una tecnología i en el *mix* eléctrico de cada empresa.

A efectos prácticos, para poder hablar de diversificación en lugar de concentración de una forma más intuitiva invertimos el Índice HHI. De esta forma, menores valores del HHI indican menor diversificación, siendo 0 la máxima diversificación (concentración mínima) y siendo 1 la mínima diversificación (concentración máxima en una única tecnología de generación):

$$HHI_t, Invertido = 1 - \sum_i^t G_i^2 \quad [2]$$

En segundo lugar, obtenidas las series de generación, se calculan las series de emisiones de carbono asociadas por empresa. Para ello, se sigue la metodología empleada en los estudios más recientes, que abarcan un horizonte de largo plazo y realizan una estimación más precisa que Red Eléctrica España y la Agencia Internacional de Energía. En lugar de calcular factor de emisión por tecnología, Cano-Rodríguez, Rubio-Varas y Sesma-Martín (2022) estiman un factor de emisión para cada central eléctrica a partir de datos reales del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (PRTR) (tCO_2/MWh), este enfoque

proporciona la capacidad de resaltar las centrales que generan mayores niveles de contaminación, teniendo en cuenta la modernización de las centrales, entre otros aspectos. Cuando se obtiene el factor estimado, este se multiplica por la generación anual de cada una de las centrales, se obtiene el montante total de emisiones por empresa, siguiendo la clasificación por propiedad elaborada anteriormente:

$$Total E_t^n = \sum_t^n (f^n \times G_t^n) \quad [3]$$

donde f es el factor de emisión estimado por central y G la generación por cada una de las centrales n en propiedad (o asignadas sintéticamente) de cada empresa e .

Finalmente, una vez calculadas las emisiones de carbono por empresa, es sencillo calcular el Índice Carbónico medio por empresa, que mide las toneladas de dióxido de carbono emitidas por un megavatio generado. Para ello, se dividen las emisiones de carbono de cada empresa por los megavatios generados por cada una en cada período:

$$IC_t = \frac{Total EC_t}{Total G_t} \quad [4]$$

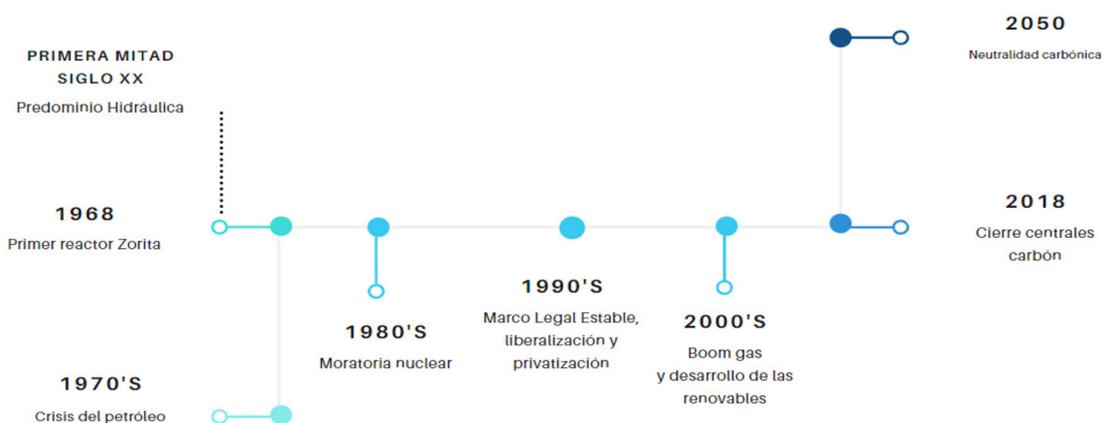
En cuanto al inventario de emisiones, cabe señalar que las cifras calculadas se refieren únicamente a las emisiones directas generadas durante la fase operativa de las centrales. No se incluye la huella de carbono indirecta, que abarca otras actividades necesarias para el funcionamiento de la cadena de producción, como el refinado de petróleo, la fabricación de materiales o la energía consumida por la central. Esta omisión no representa un problema significativo en el contexto de la producción de electricidad, ya que el porcentaje de emisiones indirectas en comparación con las directas es insignificante y la metodología utilizada para este tipo de cálculos está fuera del alcance de este trabajo. Asimismo, es importante mencionar que los cálculos de emisiones se basan únicamente en dióxido de carbono, sin tener en cuenta otro gas importante en las emisiones del sector eléctrico, como el óxido nitroso. La contribución de este gas es solo del 1 %, por lo que su impacto se considera mínimo.

3. RESULTADOS OBTENIDOS

Con el fin de comprender de manera clara el análisis de los resultados, resulta crucial contextualizar la trayectoria tecnológica que han atravesado las compañías eléctricas en el sector eléctrico en España (ver figura 2). A lo largo de su historia, el sector eléctrico ha visto tres periodos trascendentales de diversificación tecnológica, de los cuales dos han tenido efectos positivos importantes en las emisiones de carbono (ver figura 1). Un primer periodo, durante las décadas de los años 60 y 70, el del florecimiento de la generación térmica basada en carbón y fuel en un sector eléctrico previamente dominado por la hidroelectricidad. Este periodo es el de mayor diversificación del *mix* de todo el período. Sin embargo, no conlleva una reducción en las emisiones de carbono, sino todo lo contrario, marca el inicio de los índices de carbono crecientes (tCO₂/MWh). El segundo periodo, en la década de los 80, se corresponde con el arranque de la energía nuclear y la desaparición progresiva de las centrales térmicas de fuel tras las crisis petroleras de 1973 y 1979. La segunda etapa tecnológica supone una modificación importante en la composición del *mix* eléctrico también, pero esta vez trae consigo una relajación en los índices de carbono al retirar del *mix* eléctrico la fuente de

Figura 2

Cronograma de los principales hitos de la configuración tecnológica del *mix* de las eléctricas españolas (1920-2050)



Fuentes: Elaboración propia a partir de estudios de la historia del sector (Sudriá, 2006; Marcos, 2002; Costa, 2019; entre otros).

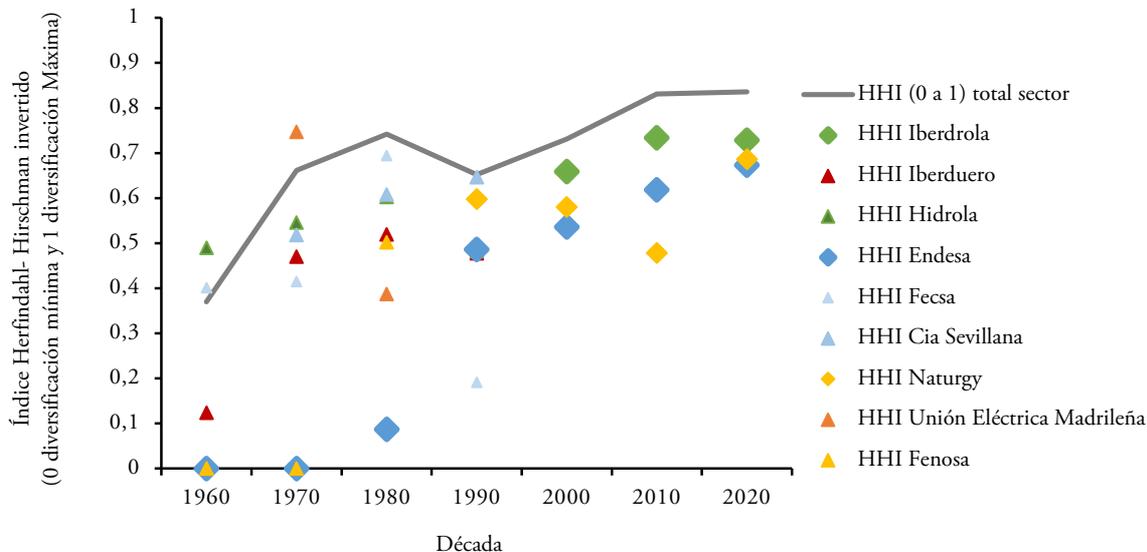
fuel basada en petróleo. A partir de los años 2000, se da inicio al tercer periodo de diversificación, que se caracteriza por el desarrollo de las energías renovables y la adopción de unas tecnologías térmicas menos contaminantes (el ciclo combinado y la cogeneración, basadas en gas natural). En este último periodo, el *mix* de generación experimenta el salto diversificador que más emisiones reduce de toda la historia, si no contamos el período actual, a partir de 2018, cuando la energía solar fotovoltaica por fin ha despegado y se han ido cerrando las centrales basadas en el combustible más contaminante, el carbón (ver cronología en la figura 2) (Sudriá, 2006; Marcos, 2002; Costa, 2019).

Dentro de este cronograma tecnológico, el año 2010 es el momento álgido de la diversificación tecnológica del sector en España (ver figura 3). En ese momento, el sector obtiene el índice HHII más alto del período, con un 0,83 en una escala de 0 a 1. Podemos comprobar que el sector en su conjunto ofrece la mayor variedad de tecnologías de la historia, sin embargo, las empresas más diversificadas son tres: Iberdrola con un 0,73 de HHII, Endesa con 0,62 de HHII y Naturgy (0,48 de HHII) (ver figura 4). La interpretación que damos a por qué están más diversificadas estas eléctricas españolas respecto a otras es que tener una mayor capacidad inversora, en primer lugar, apostar por instalaciones más costosas de mayores dimensiones (por ejemplo, las centrales nucleares) otorga una posición de diversificación ventajosa respecto a otras empresas pequeñas concentradas en una única tecnología y, en segundo lugar, también absorber operadoras más pequeñas con tecnologías incipientes.

Una visión comparada entre el tamaño de todas las empresas que generaban electricidad en España en el año 2010 y su índice de diversificación tecnológica, nos permite observar este fenómeno en todo el sector en su conjunto (ver figura 4). Vemos cómo las tres compañías más grandes por tamaño de generación, Endesa, Iberdrola y Naturgy (anteriormente conocida como Gas Natural Fenosa) presentan una alta diversificación, seguidas de tres medianas: HC Energía (actualmente propiedad de EDP Energía) con 0,62 de HHII, Acciona (referente en energía eólica, pero que también cuenta con centrales hidroeléctricas) con 0,38 de HHII y E-ON generación (propietaria de las centrales térmicas residuales que no pertenecen a las grandes compañías) con 0,63 de HHII, algunas de estas incluso más diversificadas que la propia Naturgy. En contraste, observamos una masa

Figura 3

Diversificación tecnológica de Iberdrola, Endesa, Naturgy y del sector peninsular (1960-2020 por década)

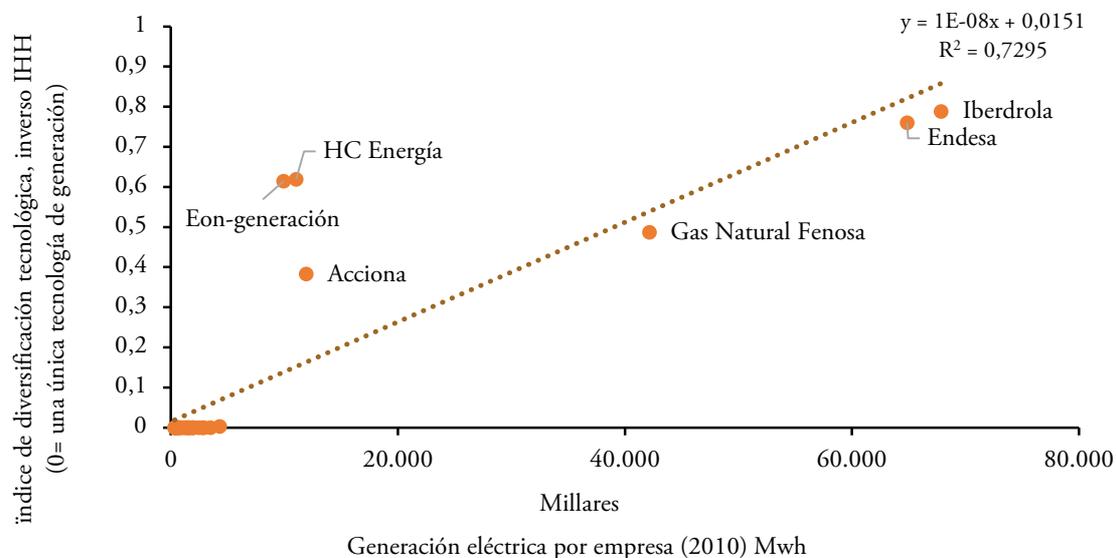


Fuentes: Elaboración propia a partir de datos de generación peninsular de las *Estadísticas de la Industria Eléctrica* del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD, varios años b) para los años anteriores a 1969, Memorias anuales de UNESA (UNESA, varios años) para el período 1969 a 1990 e Informes de Red Eléctrica de España (REE, varios años) desde 1990. El índice de diversificación se construye con la metodología Herfindahl- Hirschman Invertido (HHII) siendo 0 la diversificación mínima (concentración máxima, una sola tecnología) y 1 la diversificación máxima (mínima concentración en pocas tecnologías).

de más de 1.000 pequeñas centrales que pertenece a empresas generadoras que utilizan una única tecnología en su *mix* de generación que arrojan un índice HHI de concentración máximo de 0, ya que son en su mayoría pequeñas empresas eólicas o empresas propietarias de centrales hidroeléctricas de servicio público, que poseen una única tecnología de generación, en su mayoría renovables. En este grupo también hay algunas empresas independientes en este grupo que poseen plantas de cogeneración (que apenas habían entrado en funcionamiento en 2010). De este modo, la comparación entre la escala de generación y la diversificación tecnológica de las empresas del sector eléctrico permite corroborar que no sólo las grandes empresas son las más diversificadas, como habían señalado previamente investigaciones (Agosti, 2007), sino que son excepcionalmente las únicas empresas eléctricas que gestionan múltiples tecnologías de generación.

Figura 4

Diversificación tecnológica por empresa eléctrica en relación a su tamaño (2010)



Fuentes: Elaboración propia en base a los datos del apéndice del *Informe Eléctrico* del Ministerio de Industria, tomando los datos de más de 1.300 instalaciones de producción eléctrica de servicio público teniendo en cuenta su propietario, tecnología y generación en el año 2010. Para cálculo de índice Herfindahl-Hirschman (HHI) ver figura 3.

Mediante un análisis del *mix* eléctrico de las compañías, se puede constatar que las tres principales empresas eléctricas de España (Iberdrola, Endesa y Naturgy), así como sus predecesoras, han sido las únicas que han atravesado todas las etapas tecnológicas de la historia del sector. Según los estudios sobre la estructura generadora por empresa (Palazuelos, 2019), estas compañías líderes abarcan todo el espectro de opciones tecnológicas, entre otras cosas, gracias a su capacidad de inversión. En el presente estudio, se verifica que esta situación se mantiene a lo largo de todo el período registrado, lo que lleva a concluir que grandes empresas han sido y son las más diversificadas en cuanto a su cartera tecnológica (figura 4).

Sin embargo, a pesar de compartir en la actualidad niveles similares de diversificación, es importante destacar que han existido diferentes trayectorias de diversificación que merecen ser diferenciadas (ver figura 3). Al inicio del período analizado, todas las empresas presentaban un bajo grado de diversificación,

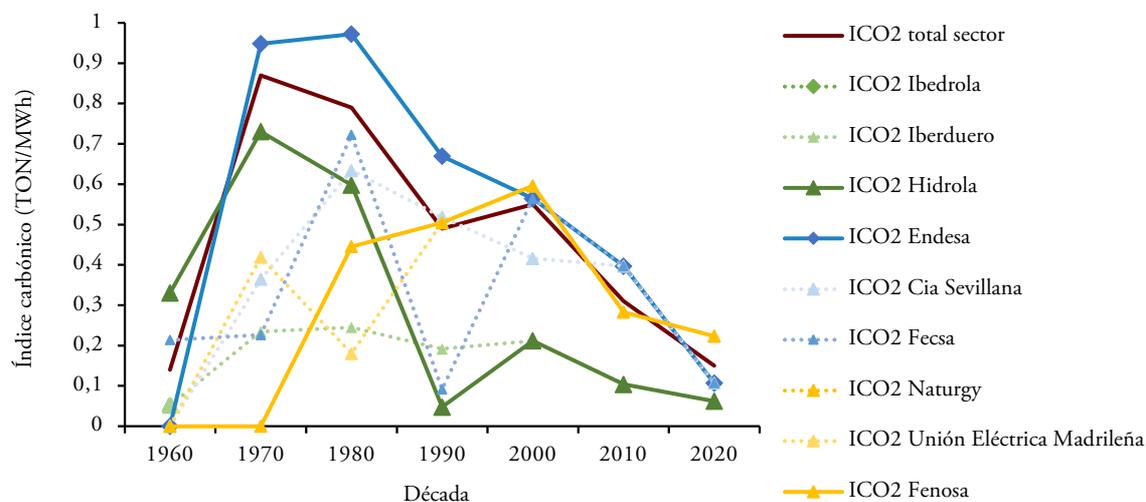
incluso las de mayor tamaño (que posteriormente formarían parte de las grandes empresas actuales). En particular, Endesa se destacaba como la empresa con menor grado de diversificación en sus inicios, con un enfoque casi exclusivo en la propiedad de centrales de carbón. Su origen se remonta a 1944, cuando fue establecida como una compañía estatal dedicada a la explotación del carbón nacional (Anes, 2001; UNESA, 2005). Durante un largo periodo, mantuvo una especialización casi total en carbón hasta bien entrada la década de 2000, cuando se produjo el intercambio de activos posterior a la moratoria nuclear (MITERD, 1960, 1970, 1980, 1990 y 2000; UNESA, 2005).

A partir de la década de 1980 hasta 2002, Endesa empieza a acometer la que será una larga lista de adquisiciones actuando como un receptáculo de empresas en dificultades (Anes, 2001; UNESA, 2005), entre ellas se incluyeron algunas importantes, como Fuerzas Eléctricas de Cataluña (FECSA) en 1998 y Compañía Sevillana de Electricidad en 2002. Comprobamos que estas adquisiciones permitieron a Endesa incorporar a su *mix* eléctrico una amplia gama de tecnologías que las demás empresas ya poseían y que ella no había tenido hasta ese momento, incluyendo energía hidráulica, fuel-oil y, lo más significativo, energía nuclear (ver figura 5). Como resultado, el *mix* de generación eléctrica de Endesa experimentó una rápida diversificación en pocos años, pasando de un índice de diversificación inicial de 0 en 1970, a 0,10 en 1980 y llegando a rondar 0,50 en 2000 (figura 3). Posteriormente, con la incorporación de la energía renovable eólica a partir de los años 2000 (MITERD, 2000 y 2010), Endesa logró alcanzar su máxima diversificación actual, con un índice de diversificación de 0,62. Sin embargo, es importante destacar que esta diversificación se logró más tardíamente en comparación con otras empresas del sector (ver figura 3).

Como consecuencia de esta trayectoria de diversificación, el índice carbónico de Endesa ha experimentado una constante disminución desde 1970, cuando alcanzó el valor más alto del sector de 0,95 tCO₂/MWh, correspondiente al factor de emisión del carbón que es por entonces superior a la media de emisiones de todo el sector en su conjunto. Para el año 2020, Endesa se ha posicionado como la segunda compañía menos emisora del tripolio eléctrico gracias a su apertura ya consolidada a las energías renovables (Endesa, 2020), solo por detrás de Iberdrola, con un valor de 0,11 tCO₂/MWh (ver figura 5).

Figura 5

Intensidad carbónica (tonelada/MWh) de Iberdrola, Endesa, Naturgy y del sector peninsular (1960-2020 por década)



Fuentes: Para fuente de datos ver figura 3. El índice carbónico es calculado a partir de datos del Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes (MITERD, varios años) siguiendo la metodología de Cano-Rodríguez, 2022 (excluye sistema balear y canario, y las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Para cálculo e interpretación del índice de diversificación ver figura 3.

Por su parte, observamos que Iberdrola ha mantenido siempre una posición destacada en términos de diversificación en España (ver figura 3). Su enfoque variado en energías renovables y térmicas, así como su participación activa en todas las nuevas incorporaciones tecnológicas (MITERD, varios años), ha posicionado a Iberdrola como una empresa líder en diversificación. En 1960, se puede ver que Hidrola (predecesora de Iberdrola) ya presentaba un índice de diversificación tecnológica de 0,50, una marca que a otras empresas como Unión Fenosa y Endesa les tomó dos y cuatro décadas, respectivamente, alcanzar. A la vez, se constituye como la primera compañía junto con FECSA en descarbonizar en pocos años su producción gracias a su implicación en el programa nuclear y a que la principal fuente térmica contaminante que arrastra en su *mix* de electricidad son las centrales de fuel y estas caen en desuso a partir de la década de los 80 como consecuencia de las crisis del petróleo.

Como consecuencia, en 1990, Hidrola logró situarse en niveles de emisiones por megavatio similares a los de 1960 (antes de que se implementaran las políticas

medioambientales que comienzan en estos años) (ver figura 5). Mientras tanto, Iberduero mantuvo niveles de diversificación relativamente bajos durante todo el período, con índices inferiores a 0,50 en la escala de Herfindahl-Hirschman (HHII). Sin embargo, debido a su predominante enfoque en la energía hidráulica (MITERD, 1980 y 1990), sus emisiones de carbono se mantuvieron notablemente bajas, en torno a 0,2 en todo el período. La combinación que resulta de la fusión de estas dos compañías impulsa una generación de electricidad considerablemente más limpia en comparación con todo el resto de las empresas del momento. Finalmente, en los años 2000, la compañía formada por Iberduero e Hidrola, Iberdrola, continúa diversificándose, esta vez hacia las energías renovables (en concreto, energía eólica) y gas (MITERD, 2000 y 2010). Durante el último período, Iberdrola es la líder en energía eólica, gracias a los negocios pioneros mantenidos con EHN en Navarra. Al mismo tiempo, es la segunda propietaria después de Naturgy en el ámbito de los ciclos combinados. Iberdrola es también la mayor propietaria de energía nuclear. Asimismo, actualmente Iberdrola ostenta la primera posición como líder en la instalación de paneles solares fotovoltaicos (Iberdrola, 2020; Endesa, 2020; y Naturgy, 2020). Estas acciones explican por qué Iberdrola es la compañía con menor cantidad de emisiones por megavatio y la más diversificada del sector durante buena parte de la historia más reciente (ver figuras 3 y 5).

Naturgy se ha destacado por ser la compañía eléctrica más cambiante en cuanto a su perfil tecnológico a lo largo de las décadas. Este constante cambio ha generado altibajos en sus índices de diversificación y descarbonización (ver figuras 3 y 5). Naturgy proviene de dos compañías que en sus inicios eran totalmente opuestas (MITERD, 1960, 1970 y 1980). Por un lado, Fenosa era una compañía cuya generación se basaba principalmente en energía hidráulica en el noroeste de España, mientras Unión Eléctrica Madrileña (UEM) cuyo perfil tecnológico era hidráulico pero también tenía un corte térmico: es pionera en el Programa Nuclear con la apertura de la primera central nuclear en España (José Cabrera, más conocida como Zorita, en 1968) y sustenta una buena parte de la capacidad instalada de carbón del sector. Por eso, en sus inicios en 1990, Unión Eléctrica Fenosa (la primera empresa de la actual Naturgy) es la empresa más diversificada del sector (ver figura 3). Sin embargo, a medida que pasó el tiempo, su diversificación experimentó un significativo retroceso, especialmente en el ámbito de las centrales

térmicas en 1990, ya que vendió parte de sus centrales nucleares para dotarse de sus centrales de carbón, y luego en 2009 al especializarse en ciclo combinado al ser absorbida por Gas Natural (UNESA, 2005; CNMV, 2000). Estos giros tecnológicos han tenido impactos negativos en sus índices carbónicos y, en la actualidad Naturgy se destaca por ser el megavatio más contaminante dentro del grupo de empresas líderes y por ser la empresa menos diversificada dentro del tripolio del sector (ver figura 5). La situación particular de Naturgy se debe en gran medida a su alta proporción de centrales de ciclo combinado en su matriz energética.

Salvando los ritmos de cada compañía a lo largo de todo el período, a grandes rasgos se aprecia un claro proceso común de convergencia entre las grandes empresas del sector eléctrico durante los últimos 60 años con relación a sus índices carbónicos y la diversificación de sus *mix*, proceso que se intensifica en los últimos 20 años (ver figuras 3 y 5). El periodo de mayor diversificación común alcanza su punto de inflexión en el intercambio de activos realizado antes del año 2000. Dicha reorganización del sector, consecuencia de la moratoria nuclear, resulta en una completa reestructuración de las empresas eléctricas que se fusionan y absorben otras filiales entre sus activos. En este contexto, empresas como Endesa, que previamente se centraba en la generación de energía a partir del carbón, incluyeron en su matriz energética una mayor proporción de fuentes hidráulicas y nucleares, lo que permitió descarbonizar notablemente su producción. Si bien en el resto de las empresas este cambio no tuvo un impacto tan significativo, sí fue beneficioso también para Iberdrola, que adquirió una mayor participación en la energía nuclear, entre otras. No obstante, Naturgy se vio perjudicada en términos de diversificación y descarbonización, ya que los efectos de la compraventa de activos fue la concentración de su *mix* energético en tecnologías altamente carbónicas, como se mencionó anteriormente.

En líneas generales, se puede decir que el intercambio de activos entre las empresas permitió ampliar su capacidad y equilibrar sus carteras, lo que las posicionó de manera favorable para invertir en las tecnologías renovables cuando estas surgieron con fuerza en el nuevo milenio. La apuesta conjunta por las energías renovables y el equilibrio tecnológico a partir del año 2000 ha llevado a que las matrices

energéticas de las tres principales compañías no sólo están más diversificadas que nunca, sino que también sean más homogéneas.

Por otro lado, a modo de análisis general de las tendencias de diversificación identificadas, la forma de diversificar ha cambiado. En la etapa inicial, las empresas del sector eléctrico emprendían muchas acciones de inversión en instalaciones por su propia cuenta. No obstante, conforme el desarrollo del sector avanza, la estrategia de diversificación se va tornando primordialmente en el intercambio de activos, fusiones y adquisiciones de compañías de elevado tamaño a compañías más pequeñas. Esta modalidad de crecimiento a partir de adquisiciones se profundiza tras la moratoria nuclear en 1982, que da lugar a un largo proceso de intercambio de activos para equilibrar los balances que se habían desestabilizado. En este sentido, las fusiones y adquisiciones fueron los mecanismos centrales que diversificaron las compañías.

Esta visión sólo se revela al analizar individualmente cada empresa, pero no es evidente en la observación general del sector. Asimismo, resulta trascendental subrayar que la modalidad de diversificación mediante fusiones y adquisiciones ha generado a largo plazo un mercado eléctrico más concentrado. Aquellas empresas involucradas en dichas transacciones han consolidado su posición y han logrado una mayor cuota de mercado en el ámbito eléctrico. Esta tendencia hacia una mayor concentración puede acarrear repercusiones tanto favorables como desfavorables para el sector, ya que puede generar economías de escala y sinergias, no obstante, también plantea inquietudes en términos de competencia y acceso equitativo al mercado.

No obstante, en la actualidad se vislumbra un cambio de rumbo en la estrategia de diversificación de las empresas del sector eléctrico. Estas organizaciones están retornando a una diversificación masiva a través de la inversión en instalaciones propias, lo cual se refleja claro en el caso de las energías renovables, incluyendo la energía eólica y la solar fotovoltaica. Aunque cabe señalar que todavía se aprecia un ritmo tardío en la innovación de las grandes empresas. Si observamos minuciosamente los datos de potencia instalada de las energías renovables vemos que algunas innovaciones ocurren primero en pequeñas empresas. Esto indica que la diversificación de las grandes empresas también se ha beneficiado de la innovación previa realizada por otras compañías menos relevantes.

En otro orden de cosas, hay que remarcar varias diferencias en cuanto al comportamiento intrínseco de los índices de diversificación y de los índices de carbono por separado. En los índices de carbono, las discrepancias en las trayectorias son más pronunciadas, dado que son más sensibles a la adopción de ciertas tecnologías (ver figuras 3 y 5). Mientras que el índice de diversificación progresa de manera casi continua cada vez que se incorpora una tecnología, el índice de carbono se dispara cuando una tecnología alta en carbono entra en el *mix* de las empresas. Sin embargo, el comportamiento diferenciado que comporta la propia naturaleza de ambos índices se armoniza a partir de 2000, debido a que en esta etapa los índices carbónicos no sufren altibajos ya que la gran parte de las instalaciones incorporadas son de energías renovables.

También es importante mencionar el hecho de que en índices de diversificación ninguna compañía supera nunca el nivel de diversificación del sector en su conjunto (ver figura 3). Este hecho demuestra que no existe una empresa individualmente más diversificada que el conjunto, y pone en valor a las pequeñas unidades que, especializadas en una tecnología, contribuyen con la variedad tecnológica que el sector global requiere. Sin embargo, en términos de índices de carbono sí existe una empresa que se sitúa durante buena parte del período por encima del nivel carbónico del sector en su conjunto: Endesa. Este hallazgo indica que, si bien una sola empresa no puede solucionar por sí sola los desafíos del sistema, sí puede perjudicar significativamente si está altamente especializada en una tecnología particularmente contaminante en términos de emisiones de carbono.

Por último, a la luz de los datos analizados, podemos afirmar que las empresas grandes, a pesar de ser las más diversificadas, no son las menos carbónicas. Examinando el montante restante de las empresas que componen el sector, las empresas más emisoras en unidad por megavatio son las grandes compañías, en concreto, Naturgy, Endesa, Iberdrola y E-ON, ya que entre estas tienen es su propiedad todas las centrales de fuel, ciclo combinado y carbón. Las demás compañías, a excepción de pequeñas propietarias de centrales de cogeneración (cuyo índice carbónico es del 0,38 tCO₂, superior al 0,1-0,2 actual de las tres grandes eléctricas), son pequeñas propietarias de energía renovable eólica, solar e hidráulica (parques eólicos, placas solares, pequeños saltos hidráulicos). Aquí encontramos una paradoja que difiere de las creencias actuales. A pesar de tener

una diversificación nula, las empresas pequeñas surgidas a partir de los años 2000 en torno a parques eólicos o centrales hidráulicas del principio del siglo logran generar energía de manera 100 % limpia. Esto se debe a que su especialización es exclusiva en torno a una tecnología, pero esta es libre de carbono. En el siguiente apartado se realiza una reflexión sobre esta controvertida relación entre diversificación y descarbonización y su comportamiento conjunto en el largo plazo.

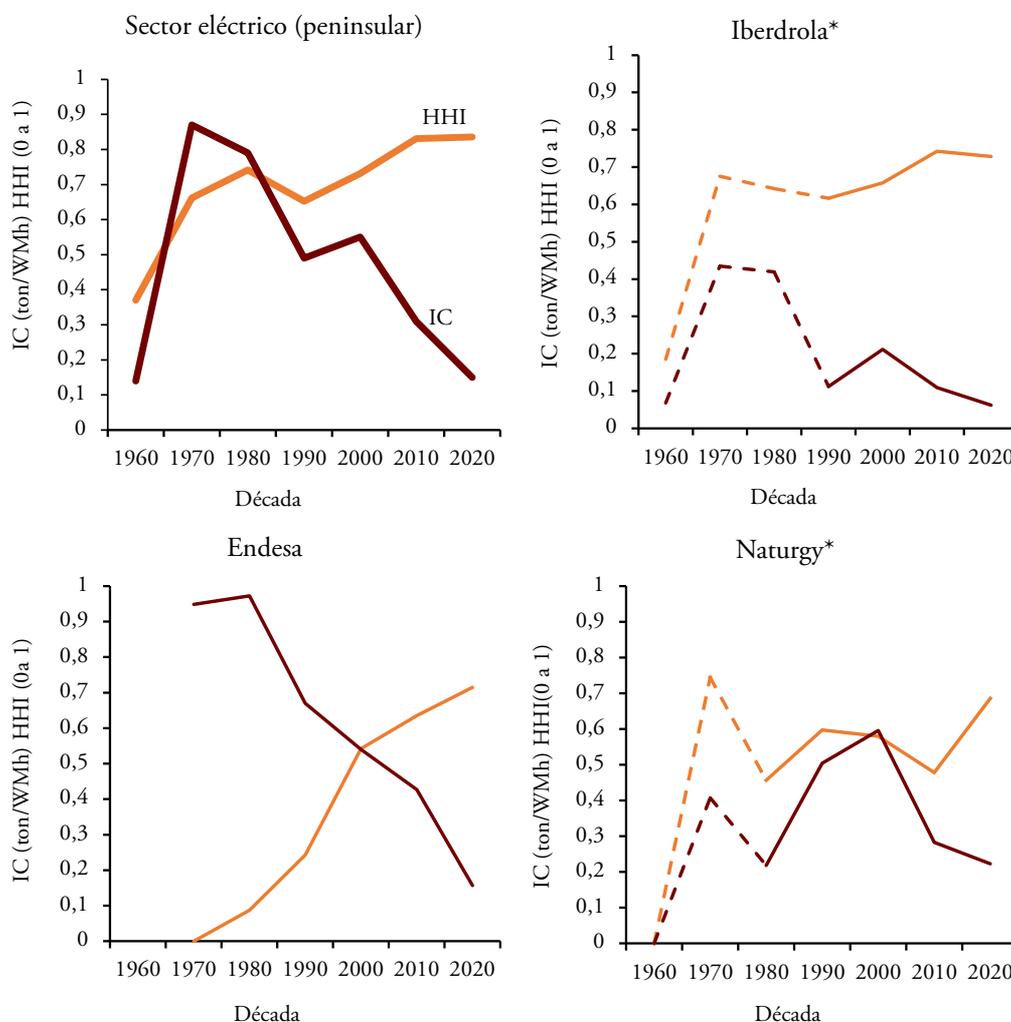
4. DISCUSIÓN SOBRE LA RELACIÓN ENTRE DIVERSIFICACIÓN Y DESCARBONIZACIÓN DEL *MIX* ELÉCTRICO EN ESPAÑA

La relación entre diversificación tecnológica (HHII) e índices carbónicos (IC) por empresa se comporta como a nivel nacional: varía según él la intensidad en carbono de la tecnología hacia la que se está dirigiendo la diversificación. Si existiera una relación negativa permanente entre diversificación y descarbonización, tal y como se supone habitualmente, tendríamos que ver una cruz clara para todas las empresas. Sin embargo, la correlación establecida no es tan clara. Se observa aquí una paradoja interesante (ver primer cuadrante de la figura 6): a nivel sector, durante la primera década del siglo XXI, se desenvuelve el periodo en el que se produce el mayor avance en la diversificación del *mix* eléctrico de todas las empresas (se pasa de 0,37 a 0,66 en la escala de 0 a 1 del índice de Herfindahl-Hirschman invertido en una década). Sin embargo, a la vez, se registra el período de crecimiento más significativo del índice carbónico (que pasa de 0,14 ton/MWh a 0,87) (ver figura 6). Esto indica una relación entre diversificación tecnológica y descarbonización de la producción eléctrica positiva. De hecho, los niveles carbónicos alcanzan su máximo nivel en ese momento. En contraste, desde la primera mitad del período hasta la actualidad, el avance de la diversificación, que ha continuado siendo positivo (de 0,66 a 0,84) se ha traducido en un descenso del índice carbónico por megavatio que hoy se encuentra en mínimos históricos (0,15 ton/MWh, casi el mismo nivel que en 1960).

Esta contradicción se debe en parte a que, en esta fase de diversificación del sector, este se estaba ampliando tecnológicamente desde un sistema basado principalmente

Figura 6

Evolución conjunta del Índice de Diversificación de Herfindahl-Hirschman Invertido (HHI) (escala de 0 a 1) e Intensidad Carbónica (IC) (toneladas/MWh) y del sector (peninsular) y las compañías Iberdrola, Endesa, Naturgy



Fuentes: Ver figuras 3 y 5.

en generación hidroeléctrica (cero emisora) hacia nuevas tecnologías basadas en la combustión de carbón y fuel oil, las más contaminantes (0,95 y 0,77 ton/MWh, respectivamente). La paradoja también se puede observar en las trayectorias de Iberduero, Hidrola, Unión Eléctrica Madrileña (UEM) y Fenosa (Fuerzas Eléctricas del Noroeste), aquellas que luego se corresponden con Iberdrola

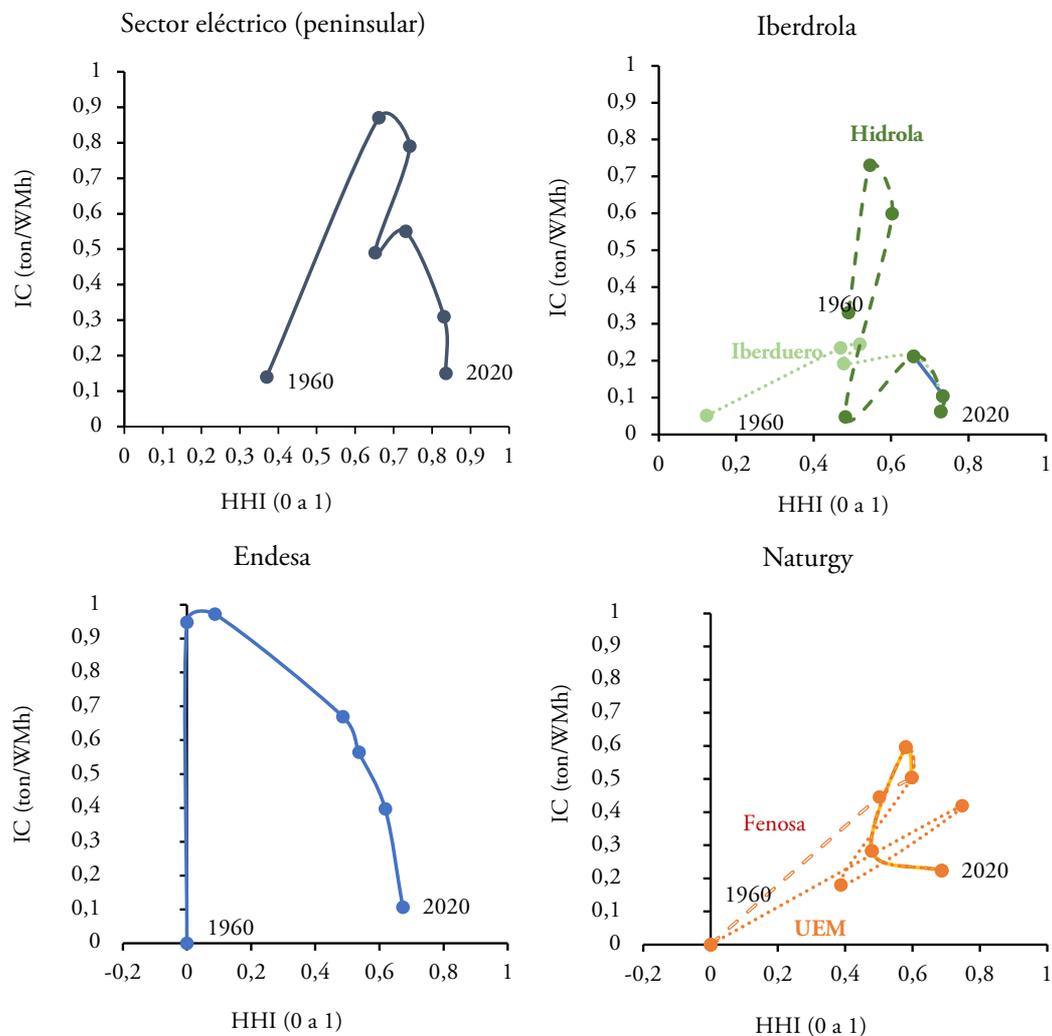
y Naturgy. A partir de 1960, abandonan un patrón de especialización basado en energía hidráulica (80 % de la generación de estas empresas) al incorporar entre sus mezclas eléctricas un alto número de centrales de fuel y carbón. Esto eleva sus índices de diversificación a niveles históricos en ese momento, mientras sus emisiones de carbono lo hacen incluso a mayor ritmo. Por el contrario, a partir de 1980 debido a la inclusión de la energía nuclear y desde 2000 la introducción de energías renovables, los índices de diversificación continúan avanzando, pero esta vez sus emisiones descienden significativamente. De nuevo, esto se debe a que las nuevas energías que se están incorporando en este período son escasamente carbono-intensivas. Estas observaciones nos indican que no importa tanto el grado de diversificación del *mix* eléctrico como su composición tecnológica. Así, la descarbonización se consigue a través de la diversificación tecnológica solo cuando esta se orienta hacia tecnologías que arrojen un índice carbónico más bajo que las anteriores.

El hecho de que Endesa sea una clara excepción de este fenómeno se explica por su especialización casi al 100 % en centrales térmicas clásicas de carbón. Endesa nunca fue una compañía hidráulica, por el contrario, nace como una empresa puramente carbonera. El *mix* tecnológico de Endesa desde su creación hasta hoy ha ido diversificando su producción desde altas proporciones de una sola tecnología más emisora (0,95 tCO₂/MWh), lo que en índice HHI se traduce en una diversificación nula, a proporciones compensadas entre las nuevas tecnologías que van entrando con índices carbónicos más bajos. Con lo cual, el avance de la diversificación tecnológica en su caso siempre ha significado índices carbónicos más bajos.

Observando la correlación entre estas dos variables para las empresas que configuraron las actuales, podemos distinguir todavía con más claridad la relación establecida entre descarbonización y diversificación tecnológica por etapa tecnológica (ver figura 7). A simple vista lo que parece correlación es muy variable, en realidad responde a una lógica muy clara: cuando la diversificación implica introducción de tecnologías fósiles, entre 1960 y 1970, la diversificación y los índices carbónicos se correlacionan positivamente, mientras que cuando la diversificación implica introducción de tecnologías bajo-intensivas en carbono, a partir del año 2000, la correlación es negativa. El ejemplo más claro que podemos

Figura 7

Correlación entre Índice de Diversificación e Intensidad Carbónica de Iberdrola, Endesa, Naturgy y del sector peninsular



Fuentes: Ver figuras 4 y 5.

ver es el de Endesa, en el que la diversificación significaba en todo momento retirar proporción de carbón, mientras que Naturgy refleja la correlación, ya que parte de las tecnologías bajas en carbono que incorpora los años 2000 corresponde a las centrales de ciclo combinado, que emiten menos del carbón, pero sigue estando en una escala carbónica media (0,37 tCO₂/MWh).

Es interesante comprobar que no existe ningún período en el que la concentración haya generado un incremento de las emisiones por megavatio. Solo de forma muy sutil, podemos comprobar que un retroceso en la diversificación implica un aumento del índice carbónico, que sucede cuando Gas Natural Fenosa (actual Naturgy) aumenta notablemente su proporción de generación por carbón, entre 1990 y 2000, y este se convierte por una década en su tecnología predominante (figura 7), sin embargo, la correlación es poco significativa ya que la variación en el HHII es de menos de una centésima. Sí existe, por contra, un período en el que un retroceso en diversificación ha significado un avance en descarbonización y es durante el Programa Nuclear (1980-1990). Podemos observar cómo, por ejemplo, Hidrola cuando incorpora sus nuevas adquisiciones y la energía nuclear se convierte en la energía que arrastra al fuel y al fuel-gas como energía predominante superándolos en proporción, su índice carbónico desciende. Esto lo observamos también en Unión Eléctrica Fenosa y en el conjunto del sector. El *mix* se está concentrando, pero como la tecnología en la que lo está haciendo es cero emisora, su índice carbónico disminuye.

Los hallazgos respaldan la reflexión sobre la diversificación y la descarbonización que previamente se ha planteado en estudios a nivel nacional (Rubio-Varas y Muñoz-Delgado, 2019b), demostrando que matrices energéticas diversificadas no implican *per se* sistemas descarbonatados. La reducción relativa de emisiones sólo ocurre cuando las empresas aumentan la proporción de tecnologías no emisoras en detrimento de las más contaminantes, como los ciclos combinados, la energía nuclear y las energías renovables en lugar del fuel y el carbón⁸.

En la actualidad, nos encontramos en una de esas situaciones inusuales en las que menos diversificación está llevando a una mayor descarbonización del sector. Las empresas están incorporando una gran cantidad de energía solar y eólica en sus carteras, de tal manera que si en el futuro se retiran el resto de las energías

⁸ Es importante destacar que los resultados mostrados sólo tienen sentido si hablamos de descarbonización relativa, es decir, en Índice Carbónico o toneladas de emisiones por megavatio. Si quisiéramos hablar de rebaja real de emisiones a la atmósfera, tendríamos que hablar en toneladas totales. No obstante, los índices de carbono son realmente eficaces para medir los saltos en intensidades carbónicas que han conllevado los distintos cambios de tecnología y, en ocasiones, como ocurre actualmente, también van acompañados de reducción de emisiones en términos reales.

que tenemos en el sistema (las centrales nucleares y el ciclo combinado), se va a ir alcanzando una alta concentración del sector en unas pocas tecnologías renovables. Paradójicamente, en este caso, esta concentración traerá consigo menores emisiones de carbono.

5. CONCLUSIONES

La diversificación desempeña un papel crucial en la descarbonización del sector eléctrico y, aunque los patrones de diversificación han experimentado cambios a lo largo del tiempo, se observa una convergencia en la actualidad hacia un *mix* más diversificado de todas las empresas del sector. Sin embargo, es importante tener en cuenta que no en todos los períodos históricos este proceso de diversificación ha conducido a una reducción significativa de las emisiones de carbono.

Se ha encontrado una correlación positiva entre la diversificación y la descarbonización, pero durante algunas etapas tecnológicas concretas. La correlación entre ambas sólo se manifiesta cuando las empresas incluyen tecnologías con bajas emisiones de carbono en sus carteras. Estos hallazgos sugieren que, si bien la diversificación es fundamental para la descarbonización, es necesario considerar cuidadosamente que el tipo de tecnologías específicas que se incorporen en el proceso sean limpias en emisiones.

A través de este estudio también se han revelado diferencias entre diversificación y descarbonización entre las empresas, que responden a la misma lógica de la efectividad “descarbonizadora” de la diversificación tecnológica condicionada al tipo de tecnología. Se ha observado que las grandes compañías son las únicas que logran alcanzar un alto nivel de diversificación, mientras que las empresas más pequeñas tienden a estar altamente enfocadas en una sola tecnología renovable. Sin embargo, a pesar de la diversificación de las grandes compañías, las empresas más pequeñas, que se centran en una única tecnología renovable, tienen los índices de carbono más bajos.

Por otro lado, existen trayectorias tecnológicas muy diferenciadas entre las empresas más diversificadas, que como decimos son exclusivamente las grandes empresas. Estas trayectorias dispares las sitúan hoy en diferentes posiciones ante la

transición energética. Por ejemplo, empresas como Endesa, que fue la compañía carbonera del Estado, aún debe abordar una parte significativa de la diversificación de su *mix* eléctrico y la reducción de sus emisiones, mientras que Iberdrola cuenta con una importante ventaja comparativa, proviniendo de un *mix* históricamente muy diversificado y bajo en carbono. Otras como Naturgy enfrentan desafíos distintos que tienen que ver con la volatilidad de los precios del gas y la cabida de las tecnologías de emisión de intensidad media en el horizonte de neutralidad carbónica de 2050 debido a su especialización en centrales de ciclo de carbono. Es crucial tener en cuenta los legados tecnológicos de las empresas eléctricas han influido en el enfoque de diversificación del presente y pueden seguir configurando los enfoques del futuro.

Por último, se ha constatado que la diversificación tecnológica individual no es estrictamente necesaria para lograr una diversificación efectiva en el sistema en su conjunto. Si bien las grandes empresas desempeñan un papel importante en la diversificación, las pequeñas empresas también han sido pioneras en la adopción de nuevas tecnologías y aportan una parte de la variedad tecnológica de la que se nutre el conjunto del sistema. Sin embargo, es importante destacar que gran parte de la diversidad tecnológica necesaria para distribuir el riesgo en las carteras tecnológicas y garantizar la seguridad en el suministro eléctrico, entre otros aspectos que ofrece la diversificación del sistema, es difícil de lograr sin la participación de grandes empresas. Esto se debe a que algunas instalaciones tecnológicas requieren una inversión de alta capacidad que solo las grandes compañías pueden afrontar.

Basándonos en estos resultados, se recomendaría que la política económica en materia de transición energética promoviera una diversificación equilibrada, tomando en consideración las características individuales de cada empresa, incluyendo sus limitaciones y oportunidades. Y, en segundo lugar, pero no por ello aún más importante, el impulso de la diversificación debe tener en cuenta en todo momento que la ampliación de la variedad tecnológica debe ser un indicador condicionado por la incorporación de tecnologías limpias. Sin esta condición, cualquier esfuerzo para lograr mayor diversificación carecerá de efecto en la descarbonización efectiva del sector eléctrico. En los desafiantes años que nos aguardan, será esencial enfocarse en promover el acceso y la adopción de tecnologías limpias como parte fundamental de cualquier estrategia de

diversificación tecnológica en el ámbito de la transición energética, y comenzar a adecuar las exigencias de innovación tecnológica a la realidad de cada empresa.

REFERENCIAS

ACCIONA (2020). Informe Integrado 2020. <https://www.acciona.com/> (último acceso 17 de marzo de 2023).

AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (IEA). (2019). Global Energy & CO₂ Status Report 2019. Paris, France. <https://www.iea.org/reports/global-energy-co2-status-report-2019> (último acceso 29 de junio 2022).

AGOSTI, L., PADILLA, A. J. y REQUEJO, A. (2007). El mercado de generación eléctrica en España: estructura, funcionamiento y resultados. *Economía industrial*, 364, pp. 21-37.

ANES, G. (dir.). (2006). *Un siglo de luz. Historia empresarial de Iberdrola*. Madrid: Iberdrola-Ediciones El Viso, Madrid. 759 p.

ANES, G., FERNÁNDEZ, S. y TEMBOURY, J. (2001). *Endesa en su historia (1944-2004)*. Madrid: Fundación Endesa. ISBN-10: 0965017737; ISBN-13: 978-0965017732.

CANO-RODRÍGUEZ, S., RUBIO-VARAS, M. y SESMA-MARTÍN, D. (2022). At the crossroad between green and thirsty: Carbon emissions and water consumption of Spanish thermoelectricity generation, 1969–2019. *Ecological Economics*, 195, 107363.

CHAPA IMAZ, Á. (2002). *Cien años de historia de Iberdrola*. Tomo I: los hechos. Bilbao: Editorial Iberdrola. ISBN 10: 8493143448.

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE). (2000). Informe sobre el proyecto de concentración consistente en la fusión de Endesa S.A. e Iberdrola S.A. <https://www.cnmc.es> (último acceso 10 de mayo de 2023).

COMISIÓN NACIONAL DEL MERCADO DE VALORES (CNMV). (2023). Consultas a Registros Oficiales. Hechos Relevantes. Disponible en: <https://www.cnmv.es/Portal/Menu/Registros-Oficiales.aspx> (último acceso: 10 de mayo de 2023).

COSTA CAMPI, M. T. (2019). Evolución del sector eléctrico español (1975-2015). *La economía española en el reinado de Juan Carlos I (ICE)*, marzo-junio 2016. N.º 889-890.

DE FREITAS, L. C. y KANEKO, S. (2011). Decomposing the decoupling of CO₂ emissions and economic growth in Brazil. *Ecological Economics*, 70, pp. 1459–1469.

ENERGÍAS DE PORTUGAL (EDP). (2020). Sustainability Report 2020. <https://www.edp.com/> (último acceso 17 de marzo de 2023).

EEA (EUROPEAN ENERGY AGENCY). (2021). Annual European Union Greenhouse Gas Inventory 1990–2019 and Inventory Report 2021. Brussels, Belgium. <https://www.eea.europa.eu/publications/annual-european-union-greenhousegas-inventory-2021>

ENDESA. (2020). Estado de Información no Financiera y Sostenibilidad 2020. <https://www.endesa.com/> (último acceso 17 de marzo de 2023).

IBERDROLA. (2020). Estado de información no financiera. Informe de Sostenibilidad. Ejercicio 2020. <https://www.iberdrola.com/> (último acceso 17 de marzo de 2023).

IEA. (2020.) Electricity. Paris, France. <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/electricity> (último acceso 29 de junio 2022).

INGLADA GALIANA, M. E. (2012). Cien años de historia económica de una empresa eléctrica: Iberdrola. Universidad de Valladolid. DOI: 10.35376/10324/1004

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE (IPCC). (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. En O. EDENHOFER, R. PICHES-MADRUGA, Y. SOKONA, E. FARAHANI, S. KADNER, K. SEYBOTH, A. ADLER, I. BAUM, S. BRUNNER, P. EICKEMEIER, B. KRIEMANN, J. SAVOLAINEN, S. SCHLOMER, C. VON STECHOW, T. ZWICKEL, J. C. MINX, (Eds.). Cambridge (United Kingdom) and New York (USA), Cambridge University Press.

LA CASA BLANCA. (28 de enero de 2022). Joint Statement by President Biden and President von der Leyen on U.S.-EU Cooperation on Energy Security. <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/01/28/joint-statement-by-president-biden-and-president-von-der-leyen-on-u-s-eu-cooperation-on-energy-security/>

MARCOS, J. M. (2002). Historia y panorama actual del sistema eléctrico español. *Física y sociedad*, N^o. 13, 2002, pp. 10-17.

MITERD (MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO). (Varios años a). Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. <http://www.prtr-es.es/> (último acceso 11 de noviembre de 2022).

MITERD (MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO). (varios años b). Informe Eléctrico del Ministerio de Industria. <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasAnuales/Paginas/ElectricasAnuales.aspx/> (último acceso 11 de noviembre de 2022).

MORNINGSTAR, R. L., SIMONYI, A., KHAKOVA, O. y MARKINA, I. (2019). *European Energy Security and Transatlantic Cooperation: A Current Assessment*. Atlantic Council, junio de 2019.

NATURGY. (2020). Informe de Sostenibilidad y Estado de Información no financiera 2020. <https://www.naturgy.com/> (último acceso 17 de marzo de 2023).

PALAZUELOS, E. (2019). *El oligopolio que domina el sistema eléctrico* (Vol. 18). Ediciones Akal. ISBN: 978-84-460-4836-7.

PARLAMENTO EUROPEO. (3 de marzo de 2023). *Energy policy: General principles*. <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/en/sheet/68/energy-policy-general-principles>

REE (RED ELÉCTRICA ESPAÑA). (varios años). Informe del Sistema Eléctrico. <https://www.ree.es/es> (último acceso de noviembre de 2022).

REE (RED ELÉCTRICA ESPAÑA). (2021). Emisiones de asociadas a la generación de electricidad. <https://www.ree.es/es> (último acceso 30 de junio de 2021).

RUBIO-VARAS, M. y MUÑOZ-DELGADO, B. (2019a). The energy mix concentration index (EMCI): Methodological considerations for implementation. *MethodsX*, 6, pp. 1228-1237.

RUBIO-VARAS, M. y MUÑOZ-DELGADO, B. (2019b). Long-term diversification paths and energy transitions in Europe. *Ecological Economics*, 163, pp. 158-168.

TEMPLET, P. H. (1999). Energy, diversity and development in economic systems; an empirical analysis. *Ecological Economics*, 30, pp. 223–233.

SASTRE, J. M. e INGLADA, E. (2014). Luces y sombras en la historia de la formación de una empresa eléctrica. *Revista Española de Historia de la Contabilidad*, Vol. 11, Nº. 20, pp. 37-66. ISSN-e 1886-1881.

SUDRIÁ, C. (2006). Un bosquejo histórico de la energía en la industrialización de España. En J. L. GARCÍA DELGADO y J. JIMÉNEZ (2006). *Energía: del monopolio al mercado. CNE, diez años en perspectiva*. Cizur Menor (Navarra): Aranzadi.

UNESA (UNIÓN ELÉCTRICA S.A.). (varios años). Memoria Estadística Eléctrica. Madrid.

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