



Papeles de Energía

Nº15

Diciembre 2021

Comportamiento del sector eléctrico español en 2019 y su relación con la transición energética 2030

Roberto Gómez-Calvet, José Manuel Martínez-Duart y Ana Rosa Gómez-Calvet

El impacto de la COVID-19 en los objetivos y las políticas de descarbonización: un análisis preliminar sobre España

Paolo Mastropietro

Analysis and Application of Modern Portfolio Theory to the German Electricity Mix

Javier Eduardo Afonso Arévalo, Fernando de Llano Paz y Guillermo Iglesias Gómez

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)

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Manuel Menéndez Menéndez

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez

Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

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

7 Comportamiento del sector eléctrico español en 2019 y su relación con la transición energética 2030

Roberto Gómez-Calvet, José Manuel Martínez-Duart y Ana Rosa Gómez-Calvet

25 El impacto de la COVID-19 en los objetivos y las políticas de descarbonización: un análisis preliminar sobre España

Paolo Mastropietro

65 Analysis and Application of Modern Portfolio Theory to the German Electricity Mix

Javier Eduardo Afonso Arévalo, Fernando de Llano Paz y Guillermo Iglesias Gómez

INTRODUCCIÓN EDITORIAL

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

Por segundo año, Papeles de Energía ha acordado con la Asociación Española para la Economía Energética la convocatoria de un premio, asociado a su congreso anual, por el 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 contribuir a comunicar la investigación de calidad que se está realizando sobre la economía de la energía en centros de 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 piensan que la ciencia económica tiene bastante que decir en el 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 profesionales 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 XVI Congreso de la AEEE, celebrado virtualmente en junio de 2021. Desde Papeles de Energía, una vez más, queremos agradecer a la AEEE su entusiasmo en esta colaboración, y a todos los autores que se presentaron a la convocatoria su interés por la misma.

En primer lugar, **Roberto Gómez-Calvet**, de la Universidad Europea de Valencia, **José Manuel Martínez-Duart**, de la Universidad Autónoma de Madrid, y **Ana Rosa Gómez-Calvet**, de la Universidad de Valencia, analizan el comportamiento del sector eléctrico español en 2019 y 2020 en relación con la transición energética prevista hacia 2030. Los autores utilizan datos históricos de generación eléctrica en España, y presentan su desglose horario en el período 2016-2020, en el que el cambio más relevante es el gran despliegue de la energía solar fotovoltaica. Posteriormente, comparan este mix de generación eléctrica con el previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, teniendo en cuenta la capacidad de las fuentes de energía variables (solar y eólica) para adaptarse a la demanda. En este sentido, observan que la generación eólica es la que presenta menor correlación con la demanda, y que la generación solar apenas contribuye al pico de la demanda. Los autores también simulan la “curva de pato” para el caso español previsto en 2030.

A partir de lo anterior, los autores concluyen que el respaldo que proporciona el almacenamiento y los sistemas de alta velocidad de respuesta serán cruciales, así como la gestión de la demanda, para adaptarla a una generación cada vez más variable.

En segundo lugar, **Paolo Mastropietro**, de la Universidad Pontificia Comillas-IIT, evalúa, de forma preliminar, el impacto de la COVID-19 en los objetivos y las políticas de descarbonización en España (ya presentadas en el artículo anterior). Paolo comienza repasando el impacto global de la COVID-19 en las proyecciones de descarbonización: fundamentalmente, un retraso en las inversiones necesarias para la transición energética; y un impacto que puede ser positivo o negativo sobre la descarbonización según cómo se diseñen los paquetes de estímulo económico.

Posteriormente, Mastropietro repasa la literatura existente acerca del impacto de las recesiones en la descarbonización. Así, nos recuerda que la crisis de 2008 nos enseña que la caída coyuntural de las emisiones no representa en sí misma un paso adelante hacia los objetivos de descarbonización; y que las políticas de apoyo pueden generar efectos indeseados. Sin embargo, el autor también hace notar que, a diferencia de la crisis anterior, en este caso las inversiones en fósiles se perciben como más arriesgadas. Y también señala numerosos riesgos identificados por

distintos investigadores, algunos de los cuales ya han comenzado a materializarse: falta de inversiones, ciclos alcistas de precios, o falta de reposición de equipos.

Tras resumir las principales normas y estrategias españolas para la descarbonización, y en particular los fondos dedicados a este fin dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, el autor ofrece un necesariamente parcial y preliminar análisis del impacto de la pandemia. Así, subraya la mayor disponibilidad de fondos debida al Plan de Recuperación, lo que podría aumentar el empuje del sector público hacia la transición energética. Sin embargo, recuerda que también hará falta una recuperación de la demanda e inversión privada, y para ello, una reactivación plena de la economía. También advierte del riesgo de desigualdad en el reparto de los beneficios de la recuperación, y de la necesidad de contar con un amplio consenso político dado el largo plazo de las normativas implicadas, y sus beneficios para atraer inversión privada.

Finalmente, en el tercer trabajo que incluimos, **Javier E. Afonso, Fernando de Llano Paz y Guillermo Iglesias Gómez**, de la Universidade da Coruña, analizan el sistema eléctrico alemán y su potencial evolución, algo de gran interés por el liderazgo de Alemania en la transición energética.

En primer lugar, los autores describen la situación actual del sistema eléctrico alemán, más basado en carbón que en otros países europeos similares, y que cuenta con unos precios para los consumidores residenciales de los más altos de Europa, fundamentalmente por los cargos y los peajes de transporte (en gran medida asociados a la transición energética).

A continuación, Afonso et al. aplican la teoría de carteras de Markowitz a la planificación energética en Alemania. Esta teoría permite escoger la cartera de inversiones eficiente con respecto al coste y al riesgo asumido, y es utilizada por los autores para realizar una previsión del sistema eléctrico alemán en 2030, 2040 y 2050. Partiendo de los datos del EU Reference Scenario, y utilizando rangos máximos y mínimos para las distintas tecnologías, así como requisitos de pobreza energética, los autores encuentran que para 2050, la mayoría de la generación eléctrica corresponderá a fuentes renovables. Sin embargo, en 2030 y

2040 las fuentes preferidas serían el carbón y el gas (aunque hay que señalar que los autores no tienen en cuenta el precio del CO₂). De las renovables, la opción más atractiva es la eólica terrestre. En todos casos, el impacto sobre la salud se reduce en comparación con 2018.

Comportamiento del sector eléctrico español en 2019 y su relación con la transición energética 2030

*Roberto Gómez-Calvet**, *José Manuel Martínez-Duart*** y *Ana Rosa Gómez-Calvet****

Resumen****

El objetivo principal de este trabajo es conocer cómo ha evolucionado el sistema eléctrico español durante 2019 y 2020 en relación con la transición energética 2030. El interés de esta investigación es evaluar la estrategia y los objetivos que España ha adoptado para convertirse en un país neutral en la emisión de carbono en 2050 y cumplir con los diferentes escenarios planteados en la transición energética europea 2030. En este contexto, el sector energético y del transporte están atravesando cambios fundamentales con un claro giro hacia la electrificación. Durante 2019 se remitieron a la Comisión Europea los denominados Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC) para el período 2021-2030. Este documento presenta un gran desafío y el objetivo de este estudio es delimitar el principal impacto en el *mix* energético, así como revelar algunos problemas que surgirán en un futuro próximo. Para hacerlo analizamos datos históricos de generación centrandó la atención en el óptimo desarrollo de las fuentes de energía renovables de generación variable (eólica y solar) con el desarrollo del almacenamiento de energía a gran escala. Existen pocas dudas de que el almacenamiento de energía y las redes inteligentes jugarán un papel clave en la configuración futura del sector energético.

Key words: electricidad, España, energías renovables de generación variable, almacenamiento de energía, PNECs, PNIEC.

* Universidad Europea de Valencia.

** Universidad Autónoma de Madrid.

*** Universitat de València.

**** Queremos agradecer a los miembros del Grupo Especializado en Energía de la Real Sociedad Española de Física (RSEF) por sus fructíferos comentarios durante la mesa redonda celebrada en la última bienal de la RSEF en Zaragoza (julio de 2019). También agradecer el apoyo a la investigación de Proyectos I + D + i “Retos de Investigación” del Programa Estatal de I + D + i orientada a los retos de la sociedad. Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades. Ref: RTI2018-100983-B-I00.

1. INTRODUCCIÓN

En relación con las estrategias climáticas y energéticas adoptadas en el Acuerdo de París, el objetivo de la Unión Europea (UE) es convertirse en una región “climáticamente neutra” en 2050. Esto significa que las emisiones netas de gases de efecto invernadero deberían ser cero. En este contexto, recientemente (septiembre de 2020) la UE ha propuesto aumentar para 2030 el objetivo de reducción de emisiones nacionales de gases de efecto invernadero al 55 % respecto a 1990. Al mismo tiempo, también se acordó que al menos un 32 % del consumo total de energía final proviniese de fuente renovables, que en el caso de los países de la UE supone cerca del 70 % de las renovables en el *mix* eléctrico. El objetivo principal de este trabajo es conocer cómo ha evolucionado el sistema eléctrico español durante 2019 y 2020 en relación con la transición energética 2030.

En la segunda sección exponemos la situación actual del sistema eléctrico español en términos de capacidad y electricidad generada por los principales componentes del *mix* energético. A continuación, en la sección tercera, hacemos una breve descripción de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética recientemente aprobada que, a efectos de este trabajo, presenta un calendario muy específico de implantación de las diferentes fuentes de energía en la década 2020-2030. Algunas de estas metas implican una fuerte reducción de las fuentes de carbón (apartado 4.1) junto con una amplia implementación de energías renovables (sección quinta).

Evidentemente, cuando las energías renovables de generación variable constituyen una gran proporción en el *mix* energético de un país, se deben hacer uso de técnicas de almacenamiento de electricidad. En el caso de España, en la actualidad estas técnicas aún no están suficientemente implantadas, y habrá que desarrollarlas de forma muy intensiva durante los próximos años como se trata en la sección sexta. Finalmente, en la séptima sección presentamos un resumen de este trabajo incluyendo las principales conclusiones.

2. EL ACTUAL SECTOR ENERGÉTICO EN ESPAÑA

En el cuadro 1 se representa la evolución del desglose por fuente de energía de generación eléctrica de España y de su capacidad para el año 2020 así como en los

cuatro años anteriores. Resulta interesante remarcar los siguientes puntos sobre el sistema eléctrico: i) en términos de electricidad generada, más de la mitad del *mix* eléctrico está libre de emisiones de CO₂: nuclear (23 %), eólica (22,2 %) e hidroeléctrica (12,6 %); ii) el porcentaje de generación renovable se acerca al 50 %, y iii) la capacidad total del sistema, 104,9 GW, es mucho mayor que la demanda máxima del año (40,1 GW que tuvo lugar el 10 de enero de 2019).

Una de las principales dificultades en la gestión de una red nacional es ajustar en cada instante la demanda a la generación de energía, especialmente en el caso de las fuentes renovables de generación variable (VRES) como la solar y la eólica. Por ello, si el porcentaje de VRES es elevado, como está previsto en el caso de España, será necesaria la implantación de sistemas de almacenamiento de energía competitivos, así como un conocimiento aproximado de la demanda puntual. Para ilustrar mejor este punto, representamos en la figura 1 la demanda horaria promedio para cada una de las 24 horas considerando todos los días de los años 2019 y 2020. La amplitud a lo largo de la vertical de cada una de las franjas es proporcional a la contribución anual promedio de la fuente respectiva en un momento dado del día. El caso más simple corresponde a la energía nuclear que

Cuadro 1

Desglose de generación eléctrica durante 2016-2020

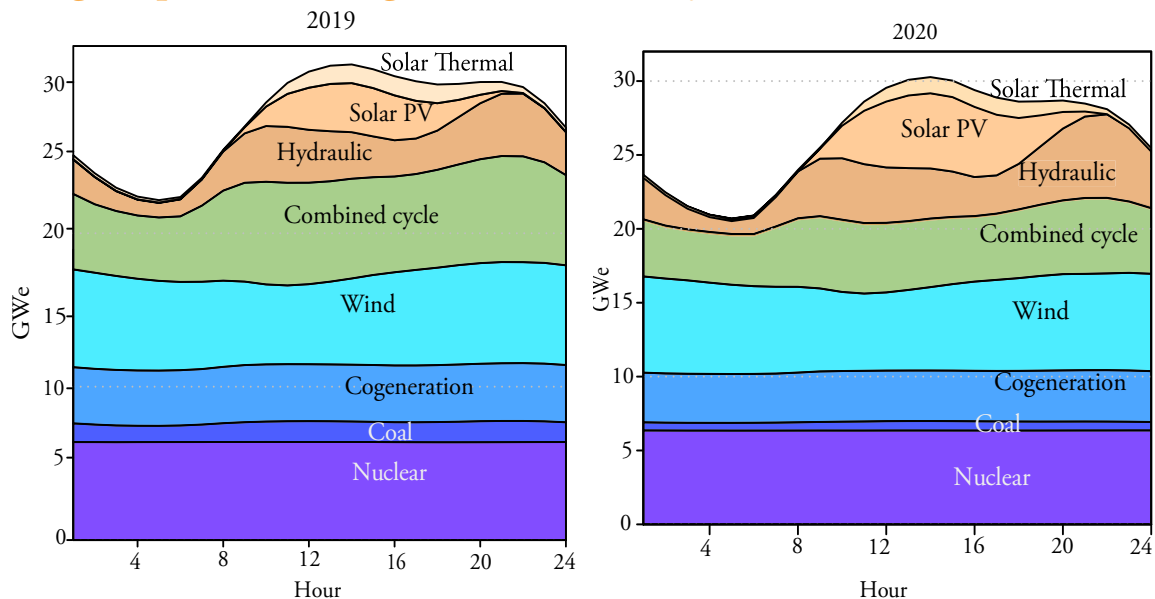
(GWh)

Generación histórica de energía eléctrica					
	2016	2017	2018	2019	2020
Nuclear	56.020,49	55.603,21	53.277,10	55.961,75	55.812,86
Carbón	35.426,71	42.751,70	35.435,35	11.091,76	5.133,02
Hidroeléctrica	34.057,61	17.219,99	32.642,17	23.356,18	28.693,96
Ciclo combinado	25.983,06	34.154,13	26.911,06	51.575,21	38.793,33
Eólica	47.565,73	47.145,83	48.924,15	52.381,68	53.148,82
Solar fotovoltaica	7.270,11	7.813,27	7.578,29	9.214,63	15.477,49
Solar térmica	5.073,15	5.281,70	4.440,52	5.199,40	4.603,92
Cogeneración	28.935,54	31.179,42	31.934,17	32.352,81	29.861,75
Térmica ren.	3.653,04	3.684,44	3.596,79	3.650,26	4.603,92
Total generación	243.985,44	244.833,71	244.739,61	244.783,71	236.080,89

Fuente: Autores a partir de datos de Red Eléctrica Española.

Figura 1

Desglose por fuentes de generación en 2019 y 2020



Nota: Este gráfico se ha construido calculando el promedio horario de cada fuente para los 365 días del año.

Fuente: Autores a partir de datos de Red Eléctrica Española.

tiene una amplitud estable de unos 7,000 MW ya que, en España, su potencia es prácticamente constante durante todo el año. La curva en la parte superior de la figura, igual a la suma de la amplitud de todas las franjas, es una precisa aproximación a la denominada “curva de demanda” (las diferencias entre esta curva y la demanda están en las pérdidas en la red y el efecto de las importaciones y exportaciones).

Entre ambos años, los cambios más relevantes son el gran despliegue de la energía solar fotovoltaica y la mayor generación hidráulica; esta última fuente, se ha utilizado como medida de flexibilidad por su rápida respuesta y capacidad de reacción para satisfacer la demanda durante dos intervalos específicos: a primera hora de la mañana y a última hora de la noche. Además, la figura muestra una reducción notable de la generación por ciclo combinado debido al impacto en la demanda de la COVID-19.

Cuadro 2

Capacidad instalada

(MW)

	Capacidad eléctrica instalada histórica				
	2016	2017	2018	2019	2020
Hidra. convenc. + bombeo mixto	17.032,87	17.030,03	17.082,68	17.087,17	7.117,29
Bombeo puro	3.328,89	3.328,89	3.328,89	3.328,89	3.328,89
Nuclear	7.572,58	7.117,29	7.117,29	7.117,29	7.117,29
Carbón	10.004,27	10.004,27	10.030,29	9.215,05	5.492,03
Ciclo combinado	26.669,86	26.669,86	26.284,01	24.561,86	24.561,86
Eólica	23.050,31	23.130,72	23.594,34	25.254,97	26.810,73
Solar foto	4.685,68	4.688,14	4.714,35	8.622,62	11.276,68
Solar térmica	2.304,01	2.304,01	2.304,01	2.304,01	2.304,01
Térmica renovable	870,40	872,13	878,75	1.070,99	1.079,59
Térmica no renovable (Cogen.)	5.966,31	5.802,22	5.728,89	5.669,93	5.621,97
Residuos no renovables	496,14	496,14	489,61	451,13	438,49
Residuos renovables	160,28	160,28	160,28	121,79	118,84
Capacidad total instalada	104.643,04	104.105,43	104.181,00	104.801,21	105.224,13

Nota: Todos los datos al 31 de diciembre de cada año.

Fuente: Red Eléctrica Española.

3. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EUROPEA 2030. CASO DEL PLAN NACIONAL DE ENERGÍA Y CLIMA DE ESPAÑA (PNIEC)

En el caso de la Transición Energética Europea 2030, la UE ha establecido una serie de objetivos y políticas EC (2014). En este documento, se establece que todos los países de la Unión Europea debían presentar a finales de 2018, o en algunos casos principios de 2019, los denominados Planes Nacionales de Energía y Clima (PNEC) para el período 2021-2030, que en el caso de España se le conoce por su acrónimo PNIEC¹. Durante el primer semestre de 2019, la UE revisó los planes

¹ PNIEC significa el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima”, que comprende los planes nacionales de energía y clima de España.

presentados y solicitó algunas aclaraciones o adiciones que debían ser resueltas antes de concluir 2019 para que el proceso pudiera estar finalizado ese año. Los objetivos vinculantes marcados por la UE a alcanzar en 2030 son:

- Al menos un 40 % de reducción en las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) respecto a los niveles de 1990, con el propósito de alcanzar la neutralidad climática en 2050, tal como se expresó recientemente en el Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*).
- Al menos el 32 % de renovables respecto al consumo total de energía final bruta.
- Al menos un 32,5 % de mejora en la eficiencia energética.

En el cuadro 3 presentamos el cronograma que España ha elaborado en relación con los objetivos a alcanzar en generación eléctrica en 2020, 2025 y 2030. El año 2015 solo aparece como referencia (no es un objetivo) ya que los valores corresponden a datos históricos observados, y sirven de base para calcular las tasas de crecimiento (o de disminución como en el caso del carbón).

Como discutiremos con más detalle en la cuarta sección, algunos de los objetivos marcados en el PNIEC que deben alcanzarse en 2030 son:

- 74 % de renovable en generación eléctrica
- 42 % de renovable sobre el total de energía (electricidad, transporte, acondicionamiento de edificios, etc.)
- 23 % de reducción de las emisiones de GEI.

Se considera que los objetivos del PNIEC permitirán que España se convierta en un país neutro en carbono en 2050 como propone EC (2019). En el cuadro 3 se observa que en 2030 los principales componentes del *mix* eléctrico con una capacidad de generación eléctrica total de unos 161 GW, de los cuales serán: eólica 50 GW, solar (PV + CSP) 46 GW, 26 GW ciclos combinados gas y 16 GW hidroeléctrica.

Cuadro 3

PNIEC evolución de la potencia instalada hasta 2030 en España según el objetivo marcado en el Plan

	2015	2020	2025	2030
Eólica	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Combustible / Gas (territorios no peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos sólidos urbanos	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	104.437	133.803	160.837

Fuente: Ministerio de Transición Ecológica y Desafío Demográfico (2019).

Según Duwe *et al.* (2019), los planes nacionales de energía y clima presentados por los 28 países de la UE fueron analizados desde el punto de vista de la adecuación a los objetivos europeos y nacionales (principalmente emisiones de GEI, porcentaje de energías renovables y eficiencias) así como las políticas planteadas para alcanzar dichos objetivos y, de todos ellos, España obtuvo la puntuación más alta, seguida de Francia.

4. COMPARACIÓN DEL *MIX* ENERGÉTICO ACTUAL DE CARA A LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DE 2030

4.1. Eliminación progresiva de la energía del carbón

Comparando los datos mostrados en el cuadro 1 se evidencia una fuerte caída de la generación de energía con carbón y un intenso crecimiento de los ciclos

combinados. De 2016 a 2019 el carbón se reduce en 24,3 TWh; en términos porcentuales se pasa del 14,5 % de la generación total anual en 2016 a solo el 2,1 % en 2020. Sin embargo, en el caso de la generación a través de centrales de ciclo combinado (gas), hay un aumento de 25,6 TWh de 2016 a 2019; este incremento viene a corresponderse con la reducción de los valores de energía generada con carbón. En 2020, la contribución del ciclo combinado disminuyó debido al impacto negativo de la pandemia por COVID-19. Obsérvese que prácticamente toda la disminución de generación del carbón se corresponde casi exactamente con el aumento de la generada por los ciclos combinados. Los motivos que originaron el cambio de una fuente primaria por otras son los siguientes:

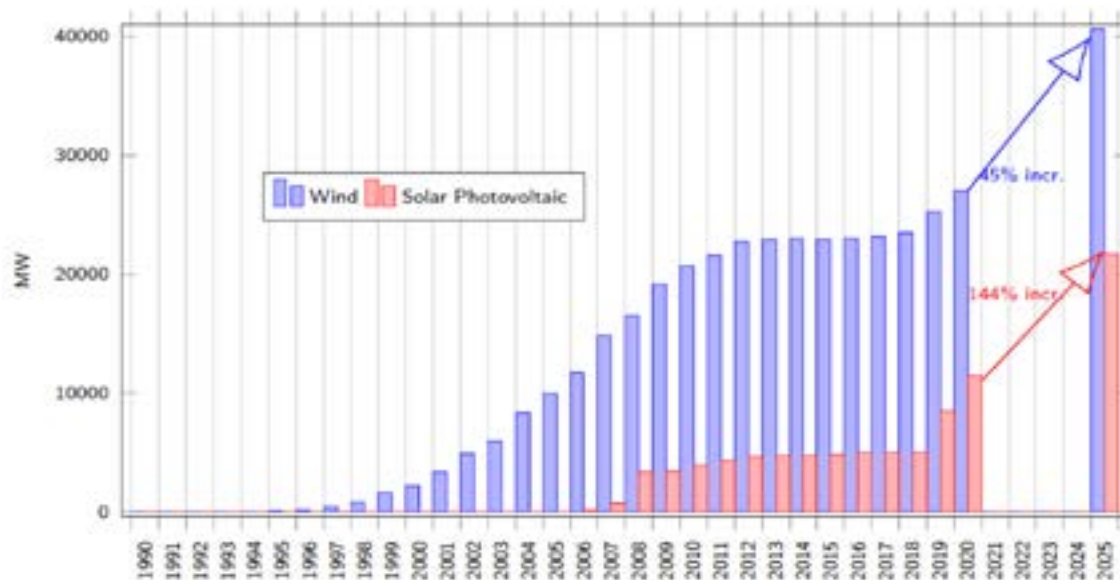
1. El gran aumento del precio de los derechos de emisión de CO₂ en el ámbito del régimen de comercio de derechos de la EU (EU-ETS). En 2019, el precio de los permisos ETS para la emisión de 1 tonelada equivalente se situó en 25 euros, tres veces más que en 2017.
2. El CO₂ generado por la combustión de gas es mucho más bajo (alrededor del 54 %) que el emitido por la del carbón.
3. El objetivo de la UE de reducir las emisiones en un 40 % para el año 2030 (EC, 2018).
4. La importante caída de los precios del gas natural durante 2019 (EIA, 2020).
5. En 2018, así como años anteriores, en España se dispone de una gran reserva de centrales de ciclos combinado en estado de infrautilización; en promedio su uso estaba por debajo del 11 % de su capacidad, creciendo en 2019 a casi duplicar esta cantidad (ver cuadro 2).

4.2. Notable aumento de las energías renovables

Como se muestra en el cuadro 3, el desarrollo de las VRES será crucial en la evolución del sector energético. Algunos de los objetivos establecidos para las energías renovables ya se han alcanzado. La capacidad instalada de energía solar fotovoltaica para 2020 está por encima de la meta marcada en el PNIEC (ver cuadro 1). Por el contrario, la eólica va con cierto retraso.

Figura 2

Evolución histórica y esperada de la capacidad instalada de las principales fuentes de energía renovable en España



Fuentes: Red Eléctrica Española, Eurostat y PNIEC.

La figura 2 muestra la evolución histórica de la energía eólica y solar fotovoltaica junto con su previsión para los próximos cinco años.

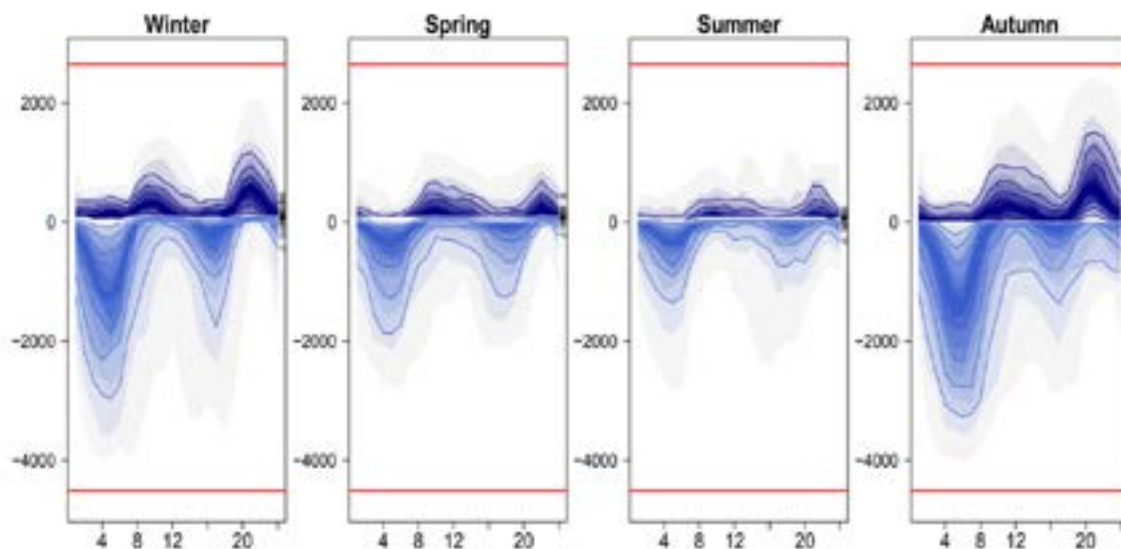
La promoción de fuentes renovables de generación variable puede dar lugar a situaciones en las que la energía generada supere a la demanda instantánea y esta energía deba almacenarse durante horas, días, semanas o incluso meses si fuera posible. Actualmente, la opción de almacenamiento a gran escala más extendida es el bombeo de agua. Según Mongird *et al.* (2019), hay 169,557 MW de potencia instalada de almacenamiento por bombeo en todo el mundo. Para el caso particular de España, el país cuenta con algunas de las instalaciones más grandes del mundo con una capacidad instalada total de alrededor de 6.000 MW (entre bombeo mixto y bombeo puro). Estos sistemas permiten el almacenamiento de energía durante periodos de alta generación a través de renovables y baja demanda de electricidad.

Basándonos en la generación observada por los sistemas de bombeo y su consumo de energía, en la figura 3 representamos en diagramas de dispersión el uso de almacenamiento a nivel horario para cada una de las cuatro estaciones. Estos gráficos muestran en la parte superior el patrón de generación horaria en cada estación del año, y en la parte inferior el patrón de consumo de energía para alimentar el depósito de agua superior (es decir, el patrón asociado al uso de bombeo). Un análisis agregado de toda la energía consumida y generada en las centrales de bombeo durante 2019, implican una productividad total del 54 %. Este nivel de rendimiento dificulta su promoción. Sin embargo, la alta capacidad de respuesta de las turbinas hidráulicas hace que esta fuente sea especialmente atractiva y conveniente. La complementariedad entre el consumo de energía en las centrales de bombeo y la generación a partir de la eólica es particularmente interesante durante las horas del día de baja demanda (por ejemplo, durante la noche). Esta complementariedad entre fuentes se muestra claramente en la figura 3.

Figura 3

Generación por bombeo (parte superior) y patrón de consumo (parte inferior) durante 2019

(Unidades: eje horizontal: horas; eje vertical: MW)



Nota: La línea roja indica valores máximos observados.

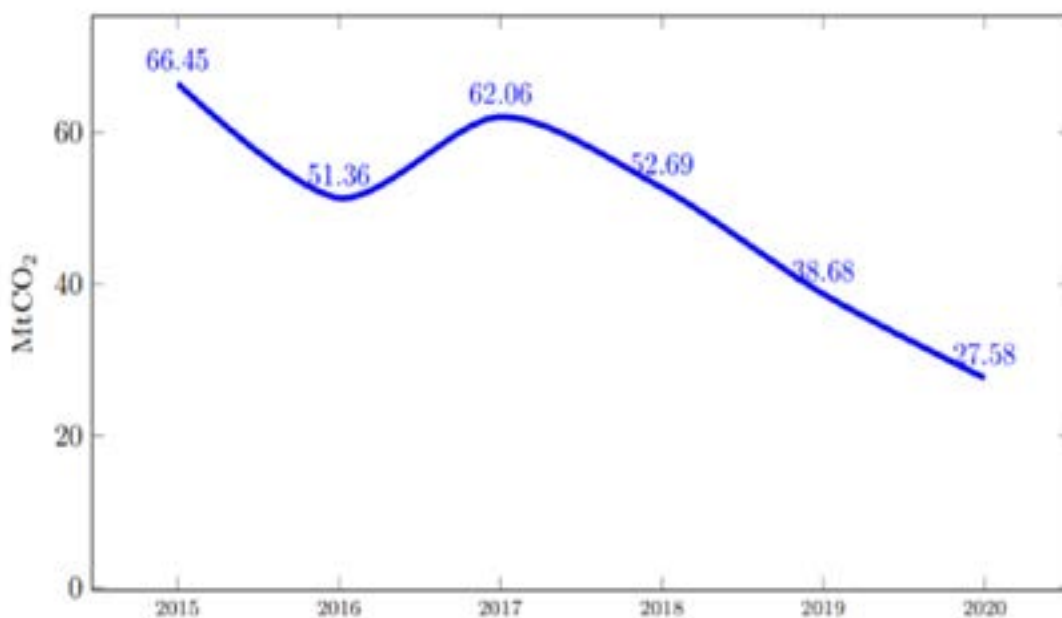
Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española.

4.3. Gran disminución de emisiones

En el cuadro 1 se observa que en los años 2018 y 2019 prácticamente se genera la misma cantidad de electricidad total (244 TWh). Sin embargo, la generación a partir de carbón en 2019 (11,1 TWh) fue mucho menor que en 2018 (35,4 TWh). Esta diferencia se debe fundamentalmente a la sustitución de carbón por gas. Debemos tener en cuenta que la cantidad de emisiones de CO₂ asociadas a la generación de energía a partir del carbón y el gas son 1.000 gCO/KWh y 469 gCO/KWh, respectivamente. Realizando los cálculos correspondientes, se explica que las emisiones relacionadas con la generación de electricidad disminuyeron enormemente en 2019, tal como queda reflejado en la figura 4 (disminuyó de 64.5 millones de toneladas en 2018 a 43.1 millones de toneladas en 2019).

Figura 4

Evolución de las emisiones por la generación de electricidad



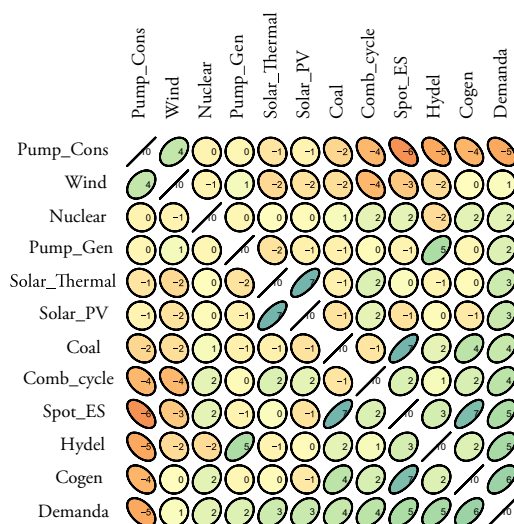
Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020).

4.4. Correlaciones observadas entre fuentes de energía

Un estudio más detallado de las diferentes fuentes de generación revela relaciones interesantes. Para llevarlo a cabo, proponemos realizar un análisis de correlación entre las series de generación analizadas, y para resumir y representar mejor los resultados hemos construido una gráfica matricial, considerando las fuentes de energía más relevantes, así como la demanda total. Representamos esta matriz en la figura 5 y encontramos que la demanda total se correlaciona positivamente con todas las fuentes excepto con el consumo por almacenamiento de energía por bombeo, lo cual es obvio (y en sentido estricto, no es una fuente de generación sino un consumo que surge a raíz de una generación excedente). Las filas (y columnas) de la matriz de correlación se han ordenado según el grado de correlación con la demanda total, es decir, aquellas fuentes que presentan mayor grado de correlación se colocan más próximas a la demanda.

Figura 5

Gráfica matricial de correlación entre fuentes de generación, demanda y precio al contado construida a partir de datos de 2018, 2019 y 2020



Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020).

Tomando como referencia la demanda, vemos que la generación eólica presenta la correlación más baja mientras que la hidráulica la más elevada. Algunas fuentes, como la generación nuclear y por bombeo, no están correlacionadas con la demanda. Sin embargo, cuando buscamos aquellas fuentes con mayor correlación entre ellas, encontramos que la generación procedente de almacenamiento por bombeo y la generación hidráulica están altamente conectadas. Esta interesante evidencia muestra que el almacenamiento por bombeo es más útil por su alta respuesta en respuesta que por la capacidad de almacenamiento propiamente dicha. La energía solar fotovoltaica y la solar CSP están obviamente muy vinculadas. Por el contrario, el ciclo combinado se correlaciona negativamente con la eólica y con el consumo por bombeo. Esto evidencia el respaldo necesario que realiza el ciclo combinado cuando la generación eólica es baja.

En esta figura, también hemos considerado el precio “spot” de mercado de la electricidad (identificado como Spot_ES). Aunque el alcance de este análisis no tiene por objeto dar cuenta del impacto económico de los precios, vale la pena ver la correlación con las diferentes fuentes. La cogeneración y el carbón muestran una alta correlación positiva con el precio spot, mientras que el consumo de almacenamiento por bombeo está vinculado negativamente.

En la figura 5, se ha presentado la información relativa a la correlación entre variables de forma redundante; por un aparte el valor numérico que figura en cada elipse es un indicador del coeficiente de correlación y, además, tanto el color como la dirección y amplitud de la elipse también informan sobre el grado de correlación. Merece la pena comentar que la correlación de cada variable consigo misma, presenta un valor +10 de correlación, y una elipse que se corresponde con una línea oblicua con pendiente de 45 grados.

5. INTEGRACIÓN EN LA RED DE FUENTES RENOVABLES VARIABLES A GRAN ESCALA

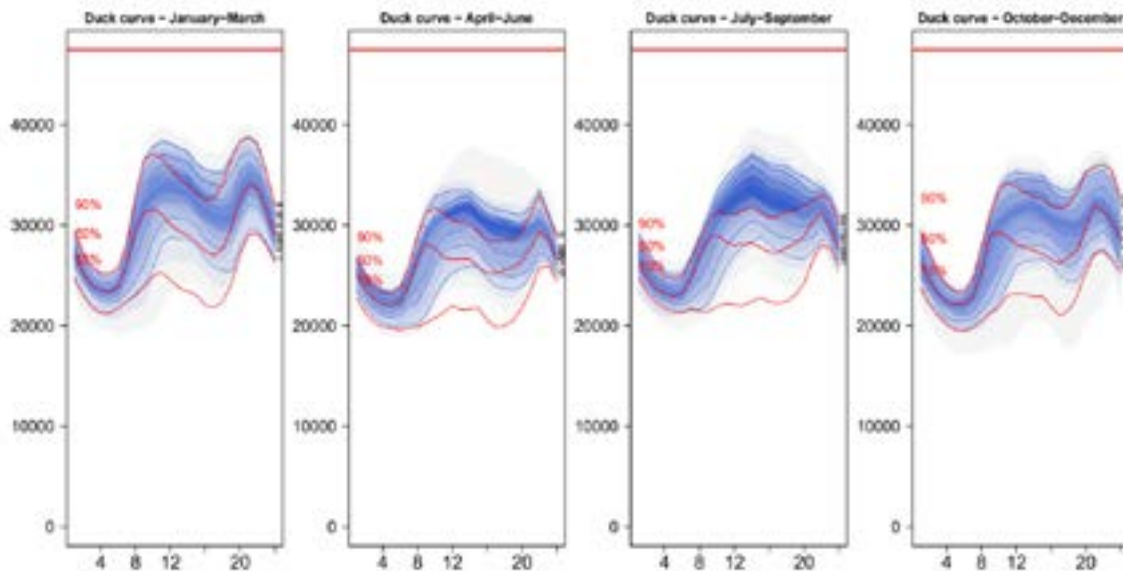
La integración de fuentes renovables variables (VRES) en la red presenta claros beneficios, pero también puede generar problemas. Como se indica en Gómez-Calvet, Martínez-Duart y Serrano-Calle (2019), la generación eólica contribuye

en gran medida a la generación durante el día y la noche, pero muestra un alto grado de incertidumbre y dependencia estacional. Por el contrario, la energía solar fotovoltaica presenta una menor varianza, pero solo proporciona energía durante la fracción de día con luz solar. En consecuencia, bajo el patrón de demanda actual con un pico en mediodía y por la tarde-noche (ver figura 1), la generación solar ayuda en el mediodía, pero apenas contribuye para el segundo pico de demanda. La figura 6 muestra claramente esta interacción; en ella representamos dos gráficos de dispersión, uno asociado a la demanda total, y otro a la generación observada sin la contribución de la energía solar fotovoltaica para el año 2019. Esta figura muestra que cuando la energía solar fotovoltaica se incorpora a una cierta escala, los requerimientos de otras fuentes se aproximan a una línea con poca pendiente, lo cual resulta beneficioso.

Figura 6

Diagrama de dispersión en percentiles con datos estacionales de la demanda horaria (azul) y la demanda menos la generación solar en percentiles (rojo) para el año 2019

(Unidades: eje horizontal: horas; eje vertical: MW)



Nota: Ambas curvas complementadas generan lo que se conoce como curva de pato.

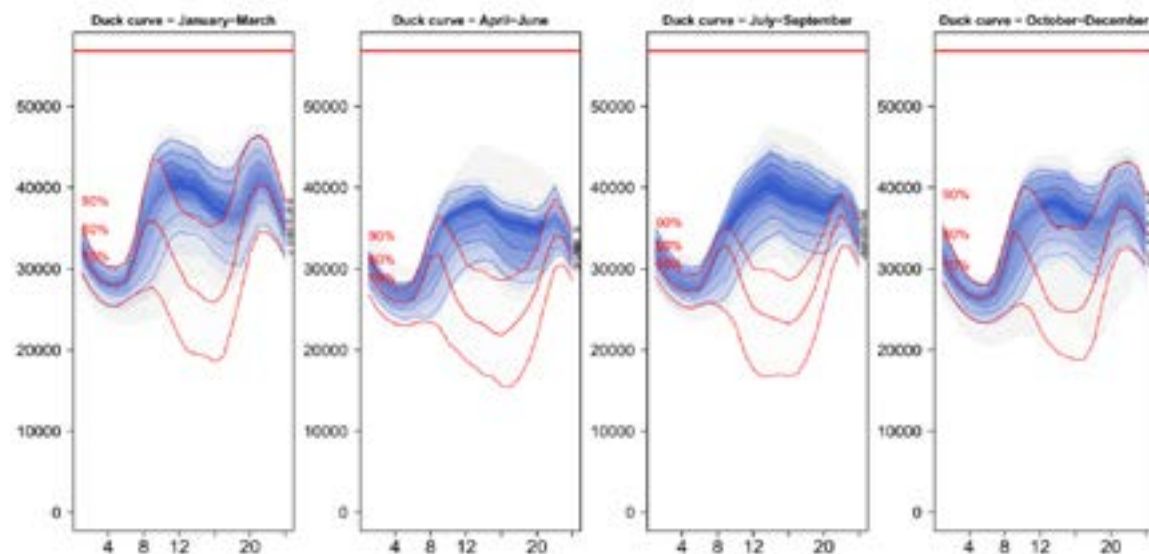
Fuente: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020).

No obstante, cuando el desarrollo de la energía solar fotovoltaica alcance cotas elevadas, situación bajo el escenario 2025 y 2030, propuestos en el PNEC español, la generación requerida, y que debe ser cubierta por los restos de fuentes diferentes a la fotovoltaica es una curva con pendientes positivas muy acusadas en el atardecer (figura 7), en comparación con de las líneas más planas mostradas en escenarios de menor implantación de la solar (figura 6). Suponiendo que la demanda en 2025 siguiese un patrón similar al actual (2020), en la figura 7 mostramos las necesidades complementarias previstas de energía solar dentro de cinco años. Este problema no es nuevo y se ha evidenciado en algunas zonas con gran integración de la energía solar fotovoltaica en la red. Regiones con alta influencia de generación solar como California o algunas áreas de Australia han estudiado y caracterizado este problema, denominando a la conjunción de ambas

Figura 7

Diagrama de dispersión en percentiles con la previsión estacional de la demanda horaria (azul) y la demanda menos la generación solar en percentiles (rojo) para el año 2025

(Unidades: eje horizontal: horas; eje vertical: MW)



Nota: Ambas curvas generan lo que se conoce como curva de pato.

Fuentes: Autores a partir de Red Eléctrica Española (2020) y la demanda planificada y capacidad solar del PNEC para 2025.

curvas como “curva de pato” debido a la similitud con la forma de un pato del área comprendida entre la demanda y las generaciones requeridas por fuentes alternativas.

Como se observa, el problema más crítico tiene lugar durante la puesta de sol, momento en el que se requiere una respuesta con alta velocidad de reacción. Esta exigencia de respuesta solo puede ser atendida por turbinas de gas (primera etapa de ciclos combinados), energía hidroeléctrica, baterías o generación hidroeléctrica en centrales de bombeo, pero cada una de estas alternativas está sujeta a limitaciones.

6. NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO Y RESPALDO

Tal como se ha indicado anteriormente, en la figura 6 se aprecia que la energía solar está contribuyendo actualmente a suavizar las necesidades de otras fuentes de generación.

Realizando la misma gráfica pero suponiendo que la energía solar fotovoltaica estuviese implantada según las cifras incluidas en el PNIEC para el escenario 2025, obtenemos la figura 7, de la cual se extraen dos conclusiones relevantes: primera, la existencia de dos picos que deberán ser atendidos con generación de electricidad a través de fuentes convencionales, y segunda y de gran relevancia, que ambos picos requerirán una respuesta de generación rápida muy intensiva para poder afrontar las pendientes de crecimiento. En este escenario, el papel de los sistemas de almacenamiento y respaldo son críticos. En este contexto, las únicas fuentes capaces de proporcionar esta respuesta rápida son la generación hidráulica y la generación a partir de turbinas de gas (principalmente la primera etapa de ciclos combinados).

La primera alternativa, que está basada en recursos hidráulicos, cuenta con serias limitaciones por la escasez de agua, la dependencia de la estacionalidad hídrica y la dificultad para la construcción de nuevos saltos hidráulicos. En relación con la segunda alternativa, si bien el uso de turbinas de gas no implica gran dificultad en su implantación, es una tecnología con un coste marginal importante pues el combustible empleado tiene el mayor coste de todas las fuentes disponible.

En la actualidad (octubre, 2021) el alto precio del gas natural, junto a la alta volatilidad de los precios ha puesta en situación comprometida su aplicación con un altísimo impacto en el coste de la energía eléctrica producida.

Si desde el punto de vista de la generación es costoso y complicado proporcionar energía eléctrica en los términos antes planteados, resultará necesario adaptar la curva de demanda a las posibilidades reales de generación. En el futuro próximo, el planteamiento de la demanda de electricidad como una variable exógena tiene pocas posibilidades y lo mas razonable será adaptar la demanda a las oportunidades de generación y la disponibilidad de almacenamiento. Dotar a las redes de capacidad para adaptar generación y consumo será el próximo reto y sin lugar a dudas las redes inteligentes serán la mejor alternativa.

7. RESUMEN Y CONCLUSIONES

El sector de la energía está evolucionando rápidamente hacia fuentes bajas en carbono y la expansión de energías no fósiles. La generación de energía está cambiando de forma acelerada e incorporando fuentes renovables. Con la mayor penetración de VRES en el sistema eléctrico, la gestión de la red requiere más flexibilidad, así como una integración de costes asequible. La hoja de ruta establecidas desde España para hacer frente a los objetivos marcados por la UE y recogida en el Plan Nacionales de Energía y Clima 2030 presentan un gran desafío para el regulador español de la red. El impacto del gran despliegue e integración de plantas solares introduce un problema crítico debido a la necesidad de sistema de respaldos de rápida respuesta durante el intervalo de la puesta del sol.

En estos escenarios, el respaldo que proporciona el almacenamiento y los sistemas con alta velocidad de respuesta serán cruciales. Las redes inteligentes también desempeñarán un papel clave en la configuración de la curva de demanda de acuerdo con la potencia disponible. Además, la promoción de conexiones internacionales garantizará la estabilidad de la red y permitirá el intercambio de energía con países más cercanos. Junto con la promoción de VRES, la red de transporte debería mejorar y permitir el transporte de energía entre países más próximos.

REFERENCIAS

DUWE, M., VELTEN, E. K., EVANS, N., FREUNDT, M., PESTIAUX, J., MARTIN, B. y VERMEULEN, P. (2019). *Planning for net-zero: Assessing the Draft National Energy and Climate Plans*. Berlin, Louvain-la-Neuve, Brussels: Ecologic Institute und Climact.

EC (2014). European Council (23 and 24 october 2014), Conclusions. EUCO, 169/14 .

EC (2018). Directive (EU) 2018/410 of the European Parliament and of the Council of 14 march 2018. *Diario Oficial de la Unión Europea*.

EC (2019). Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions the European Green Deal. COM/2019/640 final. Brussels, 11.12.2019.

EIA (2020). In 2020, US natural gas prices were the lowest in decades. U.S. Energy Information Administration.

FERRERO, J. (2018). *First Energy Balance Draft for 2017 and 2018 Perspectives, March 5*. Madrid: Club Español de la Energía.

GÓMEZ-CALVET, R., MARTÍNEZ-DUART, J. M. y SERRANO-CALLE, S. (2019). Current state and optimal development of the renewable electricity generation mix in Spain. *Renewable energy*, 135, pp.1108-1120.

MONGIRD, K., VISWANATHAN, V. V., BALDUCCI, P. J., ALAM, M. J. E., FOTEDAR, V., KORITAROV, V. S. y HADJERIOUA, B. (2019). *Energy storage technology and cost characterization report* (No. PNNL-28866). Richland, WA (United States). Pacific Northwest National Lab. (PNNL).

RED ELÉCTRICA ESPAÑOLA (2020). Sistema de información del operador del Sistema eléctrico en España. <http://esios.ree.es/en>

El impacto de la COVID-19 en los objetivos y las políticas de descarbonización: un análisis preliminar sobre España*

*Paolo Mastropietro***

Resumen

La pandemia de la COVID-19 y la consecuente crisis económica han tenido un impacto muy significativo en los planes de descarbonización de las mayores economías mundiales, que se compone de la suma de factores negativos (por ejemplo, la bajada de los precios de los combustibles fósiles) y positivos (orientación “verde” de los paquetes de estímulo económico y de los planes de recuperación). Este estudio se centra en el caso de España, uno de los países más afectados por la primera ola de la COVID-19 y donde se ha registrado una intensa actividad normativa sobre políticas de descarbonización. El Plan de Recuperación y Resiliencia español prevé ingentes inversiones públicas en la transformación verde de la economía, mayores incluso de las que se definían en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Esto puede favorecer la transición energética en el corto plazo; sin embargo, este estudio resalta también la importancia de otros factores, como una robusta y sostenida recuperación económica que permita reactivar la demanda y fomentar la inversión privada, la posibilidad de aumentar el valor local de ciertas políticas o la necesidad de instaurar un balance entre demanda y oferta de energía limpia.

Key words: COVID-19, políticas de descarbonización, plan de recuperación, cambio climático, reactivación económica.

* Este artículo se ha elaborado en el marco del proyecto de investigación “El impacto del Covid-19 en el sector eléctrico español: Implicaciones para la pobreza energética y los objetivos de descarbonización”, financiado a través de las Ayudas a la Investigación en Energía y Medio Ambiente, Convocatoria 2020, de la Fundación Iberdrola España, institución a la cual el autor manifiesta su agradecimiento. Sin embargo, las opiniones expresadas en este artículo solo representan el punto de vista del autor y en ningún caso afectan a la entidad financiadora ni al centro de investigación en el que el autor ejerce su actividad laboral.

** Instituto de Investigación Tecnológica (Universidad Pontificia Comillas).

1. INTRODUCCIÓN

La epidemia de la COVID-19 y la consecuente crisis económica han afectado de manera desigual al proceso de transición energética que muchos países están emprendiendo para mitigar los efectos del cambio climático. Más allá de la bajada coyuntural de los niveles de emisiones, la drástica reducción de los precios de los combustibles fósiles y la caída generalizada de las nuevas inversiones justo en el momento que muchos expertos consideraban fundamental para la descarbonización de la economía pueden tener un impacto negativo en el proceso de transición. Por otro lado, la mayor resiliencia de las inversiones renovables y, sobre todo, los enormes paquetes de estímulo que muchas jurisdicciones han introducido para relanzar la economía (combinados con unas tasas de interés muy bajas) podrían dar un nuevo impulso al proceso de descarbonización. El equilibrio final entre estos dos factores es difícil de prever y dependerá mucho de la rapidez e intensidad de la recuperación económica.

El objetivo de este estudio es elaborar un análisis preliminar y, como no puede ser de otra manera en este momento, parcial del impacto de la COVID-19 en los objetivos de descarbonización de España, uno de los países más afectados por la llamada primera ola de la pandemia. España ha registrado una intensa actividad normativa a lo largo de 2020 en materia de descarbonización y acaba de aprobar su Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, que dedicará un 39 % de su presupuesto a la transformación verde. Esta inyección de inversión pública supera las previsiones de gasto del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, pero su éxito dependerá también de la respuesta de los inversores privados.

Este estudio aborda este tema e intenta dar respuestas preliminares a través de la siguiente estructura. La sección segunda presenta un análisis del impacto de la COVID-19 en los objetivos de descarbonización a nivel global, a través de una revisión de los informes de instituciones internacionales que se han publicado a lo largo de 2020; luego la sección se centra en algunas experiencias internacionales, presentando primero el plan de recuperación para Europa y luego las experiencias de China, Estados Unidos e Italia. La sección tercera contiene una exhaustiva revisión de la literatura académica sobre el tema; la primera parte está dedicada a estudiar las lecciones aprendidas de la crisis económica de 2009, mientras la segunda presenta

reflexiones y previsiones sobre la crisis actual. Las secciones cuarta y quinta centran la atención sobre el contexto español, describiendo primero el impacto económico de la COVID-19 en España y luego las políticas de descarbonización que se han producido desde el comienzo de la pandemia, incluyendo el plan de recuperación. La sección 6 presenta un análisis crítico preliminar sobre el caso español.

2. EL IMPACTO DE LA COVID-19 EN EL PROCESO DE DESCARBONIZACIÓN GLOBAL

2.1. Impacto global de la COVID-19 en las proyecciones de descarbonización

De las instituciones internacionales especializadas en energía, solo la Agencia Internacional de la Energía se ha atrevido a estimar el impacto de la COVID-19 en las proyecciones de descarbonización de la economía mundial (International Energy Agency, 2020a). Según esta institución, a lo largo de 2020, se han registrado las siguientes variaciones:

- la demanda global de energía ha caído un 5 %, algo que no ocurría desde la Segunda Guerra Mundial;
- este decremento ha afectado a los combustibles fósiles más que a las renovables, con la demanda de petróleo cayendo un 8 % y la de carbón un 7 %;
- estas variaciones han provocado una reducción del 7 % en las emisiones de CO₂ relativas al sector energético;
- como consecuencia, las inversiones en este sector han caído un 18 % a nivel global.

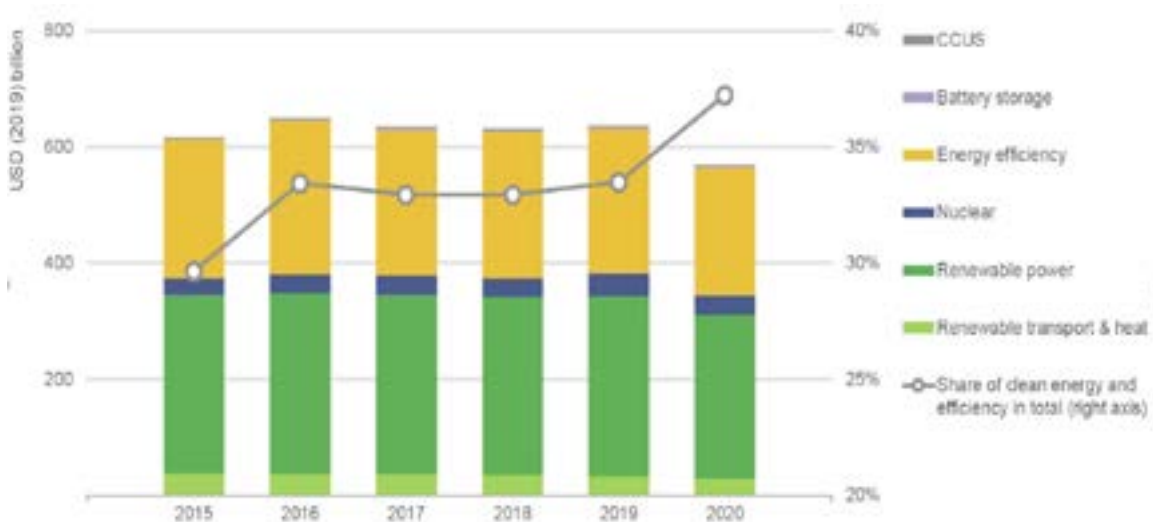
Estas cifras, a las que hay que sumar una reducción, siempre en 2020, del 3,5 % del producto interior bruto mundial (International Monetary Fund, 2021), muestran de manera clara los diferentes impactos que la COVID-19 puede tener en el proceso de transición energética. Por un lado, hay una caída sin precedentes de las emisiones de CO₂, que, sin embargo, no afectará de manera significativa al cambio climático, debido a la inercia característica del proceso. Además, esta caída se debe casi totalmente a la reducción de la demanda de energía, un factor coyuntural que

será probablemente revertido en la próxima década. Lo que es más relevante es que este decremento parece haber afectado más a los combustibles fósiles, mientras las nuevas inversiones en renovables han sufrido decrementos menores. Otro factor relevante es la reducción de las tasas de interés que los inversores piden en el mercado financiero internacional; los costes de financiación muy bajos que se han registrado en muchas regiones parecen favorecer las inversiones en energías limpias.

Por otro lado, la menor demanda de energía, junto con otros elementos geopolíticos, ha causado también una reducción muy significativa de los precios de los principales combustibles fósiles en los primeros meses de la pandemia; esto tiene claramente un impacto en la competitividad de las energías renovables. Además, la crisis económica y la incertidumbre sobre la recuperación afectan negativamente a las nuevas inversiones. Aunque menos que otros recursos energéticos, también las inversiones en energía limpia y eficiencia energética han sufrido una importante caída en 2020, como muestra la figura 1. Esa reducción se suma al estancamiento que se había registrado en el último quinquenio, no alineado con los objetivos de descarbonización vigentes.

Figura 1

Inversiones globales en energías limpias y cuota en las inversiones totales



Note: CCUS = Carbon capture, utilisation and storage.

IEA 2020. All rights reserved.

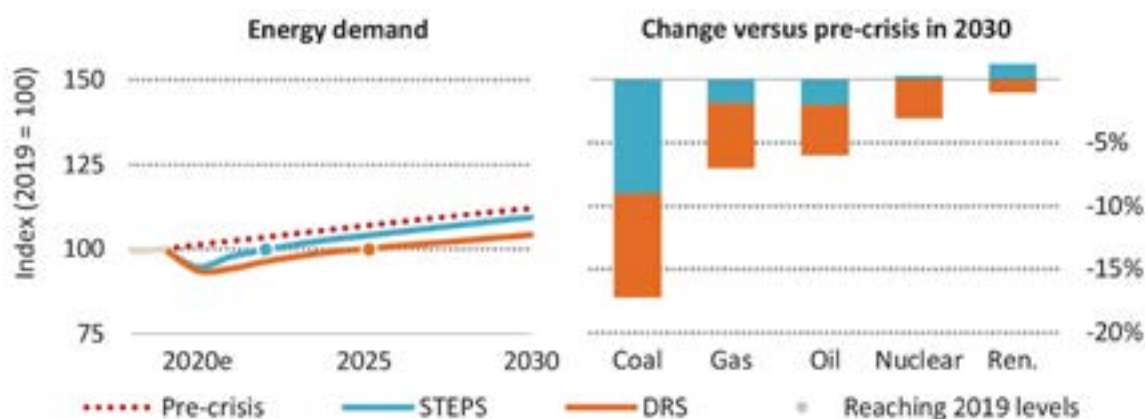
Fuente: International Energy Agency (2020b).

Las renovables han demostrado más resiliencia a la crisis que otras tecnologías sobre todo a nivel de operación, básicamente por sus costes variables, que les permitieron producir también con demandas muy bajas, y por los esquemas de apoyo, que les dieron cobertura frente a escenarios de precios reducidos sostenidos en el tiempo. No obstante, según International Renewable Energy Agency (IRENA, 2020), los precios bajos han afectado negativamente a la rentabilidad de aquellos proyectos renovables que habían entrado en el mercado sin mecanismo de apoyo y, además, se han registrado casos de vertidos renovables por baja demanda que tampoco han permitido cobrar la ayuda a aquellos proyectos que sí estaban acogidos a estos mecanismos.

Teniendo en cuenta todos estos elementos, la IEA ha construido dos escenarios a 2030: el *STEPS* (*Stated Policies Scenario*, escenarios de políticas comprometidas), en el que la situación sanitaria y la economía vuelven a la normalidad a lo largo de 2021, y el *DRS* (*Delayed Recovery Scenario*, escenario de recuperación atrasada), en el que la pandemia sigue afectando la economía por un tiempo más largo y la recuperación de los niveles precrisis solo se alcanza en 2023. La figura 2 muestra la evolución esperada de la demanda energética en los dos escenarios y la

Figura 2

Proyecciones sobre la evolución de la demanda y generación de diferentes tecnologías en diferentes escenarios



Fuente: International Energy Agency (2020a).

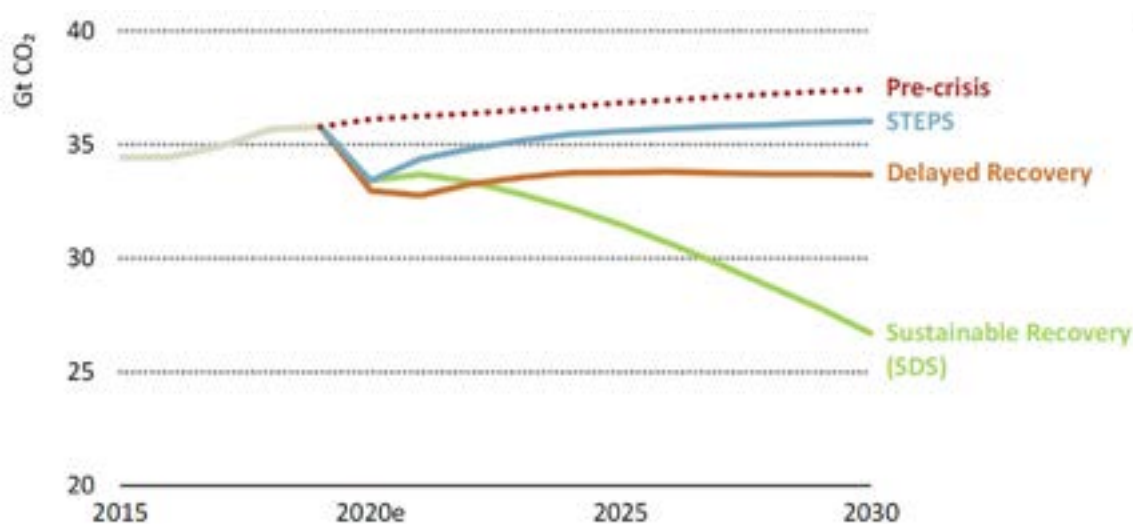
variación de la estimación de la producción de diferentes tecnologías a 2030 con respecto a las proyecciones que se tenían antes de la pandemia.

En la gráfica de la derecha se puede apreciar como el equilibrio que finalmente se alcance entre los diferentes factores mencionados arriba puede dar resultados opuestos. Si los paquetes de estímulo económico que los gobiernos están implantando para alcanzar la recuperación promueven las energías limpias y la transición energética, el impacto global sobre el desarrollo de las renovables puede ser positivo; sin estas necesarias inversiones y el empuje regulatorio para sostenerlas, en cambio, es probable que el impacto de la pandemia en los objetivos de descarbonización sea negativo.

Más allá de este impacto, hay que recordar que las políticas actuales no están alineadas con la trayectoria de reducción de emisiones que se debería seguir para alcanzar la neutralidad climática antes de 2050 y evitar los efectos más adversos del cambio climático. En la figura 3, se muestra la evolución de las emisiones de CO₂

Figura 3

Evolución de las emisiones de los sectores energético e industrial en diferentes escenarios



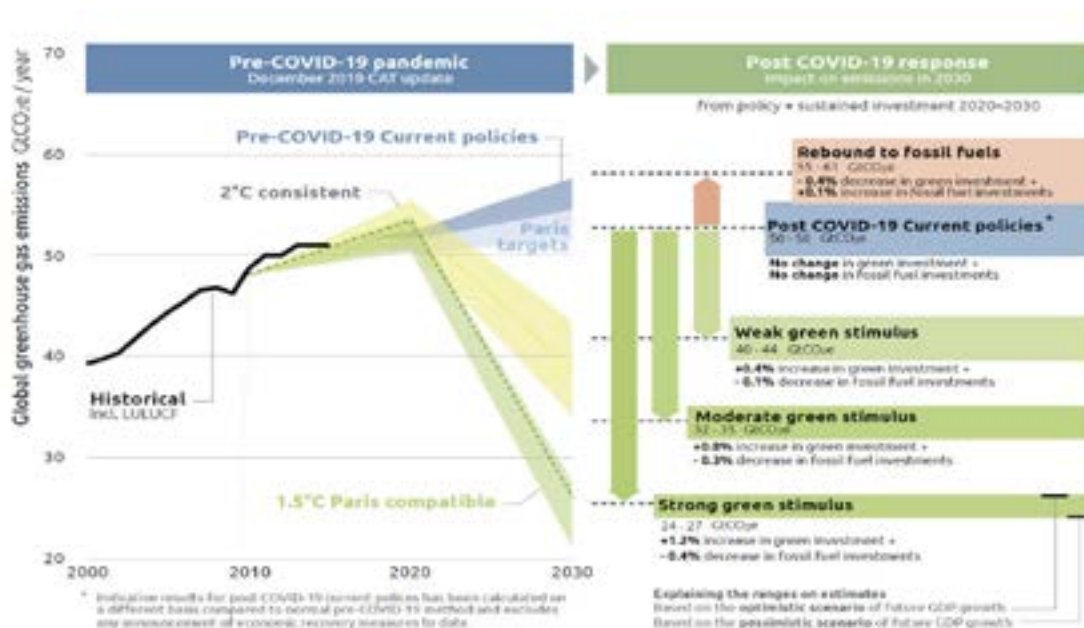
Fuente: International Energy Agency (2020a).

previstas en los dos escenarios ya mencionados y se compara con el escenario *SDS* (*Sustainable Recovery*, recuperación sostenible), que debería alcanzar emisiones mucho más bajas.

También otras instituciones han intentado elaborar modelos para estimar el impacto de la crisis sanitaria en las emisiones de gases de efecto invernadero. El *Climate Action Tracker* (CAT, 2020) analiza la evolución de las emisiones considerando diferentes escenarios de recuperación económica (optimista y pesimista) y diferentes políticas climáticas como respuesta a la crisis. Como se puede apreciar en la figura 4, serán las políticas introducidas por los Gobiernos para relanzar el crecimiento económico las que tendrán el impacto dominante, pudiendo causar un efecto rebote de los combustibles fósiles o una aceleración de la descarbonización que podría permitir el cumplimiento del Acuerdo de París.

Figura 4

Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en diferentes escenarios de recuperación económica y políticas energéticas



Fuente: CAT (2020).

2.2. Plan de Recuperación para Europa

Para hacer frente a la pandemia y a la crisis económica que ha conllevado, la Comisión Europea (CE) ha aprobado el mayor paquete de estímulo de su historia. El importe total del plan es de más de 1.800.000 millones de euros (1,8 billones de euros), que se dividen entre los más de 1.000.000 millones de euros el marco financiero plurianual (el clásico presupuesto de siete años de la Unión) y los 750.000 millones de euros del *NextGenerationEU*, un instrumento de recuperación centrado en los primeros años después de la pandemia. El *NextGenerationEU*, financiado principalmente a través del Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia, proporcionará 360.000 millones de euros en préstamos y 312.500 millones de euros en subvenciones a los Estados miembros, según cómo hayan sido afectados por la crisis (figura 5).

Una de las áreas de actuación principales del *NextGenerationEU* son las políticas contra el cambio climático y otras acciones encaminadas a conseguir los objetivos del

Figura 5

Infografía del Plan de Recuperación de la Unión Europea



Fuente: Comisión Europea (2020c).

llamado Pacto Verde Europeo (*European Green Deal*), que tendrán que cubrir el 37 % del presupuesto (para todo el Plan de Recuperación este porcentaje tiene que ser superior al 30 %).

Más allá de las actividades que financiará, el Plan de Recuperación se ha distinguido por su financiación. Por primera vez, los Estados miembros han acordado que la Unión Europea podrá tomar préstamos en los mercados financieros a costes más favorables que los que podrían alcanzar muchos Estados miembros y luego redistribuirá los importes. Además, en 2021, la Comisión presentará una propuesta para activar otras fuentes de ingreso, una de las cuales está relacionada con la reforma del régimen de comercio de derechos de emisión de la Unión Europea. Así que este Plan de Recuperación podría tener un impacto muy significativo en la transición energética, tanto por el lado de las actividades que financiará, como por los impuestos que se introducirán para cubrir su coste.

Finalmente, también hay que mencionar la asignación de 10.000 millones de euros a los llamados Fondos de Transición Justa, que se utilizarán para promover la economía de aquellas regiones europeas más afectadas por el proceso de transición energética, como las comarcas mineras. Según fuentes internas a la negociación, este presupuesto sufrió un recorte importante.

A corto plazo, la medida más relevante es sin duda el *NextGenerationEU* y las subvenciones del Mecanismo Europeo de Recuperación y Resiliencia. De estas subvenciones, España podría recibir 43.480 millones de euros en 2021 y 2022 y otros 15.688 millones de euros en 2023¹. Para poder acceder a estos fondos (y a los préstamos también previstos), el Gobierno tenía que presentar un plan de recuperación y resiliencia y así lo hizo en abril de 2021.

2.3. Otras experiencias internacionales

La Unión Europea no es la única región que ha enfocado sus planes de recuperación hacia las energías limpias y la descarbonización en general. En

¹ El total de la financiación prevista para España en el Plan de Recuperación para Europa es de 140.000 millones de euros (Gobierno de España, 2021). Esta financiación es segunda solo a la de Italia, el otro estado miembro golpeado más duramente durante la primera ola de la pandemia.

esta sección, se analizan brevemente las políticas introducidas o anunciadas en China y Estados Unidos. En el contexto europeo, se presentan algunos datos del plan de recuperación, transformación y resiliencia de Italia, el otro país miembro que, junto con España, recibirá una parte importante de los fondos europeos.

2.3.1. El cambio de estrategia de EE. UU. y China

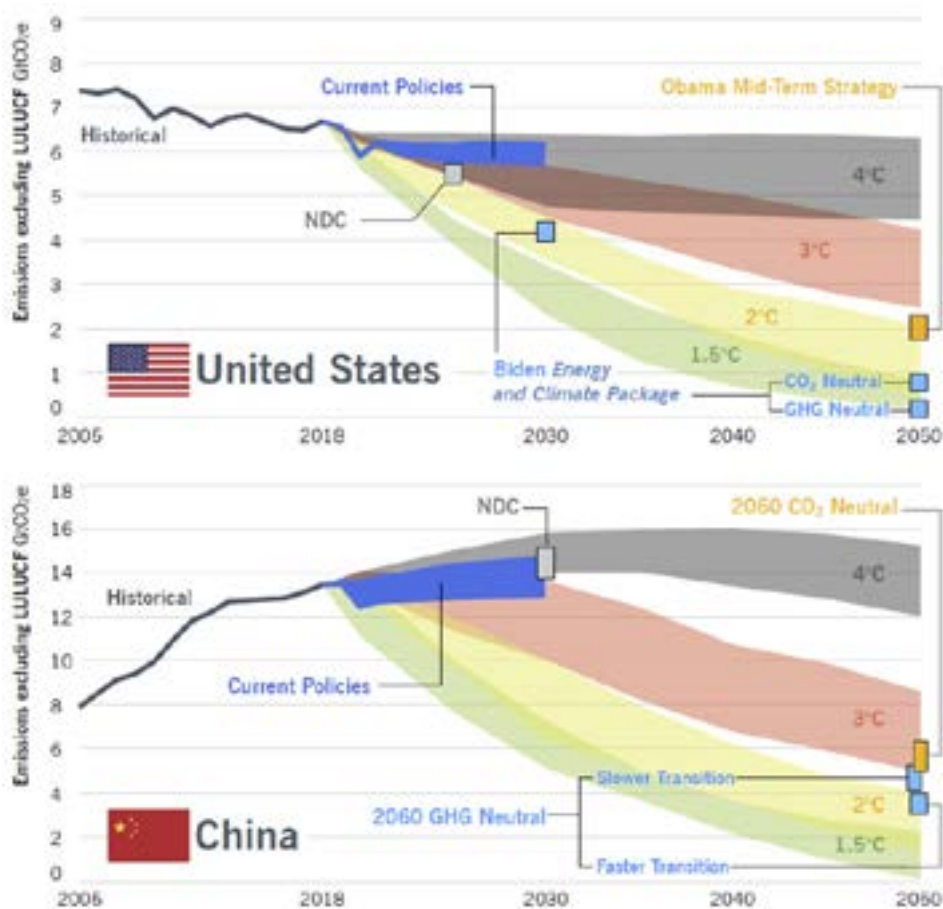
El Gobierno de China ha anunciado a finales de 2020 su intención de alcanzar la neutralidad de carbono en 2060. Este es, sin duda, el paso más significativo que el país asiático ha tomado en las últimas décadas y representa una definitiva apuesta a futuro para las energías limpias. El plan del Gobierno prevé alcanzar el pico de emisiones de CO₂ en 2030. Algunos expertos han argumentado que, para estar alineado con los objetivos del Acuerdo de París, el plan de descarbonización chino debería considerar la neutralidad en todos los gases de efecto invernadero, no solo de CO₂, y debería alcanzar el pico de emisiones en 2025 (Asia Society, 2020).

También en Estados Unidos se han registrado movimientos relevantes en el ámbito climático después de las elecciones de noviembre de 2020. Uno de los primeros actos formales de la nueva presidencia ha sido el reingreso de Estados Unidos en el Acuerdo de París y la definición del objetivo de neutralidad de carbono en 2050. También en este caso, la administración no ha especificado si el objetivo es relativo al CO₂ o a todo el espectro de gases de efecto invernadero. En abril de 2021, la nueva presidencia ha anunciado también el compromiso de reducir del 50 % las emisiones de gases de efecto invernadero para 2030, respecto a los valores de 2005 (cuando EE. UU. alcanzó supuestamente el pico de emisiones; New York Times (2021a)). Este objetivo marcaría una de las estrategias más agresivas a corto plazo entre los países occidentales.

La figura 6 muestra cómo los objetivos fijados por la actual presidencia mejoran de manera sustancial el recorrido de descarbonización delineado por la Administración Obama. En el caso de China, en cambio, también esos compromisos ambiciosos podrían no ser suficientes para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París.

Figura 6

Comparativa de los objetivos de descarbonización de Estados Unidos y China en relación a los compromisos necesarios para alcanzar los objetivos del Acuerdo de París



Fuente: Asia Society (2020).

2.3.2. El American Jobs Plan de la Administración Biden

Estos planes de muy largo plazo no contienen ninguna medida y se desconocen todavía los planes de corto y mediano plazo para su inicial implantación. En el caso de Estados Unidos, los paquetes de estímulo lanzados hasta la primera mitad de 2021, tanto por la administración anterior como por la nueva, no contienen un impulso para las energías limpias comparable con el que se incluyó en el plan

de recuperación europeo (Bloomberg, 2021). Sin embargo, según la prensa estadounidense, el grueso de las ayudas a las energías limpias y a la eficiencia energética será incluido en el plan de infraestructuras (también conocido como *The American Jobs Plan*) que la Administración Biden detallará en los próximos meses y cuyo presupuesto se estima que oscilará entre los 2.000.000 y los 4.000 .000 millones de dólares (NYT, 2021b, c).

Según la Casa Blanca (The White House, 2021), los focos principales de este enorme plan de recuperación en ámbito energético serán los siguientes.

- Fomento de los vehículos eléctricos, con una dotación total de 174.000 millones de dólares; prevé ayudas directas a las empresas, incentivos fiscales para la adquisición de vehículos eléctricos producidos en Estados Unidos y la instalación de 500.000 puntos de recarga antes de 2030.
- Modernización de infraestructuras energéticas, con una dotación de 100.000 millones de dólares; prevé refuerzos significativos de la red, sobre todo de alta tensión, créditos fiscales para el fomento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables y programas de rehabilitación medioambiental de los yacimientos de combustibles fósiles abandonados.
- Producción de bienes a partir de energías limpias; a través de programas del Gobierno Federal, la Administración prevé invertir 46.000 millones de dólares en la adquisición de energía verde, vehículos eléctricos, tecnologías eficientes para climatización y materiales bajos en carbono.
- Acelerador de energías limpias y sostenibilidad, dotado con 23.000 millones de dólares, para fomentar inversiones privadas en recursos energéticos distribuidos, eficiencia energética y movilidad sostenible.
- Investigación y desarrollo a nivel climático, dotado con 35.000 millones de dólares, para financiar proyectos de investigación y pilotos en temas como el almacenamiento, la captura de CO₂, la eólica flotante y el hidrógeno bajo en carbono.

Como se puede apreciar en este listado, la estrategia estadounidense parece optar por incentivar sobre todo la demanda de energía limpia y generar valor local a través de un enfoque hacia las tecnologías domésticas.

2.3.3. El plan de recuperación, transformación y resiliencia de Italia

Junto con España, Italia es el otro gran país beneficiario del Plan de Recuperación para Europa. El plan italiano (Governo della Repubblica Italiana, 2021) se articula alrededor de seis misiones, entre las cuales destaca la misión sobre revolución verde y transición ecológica que, de un total de 191.500 millones de euros, tiene presupuestados 57.500 millones de euros. Esta misión está compuesta a su vez por cuatro componentes, entre los cuales se destacan a continuación los que están relacionados con el sector eléctrico.

- Transición energética y movilidad sostenible, dotado con 26.560 millones de euros. La mayoría de estos fondos irán para mejorar la movilidad, con un enfoque en el transporte público y en la movilidad eléctrica (5.320 millones de euros para la adquisición de autobuses, trenes y barcos “verdes” y solo 750 millones de euros para la instalación de puntos de recarga). Otro subcomponente muy relevante es el relativo a los gases limpios, con 1.920 millones de euros para el biometano y casi 3.000 millones de euros para el hidrógeno (incentivando sobre todo su utilización en los sectores de difícil abatimiento de emisiones). El componente prevé también 5.000 millones de euros de inversiones en redes inteligentes y más de 4.000 millones de euros para la producción a partir de fuentes renovables (centrado en el llamado “agro-voltaico”, es decir, el desarrollo integrado de energía solar y agricultura sostenible, y la producción renovable en comunidades energéticas).
- Eficiencia energética y recalificación de los edificios, dotado con 11.490 millones de euros. Este programa ya se ha lanzado durante la pandemia para intentar relanzar la economía. Los fondos se utilizarán para la mejora de las prestaciones energéticas de los edificios públicos y privados, aunque también hay objetivos específicos para la seguridad de los edificios en las zonas sísmicas.

También en el caso italiano se aprecia cierta tendencia a privilegiar las medidas orientadas a la demanda, pero el peso específico de las medidas sobre producción de energía limpia es algo mayor comparado con el plan español o lo que se conoce en este momento del plan de Estados Unidos.

3. REVISIÓN DE LA LITERATURA

3.1. El impacto de la Gran Recesión de 2009

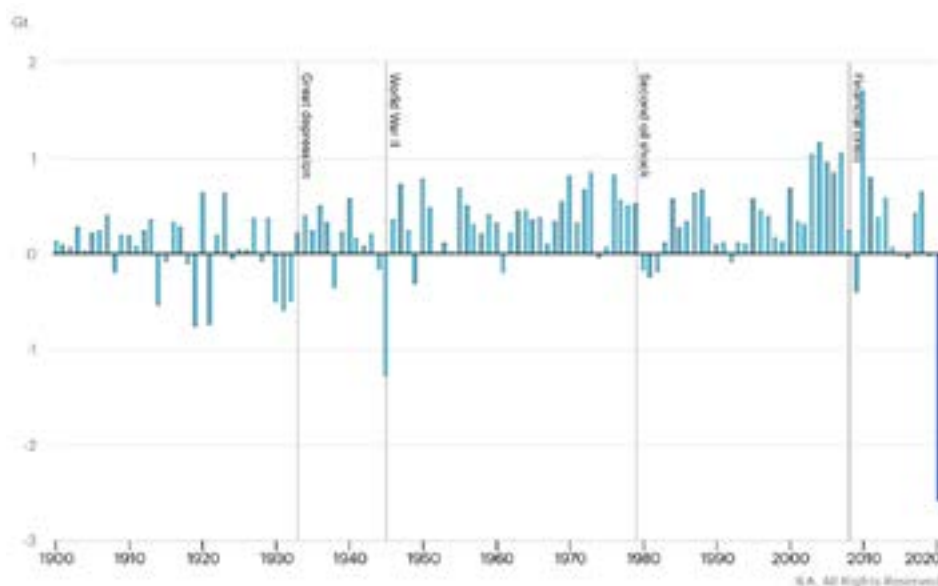
Antes de ver la literatura específica sobre el impacto de la pandemia de la COVID-19 en los objetivos de descarbonización, es interesante analizar los estudios que se centraron en el efecto que tuvo en esos objetivos la crisis económica de 2007-2009, que se conoce a nivel mundial como Gran Recesión. Aunque la anterior crisis económica no se pueda comparar, a nivel de magnitud, con la actual, existen lecciones que se pueden extrapolar al contexto actual.

Ya Papandreou (2015) alertó sobre el impacto de la crisis económica de 2009 en los objetivos de descarbonización. El autor argumentaba que, a pesar de los entusiasmos iniciales sobre la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y el surgimiento de nuevas políticas de transición energética, el impacto de largo plazo podía ser negativo, ya que la nueva narrativa del crecimiento verde no se tradujo en un apoyo sostenido en el tiempo a las políticas de descarbonización. Según el autor, la causa principal fue la fragilidad de la recuperación económica, que no permitió inversiones masivas ni políticas públicas lo suficientemente expansivas. Una opinión similar, pero en el marco de un análisis centrado en el contexto europeo, se encuentra en Creutzig *et al.* (2014), donde se proponía sustituir las políticas de austeridad europeas con planes expansivos para el desarrollo de las energías renovables.

Más recientemente, la Agencia Internacional de la Energía ha vuelto a estudiar el rol de la Gran Recesión en las políticas de descarbonización, para extraer lecciones para la crisis actual (IEA, 2020c). El análisis se centra primero en el impacto

Figura 7

Variación interanual de las emisiones de CO₂ energéticas entre 1900 y 2020



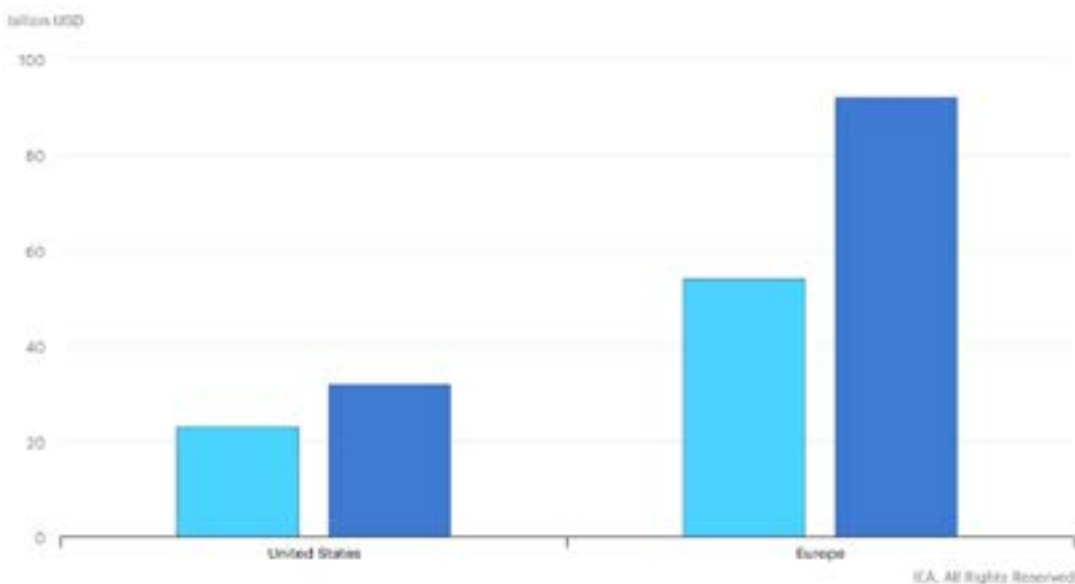
Fuente: International Energy Agency (2020c).

inmediato en las emisiones. También en 2009 se registró una enorme caída en las emisiones de CO₂ a nivel mundial; sin embargo, como se puede observar en la figura 7, esa reducción fue ampliamente superada por el repunte de las emisiones registrado en años posteriores. La pandemia ha provocado una reducción mucho mayor y la crisis económica actual no permitirá una recuperación tan rápida de los niveles de emisiones. Sin embargo, la crisis de 2009 nos enseña que la caída coyuntural de las emisiones no representa en sí misma un paso adelante hacia los objetivos de descarbonización.

Después de analizar las emisiones, IEA (2020c) se centra en las políticas de transición energética implantadas en los años posteriores a la crisis de 2009. Si se analiza la inversión en las dos tecnologías que representaban, en 2009, la mayor esperanza para la descarbonización, la solar fotovoltaica y la energía eólica, se ve cómo la Gran Recesión marcó un cambio de paradigma, tanto en Estados Unidos,

Figura 8

Inversiones anuales medias en solar y eólica en Estados Unidos y Europa antes (azul claro) y después (azul oscuro) de la crisis de 2009



Fuente: International Energy Agency (2020c).

como sobre todo en Europa, donde se registró un aumento muy significativo de nuevas instalaciones (Figura 8)².

Sin embargo, según la IEA (2020c), esto se obtuvo a través de políticas que no siempre fueron eficientes desde el punto de vista económico. Sobre todo en Europa, las políticas de apoyo tardaron mucho en seguir la curva de aprendizaje y la bajada en los costes de producción de estas tecnología. Esta tardanza resultó en ganancias muy elevadas para algunos agentes, frente a un encarecimiento muy sostenido del precio energético para los consumidores finales. Los autores subrayan el impacto que tuvieron estas políticas sobre las desigualdades sociales (ver también Mastropietro, 2019).

² Al mismo tiempo, hay que recordar, como hacen Steffen *et al.* (2020), que el paquete de estímulo lanzado por China en 2009 llevó a la instalación de una gran cantidad de centrales eléctricas a carbón.

El informe de la IEA menciona que dos tecnologías, las baterías de litio y los electrolizadores para la producción de hidrógeno, están hoy en día en el mismo nivel de madurez que tenían la fotovoltaica y la eólica en 2009. El almacenamiento de energía y la economía del hidrógeno podrían aportar una enorme contribución a los objetivos de descarbonización; pero su desarrollo se debe perseguir a través de políticas que eviten los errores que se produjeron en 2009.

La IEA (2020c) subraya también otro elemento fundamental que diferencia la crisis económica de 2009 de la crisis actual. Debido al desarrollo de las tecnologías bajas en carbono que se ha registrado en la última década y a los paquetes de estímulo que se están introduciendo en el mundo, hoy en día los inversores perciben más riesgo para desarrollar proyectos basados en energías fósiles que para proyectos de energía limpia.

También Hepburn *et al.* (2020) presentan un análisis sobre las lecciones de la crisis de 2009, centrándose en los multiplicadores económicos de las medidas introducidas entonces para medir su impacto. Este estudio identifica un impacto mayor para las ayudas directas a la inversión y los subsidios a los hogares que para medidas basadas en exenciones de impuestos. Sin embargo, los autores señalan también las diferencias significativas entre las dos crisis, subrayando la mayor incertidumbre que provoca la crisis actual, sobre todo por lo que concierne la rapidez de la recuperación económica.

3.2. Reflexiones y previsiones sobre la crisis actual

En la revisión de la literatura científica sobre la crisis actual y su impacto en los objetivos de descarbonización, se observa una gran variedad de opiniones y enfoques muy diferentes, algo natural si se considera que estos análisis se han desarrollado durante la crisis y con información a veces contradictoria. En este apartado, se resumen algunas opiniones relevantes.

Hepburn *et al.* (2020) ponen el foco en las políticas de recuperación y su orientación socioeconómica, evidenciando como esta última será la que determine el impacto final de la pandemia en la transición energética. Estos autores identifican cinco áreas de intervención que tienen el potencial de acelerar la descarbonización de la economía, que se listan a continuación.

- Infraestructuras de energía limpia, incluyendo energías renovables, almacenamiento, hidrógeno, y captura de carbono.
- Eficiencia energética en edificios, incluyendo intervenciones estructurales y sobre los sistemas energéticos domésticos.
- Educación y formación en energías limpias para paliar el desempleo provocado por la pandemia.
- Resiliencia de los ecosistemas, incluyendo proyectos de agricultura sostenible.
- Investigación y desarrollo en energías limpias (solo en países de altos ingresos).

Linares (2020) subraya el escaso impacto que las reducciones de las emisiones actuales pueden tener en el largo plazo, cuando la economía se recupere. También este autor enfatiza el rol que tendrán los planes de recuperación, sobre todo las políticas de estímulo económico más centradas en el largo plazo, y la importancia de dar preferencias a políticas que generen valor a nivel local y global al mismo tiempo. Solamente si estas medidas de estímulo están orientadas a una transformación integral de la economía, la recuperación de la crisis pandémica podría provocar una aceleración de las políticas contra el cambio climático.

Partiendo de argumentos similares, Clô (2020) señala dos dinámicas preocupantes en las políticas de recuperación pandémicas. En primer lugar, la fuerte caída en las inversiones en combustibles fósiles no ha sido equilibrada por una mayor inversión en energías limpias, que han demostrado sí una mayor resiliencia, pero que han también sufrido una reducción significativa (ver también figura 1). En segundo lugar, los planes de recuperación parecen centrarse en medidas que

aumentarán la oferta de energía limpia, pero que no están siendo complementadas por medidas que fomenten la demanda de la misma energía, con el consecuente riesgo de que haya un desbalance en el futuro. El autor también evidencia como la caída del precio de los combustibles fósiles podría generar un *super-cycle* en los precios, sobre todo por lo que concierne al petróleo. La bajada en la demanda ha provocado una reducción drástica de las inversiones en el sector petrolífero que podrían provocar a su vez una oferta insuficiente y precios muy elevados en el medio y largo plazo.

Fuentes *et al.* (2020), en cambio, se centran en los cambios de hábitos debido a la pandemia y a sus consecuencias para la descarbonización. Las políticas sanitarias han causado una reducción del transporte privado y un aumento significativo del teletrabajo. Consecuentemente, se ha registrado un desplazamiento de demanda de los productos petrolíferos a gas y electricidad. Estos dos vectores energéticos y los usos finales que alimentan presentan recorridos de descarbonización más fáciles de realizar y podrían favorecer la lucha contra el cambio climático. Al mismo tiempo, los autores subrayan cómo la recesión podría provocar una falta de reposición en la flota automovilística, con el consecuente aumento de las emisiones contaminantes.

Steffen *et al.* (2020) recomiendan no sobrereactuar en el corto plazo. En el medio plazo, los autores mencionan la importancia de aprovechar las tasas de interés extremadamente bajas para lanzar planes que fomenten la inversión, no solamente pública, sino también privada, en energías limpias; también los bajos precios de los combustibles deberían ser aprovechados para reformar los subsidios al consumo todavía presentes en muchos países. En el largo plazo, el estudio sugiere definir políticas energéticas y de descarbonización que sean resilientes a crisis futuras.

Gillingham *et al.* (2020), en cambio, centran su análisis en los escenarios de recuperación económica. El argumento de estos autores es que la crisis económica provocada por la pandemia ha tenido ya efectos muy negativos en el desarrollo de las energías limpias (en Estados Unidos, la venta de vehículos eléctricos ha caído del 43 %, se han perdido 600.000 empleos “verdes” y se han registrado caídas también en la instalación de paneles fotovoltaicos domésticos) y únicamente si la

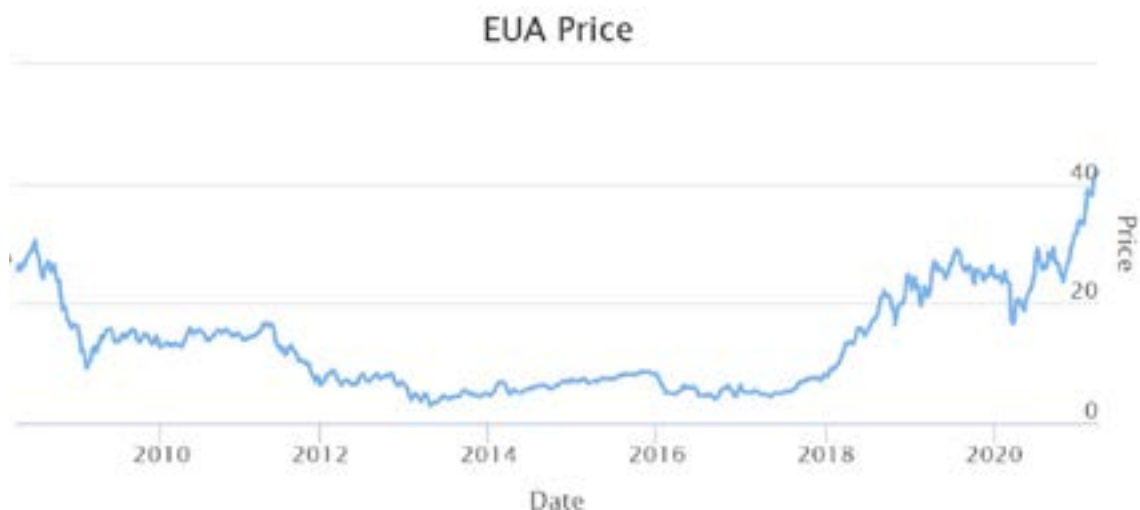
economía volviera a crecer rápidamente se creará una situación favorable para la descarbonización de la economía.

Sobre este tema, Merino García (2020) recomienda que la aceleración de la transición energética no tiene que alcanzarse a costa de ralentizar la recuperación económica, siendo esta última una condición necesaria para un desarrollo eficaz de las políticas de descarbonización. Como ya mencionaba Clô (2020), el riesgo que se corre es generar un desacoplamiento de oferta y demanda de energía limpia, con efectos adversos en el largo plazo.

Finalmente, las instituciones europeas han publicado estudios con una visión optimista sobre el impacto de la pandemia en los objetivos de descarbonización (European Parliament, 2020a, b). Estos informes se centran en la importancia de orientar el estímulo económico hacia el llamado Pacto Verde Europeo, cuyas ambiciones no se deben de ver reducidas por esta crisis³. También lamentan la

Figura 9

Evolución histórica del precio de los derechos de emisión europeos



Fuente: <https://emberclimate.org>

3 A nivel geopolítico, Glachant (2020) subraya como la pandemia ha representado un cambio de equilibrios sustancial dentro de las instituciones europeas, abriendo posibilidades antes impensables, debido al bloqueo de los países definidos frugales.

ralentización de la actividad normativa y legislativa sobre estos asuntos a nivel europeo y el aplazamiento de la COP 26 (Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) en Glasgow. Las instituciones europeas también observan con satisfacción el efecto positivo de las reformas recientes del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (EU ETS). A diferencia de lo que ocurrió con la crisis de 2009, durante la pandemia el precio de estos derechos no se ha desplomado, manteniendo firme la señal económica para los inversores. De hecho, como se aprecia en la figura 9, el precio sufrió solamente una leve caída en marzo de 2020, pero ha registrado fuertes subidas desde principios de 2021 y se encuentra ahora en sus niveles más altos. Estas subidas de precio reflejan la previsión de muchos analistas sobre la posible aceleración de las políticas de lucha al cambio climático en la Unión Europea⁴.

4. EL IMPACTO ECONÓMICO DE LA COVID-19 EN ESPAÑA

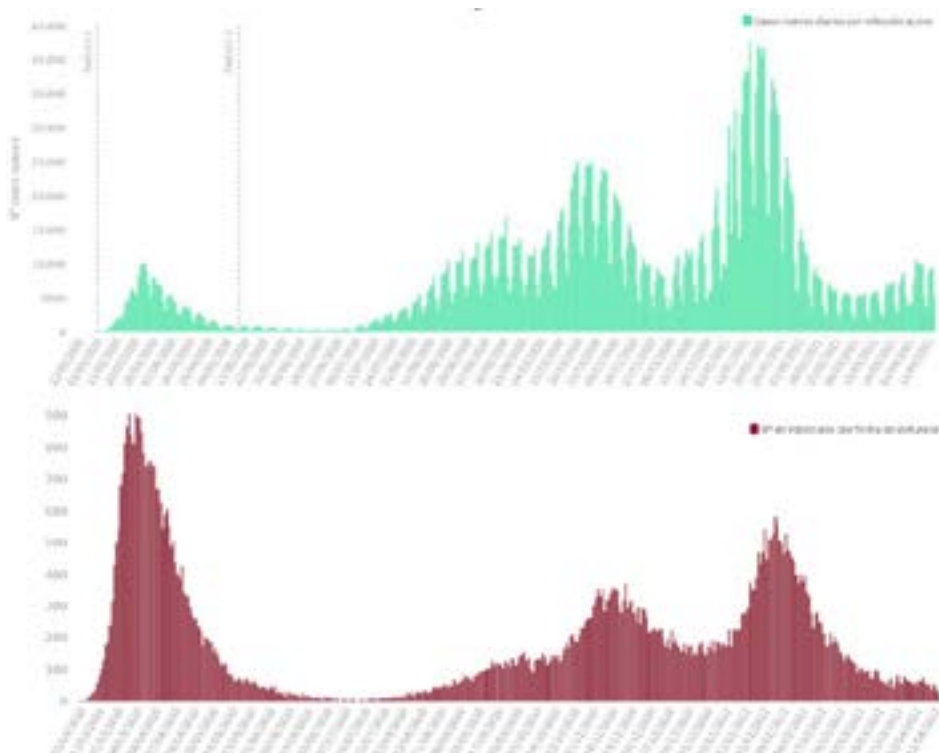
La difusión del virus COVID-19, que se ha extendido a nivel global a partir de diciembre 2019 y ha sido declarado pandemia por la Organización Mundial de la Salud el 11 de marzo de 2020 (WHO, 2021), se puede dividir en fases diferentes, según su transmisión (Johns Hopkins University, 2021) y la evolución de la capacidad de respuesta de los gobiernos e instituciones mundiales. La primera ola, en la primavera de 2020, ha provocado sin duda el mayor impacto en la sociedad, debido a la crisis sanitaria que ha provocado y al confinamiento que los gobiernos de muchos países se vieron obligados a introducir para frenarla. Sin embargo, la segunda ola (en España, en octubre y noviembre de 2020) y la tercera ola (en España, a partir de enero de 2020), aunque en menor medida, han tenido y están teniendo también impactos nefastos, tanto en la situación sanitaria como en la economía española. La figura 10 muestra la evolución de los contagios y de los fallecidos por COVID-19 en España desde el comienzo de la pandemia.

Las medidas que el Gobierno de España y los gobiernos autonómicos han tenido que tomar para hacer frente a estas tres olas epidémicas, a partir del estado de

⁴ Para un análisis más detallado del impacto de las reformas del régimen de comercio de derechos de emisión y su efecto en el andamio de los precios a lo largo de la pandemia, véase Gerlagh, Heijmans y Rosendahl (2020).

Figura 10

Evolución de contagiados (verde) y fallecidos (rojo) por COVID-19 en España



Fuente: Ministerio de Sanidad (2021).

alarma decretado el 14 de marzo de 2020, han afectado enormemente a la economía nacional. El producto interior bruto (PIB) del país ha sufrido la mayor caída de su historia reciente, no comparable siquiera con el descenso, ya muy destacable, asociado a la crisis económica de 2008/2009. La tasa anual del PIB ha llegado a reducirse un 21,6 % en el segundo trimestre de 2020, siguiendo alrededor de un 8 % en los trimestres posteriores (figura 11).

La contracción del PIB se debe, además de otros factores, a una destrucción de empleo sin precedentes, que ha afectado a toda la economía española, con situaciones muy críticas en el sector de los servicios. La figura 12 muestra la evolución de la ocupación en España y el fuerte descenso en la tasa de variación a partir del segundo trimestre de 2020.

Figura 11

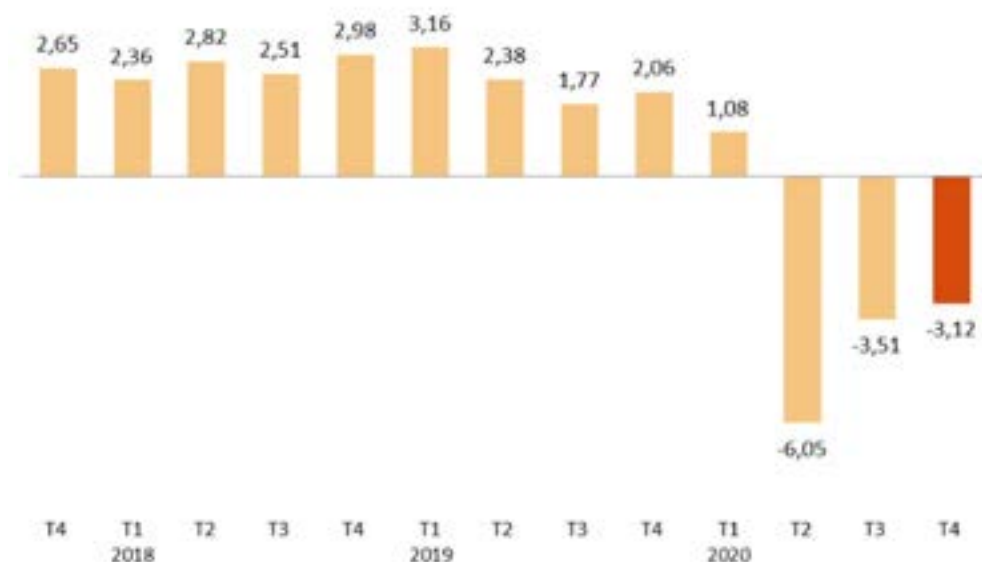
Evolución del PIB español según la tasa de variación anual



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (2021a).

Figura 12

Tasa de variación anual de la ocupación en España



Fuente: Instituto Nacional de Estadística (2021b).

Sin embargo, la variación de la ocupación no logra abarcar todos los efectos de la pandemia y del confinamiento en el mercado laboral. A partir de marzo de 2020, se ha registrado un recurso masivo de las empresas a los expedientes de regulación temporal de empleo (ERTE), en concepto de suspensión del contrato o de reducción de jornada laboral. Como se puede observar en la figura 13, que representa solamente los ERTE directamente relacionados con la crisis provocada por la COVID-19, en mayo de 2020, 2,7 millones de españoles se vieron afectados por estas medidas, con la consiguiente reducción de salario que estas pueden provocar.

También las empresas se han visto enormemente afectadas por la pandemia, con una reducción del número de sociedades inscritas a la Seguridad Social que, en algunos meses, ha registrado variaciones interanuales de casi el -10 %, con un impacto mayor en las pequeñas y medianas empresas (figura 14).

Figura 13

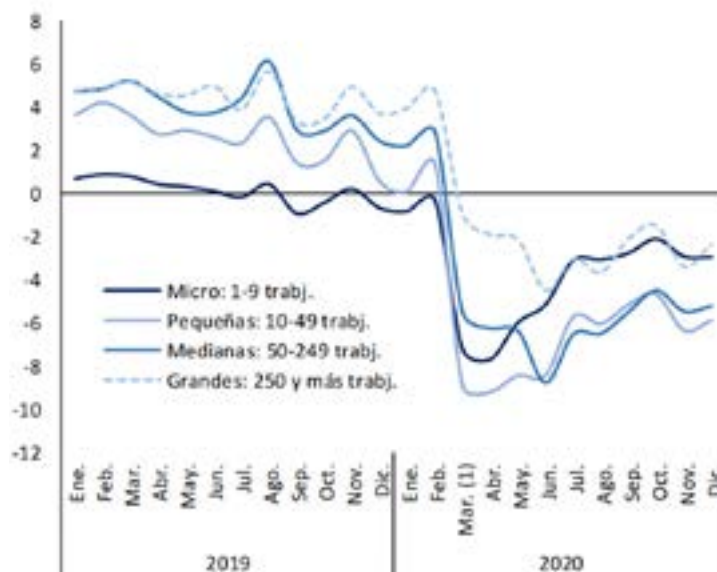
Evolución de los afectados por ERTE relacionado con COVID-19 en España durante la pandemia



Fuente: Ministerio de Trabajo y Economía Social (2021).

Figura 14

Variación interanual de las empresas inscritas en la Seguridad Social según tamaño de la empresa



Fuente: Ministerio de Trabajo y Economía Social (2021).

La llegada de las vacunas no ha tenido, hasta la fecha, un impacto significativo en las variables socioeconómicas y la recuperación de los niveles anteriores a la crisis tendrá que esperar hasta 2023, según las estimaciones del Banco de España (Banco de España, 2020).

5. EL IMPACTO EN LAS POLÍTICAS DE DESCARBONIZACIÓN

El impacto de la pandemia en el desarrollo de la transición energética española es un tema sobre el cual es difícil dar datos y análisis concluyentes en este momento, al ser un fenómeno de más largo plazo y que procede con cierta inercia. Por lo que concierne a las emisiones de gases de efecto invernadero en España, el Observatorio de la Transición Energética y la Acción Climática (OTEA, 2020) ha estimado una caída interanual para 2020 del 15 %, un valor que no se registró ni después de la crisis económica de 2009. Sin embargo, esta caída puntual dice mucho sobre la coyuntura económica actual, pero poco sobre el recorrido de descarbonización a futuro.

Figura 15

Variación interanual de las emisiones de gases de efecto invernadero en España



Fuente: OTEA (2020).

En esta sección, se analizan las políticas más relevantes que se desarrollaron en España justo antes de la pandemia y durante su transcurso. Hay que subrayar que 2020 y 2021 ya tenían una agenda muy intensa sobre políticas contra el cambio climático y que muchos de los planes y estrategias que se detallan a continuación ya se estaban gestando o se cerraron antes de la pandemia.

5.1. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)

El PNIEC es uno de los pilares de la estrategia climática española y representa un plan decenal de actuación que se presenta a la Comisión Europea en cumplimiento del Reglamento (UE) 2018/1999. El PNIEC de España ha sido remitido a Europa el 31 de marzo de 2020; sin embargo, la última versión pública es del 20 de enero de 2020. La pandemia de la COVID-19, entonces, no ha tenido ningún impacto en la redacción del plan.

Los objetivos a 2030 del PNIEC español (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2020a) se resumen a continuación:

- 23 % de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990 (38 % respecto a 2010), frente a un 40 % para el conjunto de la Unión Europea;
- 42 % de renovables sobre el uso final de la energía, frente a un 32 % para el conjunto de la Unión Europea;
- 39,5 % de mejora de la eficiencia energética, frente a un 32,5 % para el conjunto de la Unión Europea;
- 74 % de energía renovable en la generación eléctrica.

Por lo que concierne el sector eléctrico, el plan prevé un fuerte crecimiento de la capacidad instalada, con el objetivo de cubrir la electrificación de la economía. Según el PNIEC, en 2030 España contará con una capacidad instalada de 161 GW, 50 GW de energía eólica, 39 GW de solar fotovoltaica, 27 GW de ciclos combinados de gas, 16 GW de hidráulica, 9,5 GW de bombeo; 7 GW de solar termoeléctrica y 3 GW de nuclear. También se prevé un aumento de la capacidad de almacenamiento eléctrico de 6 GW, aunque este aumento incluye el ya mencionado bombeo y solo 2,5 GW serán de almacenamiento a través de otras tecnologías, incluidas las baterías electroquímicas. Este parque de generación debería permitir reducir el coste marginal aproximadamente en un 31 %.

El PNIEC reconoce el nivel de interconexiones eléctricas, que, según la estrategia de la Unión Europea, debería alcanzar un 15 % de la capacidad instalada en cada sistema, como un posible punto débil. Para mejorar el cumplimiento de España con la política europea en este ámbito, el PNIEC propone instalar nuevas interconexiones de 3 GW con Portugal y 8 GW con Francia.

Finalmente, es importante destacar las previsiones de gasto del plan, que el Ministerio estima en 241.412 millones de euros entre 2021 y 2030. Siempre según el plan, el sector privado debería cubrir el 80 % de las inversiones previstas, mientras que el sector público cubriría el restante 20 %.

5.2. Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (PLCCTE)

El PLCCTE debería definir el marco conceptual en el que se mueve la transición energética española y que se implementa con planes más detallados, como el PNIEC. Después de una larga fase de consulta pública sobre el anteproyecto de ley, el Gobierno ha enviado a las Cortes el PLCCTE en mayo de 2020 (MITECO, 2020b). Este proyecto ha sufrido algunas modificaciones y se encuentra en estos momentos en las últimas fases de su aprobación. Los principales objetivos marcados por el proyecto de ley son los siguientes:

- se fija por primera vez el objetivo de neutralidad climática para 2050;
- el sistema eléctrico tendrá que ser 100 % renovable antes de 2050;
- para 2030, se fijan como objetivos una reducción del 23 % en las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, una penetración renovable igual al 42 % del consumo final de energía y del 74 % de la capacidad instalada en el sector eléctrico.

Los objetivos a 2030 se actualizaron y se equipararon a los del PNIEC. Uno de los focos de esta ley es la movilidad sostenible; se prevé prohibir a partir de 2040 la venta de vehículos ligeros que emitan CO₂ y se fomenta la instalación de puntos de recarga para vehículos eléctricos, tanto en gasolineras como en edificios no residenciales. También hay directrices sobre el sector eléctrico (con una apuesta por el almacenamiento de energía) y eficiencia energética (plan de rehabilitación de edificios).

Como en el caso del PNIEC, tampoco en la redacción final del PLCCTE se puede apreciar un impacto determinante de la pandemia. El cambio más significativo con respecto a versiones anteriores es probablemente relativo al mecanismo de apoyo a las renovables en el sector eléctrico, con la eliminación del objetivo de 3.000 MW anuales a contratar mediante subastas. Sin embargo, esta modificación no se puede imputar a la pandemia y al cambio en las previsiones económicas, sino

más bien a la opinión contraria por parte del regulador (CNMC, 2020a) y otros agentes, que desaconsejaban fijar un volumen mínimo en la ley, considerando esta herramienta normativa demasiado rígida para tal fin. La regulación específica sobre estas subastas se presenta en la sección 5.4.

5.3. Hoja de Ruta del Hidrógeno

Siempre en el marco del PLCCTE, el Gobierno aprobó, en octubre de 2020, la Hoja de Ruta del Hidrógeno, una estrategia de medio y largo plazo que permitirá alinear las políticas españolas con las indicadas por la Comisión Europea, que, en julio de 2020, publicó dos estrategias: una sobre la integración del sistema energético y otra específica sobre hidrógeno (CE, 2020a, b). La segunda prevé la instalación de 6 GW de electrolizadores para la producción de hidrógeno verde en 2024 y subir esta capacidad a 40 GW en 2030.

La hoja de ruta española indica como objetivo principal la instalación de 4 GW de electrolizadores para producción de hidrógeno a partir de fuentes renovables antes de 2030 (MITECO, 2020c). También fija un hito intermedio para 2024, con una potencia instalada de entre 300 y 600 MW. La hoja de ruta establece objetivos ambiciosos y puede ser útil para dar señales de largo plazo a los inversores, pero representa un elemento regulatorio de alto nivel que tendrá que ser traducido en medidas y políticas más concretas.

5.4. Subastas para el régimen económico de energías renovables (REER)

Siguiendo las pautas marcadas por el PLCCTE, el Real Decreto Ley 23/2020 en junio y el Real Decreto 960/2020 en noviembre definieron el nuevo régimen retributivo para las energías renovables, el llamado REER. Se modifica la regulación anterior y se introducen incentivos no a la inversión, sino a la producción, ofertándose el precio al que la unidad está dispuesta a producir. Otra novedad es que la casación de la subasta es *pay-as-bid*, es decir, cada agente recibe el precio por el que pujó y no el precio marginal, como ocurre en otros mercados.

La primera subasta relativa al REER se celebró el 26 de enero de 2021, después de más de tres años desde la última subasta, para la contratación de 3 000 MW de energías renovables. La subasta atrajo unos 9 700 MW de ofertas y casó alrededor de 2 000 MW de solar fotovoltaica y 1 000 MW de eólica, con precios medios cercanos, en ambos casos, a los 25 €/MWh (MITECO, 2021).

5.5. Proyecto de ley para la creación del FSSNE

En diciembre de 2020, el Gobierno ha publicado un anteproyecto de ley (MITECO, 2020d) para la creación del llamado Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE). Este fondo intenta redistribuir el peso del apoyo a las energías renovables entre todos los vectores energéticos, eliminando las distorsiones en las señales de precio de los mismos, y atenuar el impacto distributivo de algunas políticas de descarbonización.

En la literatura se encuentran muchos estudios que analizan los efectos distributivos de la transición energética, que, según las políticas que se introduzcan para alcanzar la descarbonización, puede tener un impacto preminentemente regresivo (Diekmann, Breitschopf y Lehr, 2016; Dorband *et al.*, 2019). En particular, se ha demostrado que, si los costes de apoyo a las renovables se recuperan mediante cargos en la tarifa eléctrica proporcionales al consumo, los hogares con ingresos más bajos acaban pagando un porcentaje de sus rentas mucho más alto para cubrir estos costes en comparación con los hogares con rentas más elevadas (Mastropietro, 2019; Carley y Konisky, 2020). Por otro lado, un sistema de precios y cargos equivocado en el sector energético puede generar obstáculos muy relevantes para la descarbonización. Si, por ejemplo, se centra la descarbonización en el sector eléctrico y los costes de apoyo a la renovable en este sector no se distribuyen en otros sectores, se puede restar competitividad a la electricidad frente a otros vectores energéticos y no permitir una electrificación eficiente de la economía (Batlle, 2011).

Con este anteproyecto de ley, el Gobierno intenta actuar en ambos aspectos, sacando los costes de apoyo a la renovable de la tarifa eléctrica (de la que componen una parte muy relevante, a través de los cargos regulados) y cubriéndolos con un fondo específico. Este fondo se financiará con aportaciones de las empresas

comercializadoras de todos los sectores energéticos, no solo del sector eléctrico, que serán proporcionales a sus ventas de energía final. Para el cálculo de estas aportaciones, no se considerará la demanda de los consumidores electrointensivos, con el objetivo de aumentar la competitividad de la industria española en el mercado internacional. De ser aprobado, la implantación del nuevo mecanismo será gradual y se extenderá a lo largo de cinco años.

Según el Gobierno, esta medida permite abaratar el recibo de la electricidad en un 13 % por la reducción de los cargos, tiene un impacto socialmente progresivo y fomenta la electrificación de la economía. El Gobierno prevé también que el impacto del FNSSE será progresivo. Sin embargo, esta afirmación genera ciertas dudas. La creación del fondo reducirá el precio de la electricidad, pero provocará inevitablemente una subida del precio de los otros vectores energéticos, incluidos los combustibles para calefacción y movilidad. También el consumo de estos combustibles en los hogares, como el de la electricidad, está más equitativamente distribuido que las rentas, por lo que el impacto regresivo generado por la recuperación de los costes de apoyo a las renovables no se elimina, sino que se traslada.

Lo que sí cambiaría con respecto al pasado es el tratamiento de la demanda de los consumidores electrointensivos, quienes tendrían derecho a una compensación con cargo al FNSSE. Estos consumidores, que antes contribuían a la cobertura de los costes de apoyo a las renovables, estarían exentos según la nueva normativa. Esta medida, que es totalmente comprensible desde el punto de vista de la competitividad industrial de España y que ya ha sido introducida por otras jurisdicciones europeas, aumenta, sin embargo, el peso fiscal que tendrá que ser soportado por los demás consumidores, incluidos los domésticos, potenciando el efecto regresivo.

Finalmente, hay que subrayar que el FNSSE se utilizará para cubrir los costes de apoyo a las renovables concedidos en el pasado. El nuevo mecanismo de remuneración, el REER, prevé contratos de largo plazo que, dependiendo del precio del mercado de energía en el futuro, podrían generar sobrecostes para el apoyo a las tecnologías limpias, pero que no darían lugar a cargos regulados, sino que se reflejarían en el término de energía de las facturas eléctricas.

5.6. Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia

El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia es la herramienta normativa esencial para que los países miembros puedan acceder a los fondos europeos creados como respuesta a la pandemia (sección 2.2). Una primera versión estratégica del plan español se publicó ya en octubre de 2020. La versión detallada se dio a conocer en abril de 2021 (Gobierno de España, 2021) y fue aprobada a finales de ese mes por el Consejo de Ministros.

El plan español está articulado alrededor de cuatro ejes transversales: i) transición ecológica; ii) transformación digital; iii) cohesión social y territorial, y iv) igualdad de género. Estos ejes se desarrollan en diez políticas palanca, que contienen 30 componentes. Estos componentes son las líneas de acción más identificables dentro del plan y tienen asignado un presupuesto específico. En total, el plan recoge 212 medidas (110 inversiones y 102 reformas). Aunque el plan está llamado a gestionar los casi 140.000 millones de euros de fondos europeos asignados a España (sección 2.2), se centra en realidad en el periodo 2021-2023 y define un plan de inversión pública de 70.000 millones de euros.

Por lo que concierne a las políticas de descarbonización, una de las políticas palanca está dedicada a la transición energética justa e inclusiva. Sin embargo, se encuentran componentes relacionados con el sector eléctrico o energético también en otras políticas palanca, como la de agenda urbana y rural y la de infraestructuras y ecosistemas resilientes. De los 30 componentes, se listan a continuación los que mayor impacto pueden tener en los objetivos de descarbonización y que mayor peso presupuestario han obtenido para el periodo 2021-2023.

- 13.203 millones de euros para la Estrategia de Movilidad Sostenible, Segura y Conectada.
- 6.820 millones de euros para el Programa de Rehabilitación de Vivienda y Regeneración Urbana.
- 3.165 millones de euros para el despliegue e integración de energías renovables.

- 1.555 millones de euros para la Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable.
- 1.365 millones de euros para las infraestructuras eléctricas, redes inteligentes, almacenamiento.

Sumando también el peso de las medidas de descarbonización contenida en otros componentes, el Gobierno estima que más del 39 % de los primeros 70.000 millones de euros de inversión pública provenientes de los fondos europeos estará destinado a la transformación verde.

6. ANÁLISIS CRÍTICO PRELIMINAR Y CONCLUSIONES

En esta sección se presenta un análisis crítico sobre el impacto de la pandemia en los objetivos de descarbonización en España. Como no puede ser de otra manera, este análisis ha de entenderse como preliminar y parcial, centrado en comparar las iniciativas que se han introducido con otros contextos internacionales y subrayar los desafíos según la revisión de la literatura que se ha ido produciendo sobre estos temas.

Lo primero que hay que reseñar es la intensa actividad normativa sobre políticas de descarbonización que se ha registrado durante la pandemia. Como ya se ha mencionado, algunas de estas leyes ya estaban previstas por el Gobierno; sin embargo, la aprobación del Plan de Recuperación para Europa, sin duda, ha aumentado el alcance o la ambición de algunas de estas iniciativas. La actividad legislativa además ha sido bien alineada, con un avance coordinado del PNIEC, del PLCCTE y del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Sin embargo, algunos autores han destacado que un punto débil de estas iniciativas es su falta de concreción, sobre todo, en lo que se refiere a política industrial y de innovación (Cátedra BP, 2020).

A nivel meramente numérico, se pueden comparar las estimaciones de inversión necesarias contenidas en el PNIEC con las inversiones previstas en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. El Gobierno preveía que 241.412 millones de euros tenían que ser destinados para la realización del PNIEC entre

2021 y 2030; de estos fondos, el 20 % vendría del sector público y el 80 % del sector privado. Esto se podría traducir en la necesidad de unos 5.000 millones de euros por año de inversiones públicas para alcanzar los objetivos marcados por el PNIEC. El plan de recuperación, en cambio, destina a la transformación verde el 39 % de los 70.000 millones de euros de inversión pública para el periodo de 2021 a 2023. Esto se podría traducir en más de 9.000 millones de euros por año de inversión pública en descarbonización.

Esto significa que la pandemia, la crisis económica que esta ha causado y los planes de recuperación para reactivar la economía podrían haber aumentado el empuje del sector público hacia la transición energética. Sin embargo, como ya subrayaba el PNIEC, hará falta un esfuerzo importante por parte del sector privado, como también hará falta que la demanda de energía limpia genere un efecto arrastre de la inversión privada y, para eso, es imprescindible una reactivación plena de la economía.

En este sentido, es importante destacar el buen equilibrio entre actuaciones orientadas a aumentar la producción y la demanda de energía limpia. Como se ha analizado en la revisión de la literatura, este elemento es muy relevante para evitar desbalances futuros y ciclos de inversión que podrían ralentizar el proceso de transición. En este ámbito, las iniciativas españolas están alineadas con los planes que se han presentado, por ejemplo, para Estados Unidos e Italia.

Sin embargo, la mayor o menor velocidad de la recuperación económica en los primeros años después de la pandemia tendrá un peso enorme en el alcance de los objetivos de descarbonización. Es interesante señalar a este respecto que el plan de la Administración Biden está enfocado también en generar valor a nivel local, por ejemplo, mediante la incentivación de vehículos eléctricos producidos en Estados Unidos. Medidas de este tipo, aunque sean controvertidas desde un punto de vista político y también regulatorio (Linares, 2020), podrían combinar transición energética y reactivación de la economía, con la posibilidad que la segunda retroalimente la primera.

Otro tema relevante que, debido a los tiempos reducidos con los que se ha contado para la elaboración de estos planes, es el efecto que todas estas actuaciones

podrían tener en término de desigualdades. La IEA (2020c) subraya cómo los incentivos que se proporcionaron en los años que siguieron a la crisis económica de 2009 generaron ganancias excesivas para algunos sectores y subidas en los precios de la electricidad para la mayoría de los consumidores. Esto debería ser evitado en las medidas de actuación del plan de recuperación, asegurando que todos los beneficios que estas inversiones produzcan vuelvan a la sociedad en algún momento.

Finalmente, hay que resaltar que, aunque el Gobierno haya involucrado al sector privado en la redacción del plan de recuperación, el mismo no ha contado con un consenso político que haya ido más allá de los partidos que conforman el actual Gobierno (*El País*, 2021). Considerando que tanto las políticas energéticas de descarbonización como el mismo Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia son herramientas normativas de largo plazo, un acuerdo entre fuerzas políticas de más amplio espectro habría dado más estabilidad a la legislación. Esta estabilidad, más allá de la eficiencia de las medidas, es un elemento esencial para atraer las ingentes inversiones privadas que se necesitan para luchar contra el cambio climático y alcanzar una rápida recuperación económica.

REFERENCIAS

ASIA SOCIETY (2020). *U.S. and China Climate Goals: Scenarios for 2030 and Mid-Century*. Informe desarrollado en colaboración con Climate Analytics.

BATLLE, C. (2011). A Method for Allocating Renewable Energy Source Subsidies among Final Energy Consumers. *Energy Policy*, 39(5), pp. 2586-2595.

BANCO DE ESPAÑA [BDE] (2020). *Proyecciones macroeconómicas de España 2020-2023*. Informe publicado el 11 de diciembre de 2020.

BLOOMBERG GREEN (2021). Biden Is Betting His Whole Climate Agenda on Infrastructure. Artículo de prensa.

CARLEY, S. y KONISKY, D. M. (2020). The Justice and Equity Implications of the Clean Energy Transition. *Nature Energy*, 5, pp. 569-577.

CLIMATE ACTION TRACKER [CAT] (2020). A Government Roadmap for Addressing the Climate and Post COVID-19 Economic Crises. Informe técnico.

CÁTEDRA BP DE ENERGÍA Y SOSTENIBILIDAD (2020). *Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España – Informe basado en indicadores: Edición 2020*.

COMISIÓN EUROPEA [CE] (2020a). *Impulsar una economía climáticamente neutra: Una Estrategia de la UE para la Integración del Sistema Energético*. Comunicación COM(2020) 299 final.

COMISIÓN EUROPEA [CE] (2020b). *Una estrategia del hidrógeno para una Europa climáticamente neutra*. Comunicación COM(2020) 301 final.

COMISIÓN EUROPEA [CE] (2020a). *Infografía – Presupuesto para 2021-2027 y plan de recuperación de la UE*.

CLÔ, A. (2020). Senza investimenti, né crescita né transizione energetica. *Energia – Rivista trimestrale sui problemi dell'energia*, 3.

CREUTZIG, F., GOLDSCHMIDT, J. C., LEHMANN, P., SCHMID, E., VON BLÜCHER, F., BREYER, C., FERNANDEZ, B., JAKOB, M., KNOPF, B., LOHREY, S., SUSCA, T. y WIEGANDT, K. (2014). Catching two European Birds with One Renewable Stone: Mitigating Climate Change and Eurozone Crisis by an Energy Transition. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38, pp. 1015-1028.

DIEKMANN, J., BREITSCHOPF, B. y LEHR, U. (2016). Social Impacts of Renewable Energy in Germany: Size, History and Alleviation. *GWS discussion paper*, 2016/07.

DORBAND, I. I., JAKOB, M., KALKUHL, M. y Steckel, J. C. (2019). Poverty and Distributional Effects of Carbon Pricing in Low- and Middle-Income Countries: A Global Comparative Analysis. *World Development*, 115, pp. 246-257.

EL PAÍS (2021). *Fondos europeos: apuestas sensatas, pero falta diálogo*. Artículo de prensa.

EUROPEAN PARLIAMENT [EP] (2020a). *Impact of the Coronavirus Crisis on Climate Action and the European Green Deal*. Informe técnico.

EUROPEAN PARLIAMENT [EP] (2020b). *Opportunities of Post COVID-19 European Recovery Funds in Transitioning Towards a Circular and Climate Neutral Economy*. Informe técnico.

FUENTES, R., GALEOTTI, M., LANZA, A. y MANZANO, B. (2020). A Climate-Change Approach to COVID-19 and its Implications for the Energy Transition. *Oxford Energy Forum*, 123, pp. 18-20.

GERLAGH, R., HEIJMANS, R. J. R. K. y ROSENDAHL, K. E. (2020). COVID-19 Tests the Market Stability Reserve. *Environmental and Resource Economics*, 76, pp. 855-865.

GILLINGHAM, K. T., KNITTEL, C. R., LI, J., OVAERE, M. y REGUANT, M. (2020). The Short-run and Long-run Effects of Covid-19 on Energy and the Environment. *Joule*, 4(7), pp. 1337-1341.

GLACHANT, J. M. (2020). Greening the Covid-19 Recovery: Feasibility and Implementation Issues in the European Union. *Oxford Energy Forum*, 123, pp. 70-73.

GOBIERNO DE ESPAÑA (2021). *Proyecto – Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia*.

GOVERNO DELLA REPUBBLICA ITALIANA (2021). *Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza – #NextGenerationItalia*.

HEPBURN, C., O'CALLAGHAN, B., STERN, N., STIGLITZ, J. y ZENGHELIS, D. (2020). Will COVID-19 Fiscal Recovery Packages Accelerate or Retard Progress on Climate Change? *Oxford Review of Economic Policy*, 36(S1), pp. S359-S381.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA] (2020a). *World Energy Outlook*. IEA.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA] (2020b). *World Energy Investment 2020*. IEA.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY [IEA] (2020c). *Green Stimulus after the 2008 Crisis*. París. Disponible en: <https://www.iea.org/articles/green-stimulus-after-the-2008-crisis>

INTERNATIONAL MONETARY FUND [IMF] (2021). *World Economic Outlook - Recovery During A Pandemic: Health Concerns, Supply Disruptions, And Price Pressure. Informe anual. Disponible en: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2021/10/12/world-economic-outlook-october-2021>*

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA [INE] (2021a). *Contabilidad nacional. Disponible en: https://www.ine.es/prensa/pib_tabla_cntr.htm*

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA [INE] (2021b). *Encuesta de Población Activa (EPA) – cuarto trimestre de 2020. Publicada el 28 de enero de 2021.*

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY [IRENA] (2020). *Post-COVID Recovery: An Agenda for Resilience, Development and Equality. Informe. ISBN: 978 92 9260 245 1.*

JOHNS HOPKINS UNIVERSITY (2021). COVID-19 Dashboard by the Center for Systems Science and Engineering (CSSE) at Johns Hopkins University (JHU). Disponible en: <https://coronavirus.jhu.edu/map.html>

LINARES, P. (2020). Can we use the COVID-19 crisis to move towards a more sustainable economy? *Oxford Energy Forum*, (123), pp. 13-15.

MASTROPIETRO, P. (2019). Who Should Pay to Support Renewable Electricity? Exploring Regressive Impacts, Energy Poverty and Tariff Equity. *Energy Research & Social Science*, 56, article 101222, DOI 10.1016/j.erss.2019.101222

MERINO GARCÍA, P. A. (2020). COVID-19 and the Energy Transition. *Oxford Energy Forum*, iss. 123, pp. 20-24.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO [MITECO] (2021). *Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se resuelve la primera subasta celebrada para el otorgamiento del Régimen Económico de Energías Renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre.*

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO [MITECO] (2020a). *Plan Nacional Integrado Energía y Clima 2021-2030.*

Versión del 20 de enero de 2020.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO [MITECO] (2020b). *Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética*. Presentado a las Cortes el 19 de mayo de 2020.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO [MITECO] (2020c). *Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. Aprobado por el Consejo de Ministros el 6 de octubre de 2020.

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO [MITECO] (2020d). *Anteproyecto de Ley por la que se crea el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico*. Consulta pública abierta el 16 de diciembre de 2020.

MINISTERIO DE TRABAJO Y ECONOMÍA SOCIAL [MITES] (2021). *Impacto del Covid 19 sobre las estadísticas del ministerio de trabajo y economía social*.

MINISTERIO DE SANIDAD [MS] (2021). *Actualización nº 355. Enfermedad por el coronavirus (COVID-19)* del 16.04.2021.

NEW YORK TIMES [NYT] (2021a). *Biden, Calling for Action, Commits U.S. to Halving Its Climate Emissions*. Artículo de prensa.

NEW YORK TIMES [NYT] (2021b). *Biden's Recovery Plan Bets Big on Clean Energy*. Artículo de prensa.

NEW YORK TIMES [NYT] (2021c). *What's in Biden's Infrastructure Plan?* Artículo de prensa.

OBSERVATORIO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA ACCIÓN CLIMÁTICA [OTEA] (2020). *Emisiones adelantadas de gases de efecto invernadero en España en 2020*. Informe.

PAPANDREOU, A. A. (2015). The Great Recession and the Transition to a Low-Carbon Economy. *FESSUD Working Paper* no. 88.

STEFFEN, B., EGLI, F., PAHLE, M. y SCHIMIDT, T. S. (2020). Navigating the Clean Energy Transition in the COVID-19 Crisis. *Joule*, 4(6), pp. 1137-1141.

THE WHITE HOUSE (2021). *Fact Sheet: The American Jobs Plan*. Comunicación formal.

WORLD HEALTH ORGANIZATION [WHO] (2021). *Rolling updates on coronavirus disease (COVID-19)*. Disponible en: <https://www.who.int/emergencies/diseases/novel-coronavirus-2019/events-as-they-happen>

Analysis and Application of Modern Portfolio Theory to the German Electricity Mix

*Javier Eduardo Afonso Arévalo**, *Fernando de Llano Paz***, *Guillermo Iglesias Gómez****

Abstract

This study contextualizes the current characteristics of the German electricity mix, what energy sources it uses and how much they are used in order to generate power, or what is the price that the final consumer pays for its electrical needs compared to other neighboring nations, among other relevant aspects.

In the second and main part of the paper, in order to predict what will be the evolution of the aforementioned sector, something relevant due to Germany's front runner position in the current energy transition towards a cleaner and sustainable energy, that will potentially help us to understand the evolution of the majority of the advanced economies. The methodology that will be used is the modern portfolio theory, and applying the appropriate restrictions, a forecast of the electricity mix composition for the years 2030, 2040 and 2050 and the implications that it has in terms of power prices, pollution and health will be made. By 2030, 65% of the electricity produced in the country will be generated by RES and Biofuels, by 2040, 65%-82%, and by 2050 this proportion will reach 80%-90%. Also, conventional energy sources are expected to be less important as time passes. In contrast, all green energy sources will be improved drastically, being way more competitive in terms of production costs than fossil fuel sources. Indeed, onshore wind will become the single largest energy source, generating 31%-65% of power in the country, followed by solar (13%-28%).

Key words: German electricity mix, Markowitz optimization portfolio model, German energy transition, Modern portfolio theory, Renewable energy sources.

* Departamento de Economía Facultad de Economía y Empresa Universidade da Coruña (javier.afonso@udc.es).

** Departamento de Economía Facultad de Economía y Empresa Universidade da Coruña (fdellano@udc.es).

*** Departamento de Economía Facultad de Economía y Empresa Universidade da Coruña (guillermo.iglesias@udc.es).

1. INTRODUCTION

Germany is the largest national energy consumer in Europe and 6th largest energy consumer worldwide. Its Gross Inland Consumption (GIC) in 2018 was 314.43 million tonnes of oil equivalent (Mtoe), representing 21.3% of the total energy consumption in the European Union (EU) (energy conversion units can be consulted in (Annex A).

It is also the largest national electricity market in Europe, with a production of 641.59 terawatt hour (TWh) in 2018, 7,728.21 kilowatt hours (kWh) per capita, which was 17.4% more than the EU-27 average (EU-27: 6,583 kWh/person) and comparable to the 93.6% of the Organization for Economic Co-operation and Development (OECD) average per capita electricity consumption (8,256 kWh/person).

In 2017, the median German household consumed an average of 3,171 kWh of electricity at 30.5 euro cents per kWh, spending a grand total of 80.59 euros monthly (697.07 euros yearly) on electricity bills. Germany had the second highest price of residential electricity in EU only after Denmark.

Germany's carbon dioxide (CO₂) emissions for the year 2017 summed up to 0.7 Gigatonnes (Gt), being the most CO₂ polluting country in Europe and the 6th in the world. In per capita terms, every German resident polluted 8.7 tonnes yearly, being the largest per capita polluters in the European Continent and the 8th in the world. Among all the greenhouse gases (GHG) emitted every year in Germany, roughly 80% is CO₂, and 35% are produced by the energy sector.

Its huge size within the European energy market has granted Germany the leading role in the EU green energy transition and energy market integration, being a reference in innovation patents, green energy production, legislation and for heavily investing in renewable energy sources (RES) since the beginning of the century.

The regulator is well aware of Germany's position in the European framework, thus, in 2010 it initiated the so called Energiewende (energy transition)

by passing the *Energiekonzept* (energy concept) Document, that sets the energy policy of the country until 2050 in terms of RES, energy efficiency, electricity production and GHG emissions.

Its main objectives are: improving the energy efficiency of the country by reducing the consumption of energy in all sectors, developing the use of RES (predominantly solar and wind) for electricity production and cutting down GHG emissions by at least 80% by 2050.

Besides of this low carbon energy transition, Germany has followed a phase-out policy regarding nuclear power, expecting to shut down the 8 remaining power plants in the country by 2022.

The main piece of Green Energy Legislation is the German Renewable Energy Sources Act (*Erneuerbare-Energien-Gesetz* or EEG), a series of laws passed between the years 2000 and 2017, that aim to boost the development of green energy sources in the country by financing part of the generation cost of these technologies through levies included in the final electricity prices.

However, Germany's lack of energy supply sufficiency is perhaps one of the biggest threats to the European Energy Common Market. Germany imports more than half of its energy, mainly oil (being the 5th largest oil consumer worldwide) from Russia, Norway and the United Kingdom. But also imports vast amounts of natural gas, giving the country the spot of world's largest importer of natural gas. As a consequence of this energy deficit, the country drives out resources that could have been used in the European territory, giving influence to suppliers of fossil fuels against the EU model such as Russia, and at the same time, waking the demand of euros by using United States dollars in order to pay more than 80% of all energy imports that the EU makes (Guarascio & Zhdannikov, 2019).

Nevertheless, because of its massive coal deposits, Germany has a long-lasting tradition of using coal, and it is nowadays the 4th largest consumer of coal in the world. However, the same does not happen from the production side. Due to the efforts of the national regulator to put Germany in the path of an environmentally friendly way of producing energy, the production of coal in the country is more

expensive than importing it from countries such as China or Colombia, causing the domestic coal mining to be almost completely phased out.

As a result of this transition seen in the last years, Germany has been called “the world’s first major renewable energy economy”, achieving on 8 May 2016 a renewable energy supply of the 87.6% of Germany’s national electricity consumption under extremely favorable weather conditions (Coren, 2016).

These data contrast with the huge energy deficit that Germany has got, and is a clear example of the common European Energy Market, transitioning from an external dependent fuel-based model to a European Interconnected Electricity Market grounded on RES.

However, this quick transition, shutting down all nuclear energy plants by 2022 and encouraging the generation of energy through RES, is not enough to supply all energy necessities of the country, having to heavily rely on gas fossil fuels while facing this energy transition (Kunz & Weigt, 2014).

2. ELECTRICITY MIX

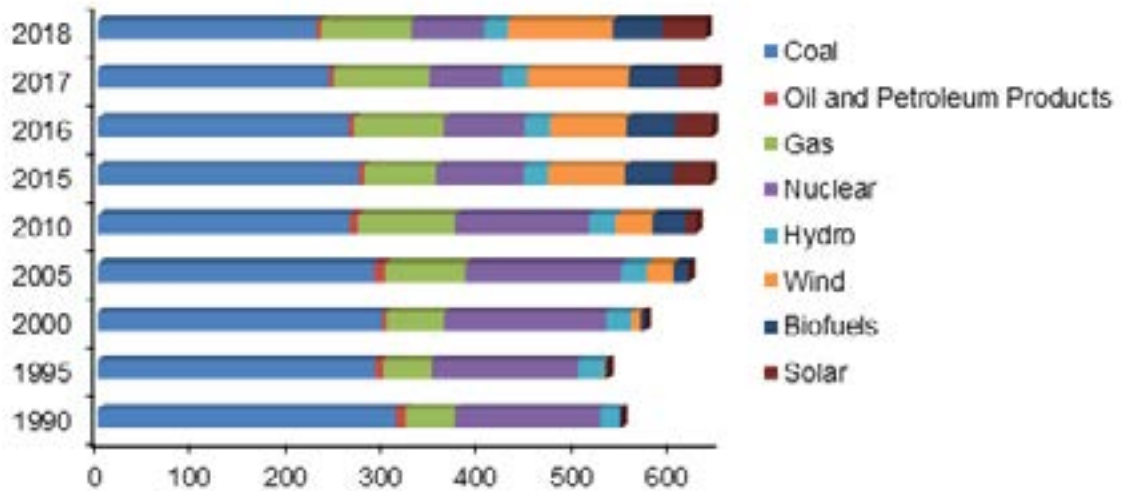
The proliferation of Germany’s RES has been outstanding in the last decades, especially since the beginning of the century when the first EEG was passed, which led to a greener energy production. As can be observed in Figure 1, almost all RES and biofuels have increased significantly in the electricity production. Among the environmentally friendly sources, hydro and biofuels seems to be stuck in the amount of electricity produced yearly over the last decade, however, solar (mainly PV) and wind seem to be unstoppable, growing at large rates since the year 2000.

The importance of Conventional Energy Sources (predominantly coal and gas) for the electricity production is still large, however, the amount of electricity generated by them in last decades is downwards, being particularly remarkable the production cut of nuclear sources. Nevertheless, gas is the only fossil-powered energy source that has gained importance in the electricity production both in relative and absolute terms.

Figure 1

Germany's Electricity Mix Composition (1990-2018)

(In TWh)



Source: Author's own elaboration employing data from Directorate-General for Energy European Commission (2020).

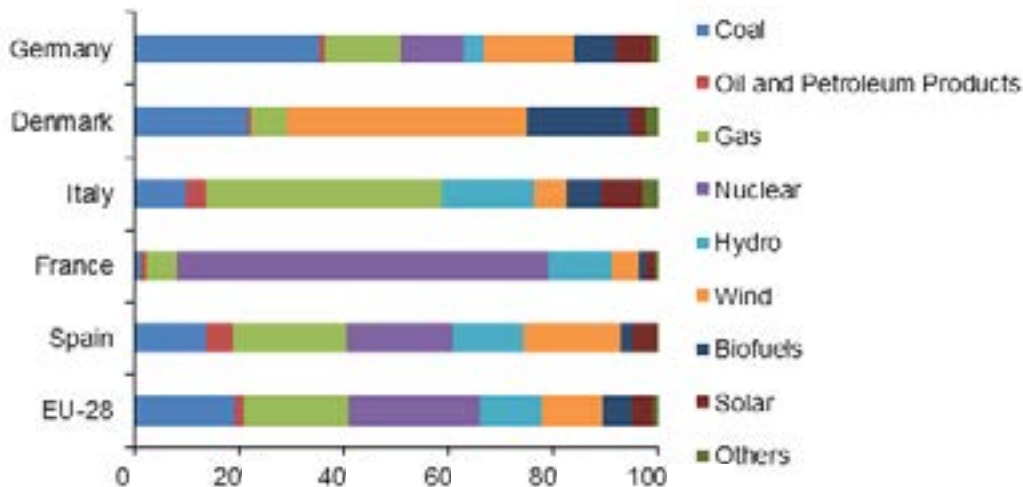
Compared to other European nations, Germany's green energy production is above the EU-28 average, nevertheless there are some countries that are much more advanced in this regard. Denmark is the best example, producing more than 70% of their electricity through RES and biofuels. Even some major economies such as Spain or Italy are more settled in the environmentally friendly electricity production (Figure 2).

It is worth noting on which energy source each country relies. France has a strong dependence on nuclear, having the cheapest household electricity price among the big economies of the EU (though emission cost and energy production risks are not internalized in this price). Italy heavily leans on gas due to the multiple gas pipelines that flow towards the country from locations as diverse as Russia, Azerbaijan, Libya or Algeria. Denmark has got a wide network of wind farms across the country due to its geographical location and climatological features. And Germany, due to its large coal deposits and its long coal mining tradition still relies on this fossil fuel despite its transition towards a greener model.

Figure 2

EU's Countries Electricity Mix (2018)

(Percentage)



Source: Author's own elaboration employing data from Directorate-General for Energy European Commission (2020).

3. ELECTRICITY PRICES

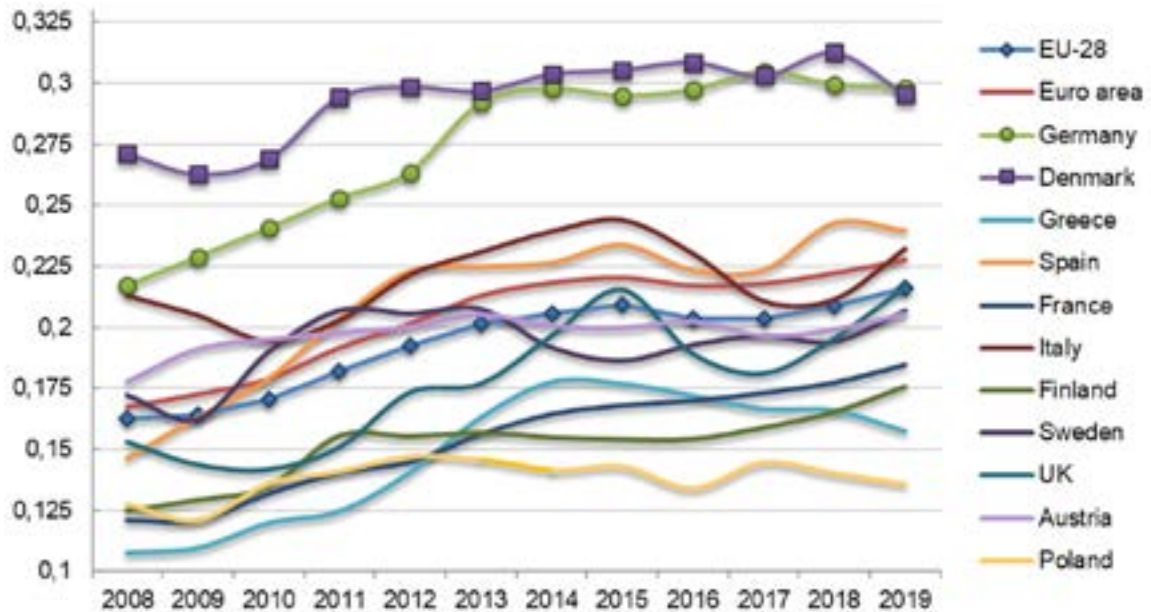
The electricity prices in Germany over the last decades have been the second highest in the EU after Denmark. In addition a sudden increase in electricity prices has occurred in the last years because of the nuclear phase-out and energy transition surcharge policies of the authorities.

Nominal electricity prices for the period 1998-2019 in Germany has increased by 78% (33% in real terms), above the average of the EU-28 (being the country with the biggest prices increase over the period 2008-2019 as seen in Figure 3). Even though the EU has set ambitious goals in terms of renewable electricity production and regulation, Germany's determination of being a front runner in green energy production and going beyond the European milestones has the consequence of this rise, being 53% of the electricity bills taxes and levies (which have been increased in a higher percentage than the inflation rate over the last years), part to subsidize the so called *Energiewende* (Bode & Groscurth, 2006).

Figure 3

Evolution of Germany's Household Electricity Price (2008-2019)

(In euros/kWh)



Source: Eurostat (2020).

The average price of household electricity in the consumption band 2,500 kWh-5,000 kWh in the year 2019 was 0.3043 euros/kWh.

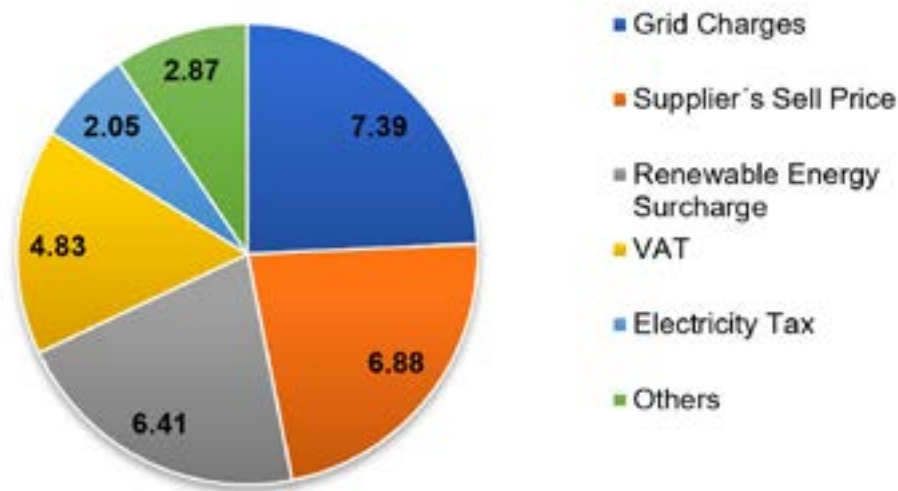
Most of the price charged (24%) comes from the grid cost at 0.0739 euros/kWh, *i.e.* the fees of using the network to deliver the electricity, which is slightly more than the supplier's sale price of electricity (including its cost and markup) at 0.0709 euros/kWh (23%). The renewable energy surcharge takes 21% of the price at 0.0641 euros/kWh, which is used to subsidize the energy transition by offering long-term contracts to renewable energy producers. The price also includes taxes paid to the government: value added tax at 0.0486 euros/kWh (16%) and electricity tax at 0.0205 Euros/kWh (7%). Other surcharges to finance the energy transition represent 9% of the price at a rate of 0.0287 euros/kWh. (Figure 4).

However, it is worth noting how the difference between electricity prices and bills for households affects the energy transition. By contrast, German industry

Figure 4

Germany's Household Electricity Price Composition (2018)

(In euro cents/kWh)



Source: Author's own elaboration Employing data from Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2019).

in general bears a less heavy burden in moving towards a more efficient way of power use, because a portion of the fees and surcharges is waived for part of the industry, therefore lacking the same strong incentive as households.

4. MARKOWITZ'S MODEL AND ITS APPLICATION IN THE ENERGY PLANNING

Choosing how the electricity will be produced over the medium and long term in a country is a problem of investment selection and a major consideration in today's energy and environmental planning. This decision must be made aiming for the least cost (economic and social), a sustainable production, minimizing the dependence on external resources, reducing air pollution, diversifying production among Conventional and RES, meeting the regulator's agenda taking into account the life expectancy and the future electricity production of each energy source and granting energy security to the nation.

However, selecting one portfolio between infinite investment possibilities that has got an unpredictable behavior is too risky and uncertain, hence Modern Portfolio Theory can lead a country to pick the best option when it comes to producing electricity.

4.1 Modern portfolio theory

Modern portfolio theory (1952) was originally conceived to make the most efficient portfolio in terms of expected portfolio cost and expected portfolio risk regarding financial investments. The outcome of Markowitz's approach is the so-called efficient portfolio frontier, a range of portfolios that offer the best risk to return or the best risk to cost possible. It makes the investment selection much easier; the investor will only consider the portfolios located in the efficient frontier instead of endless investment possibilities.

Portfolio theory is highly suited regarding energy planning. Selecting the right way of producing electricity is comparable to investing in financial securities, managing the risk and maximizing the return under a set of unpredictable outcomes. Likewise, individual technology cost and return are not the key issues, instead, the total portfolio cost and portfolio return are truly important.

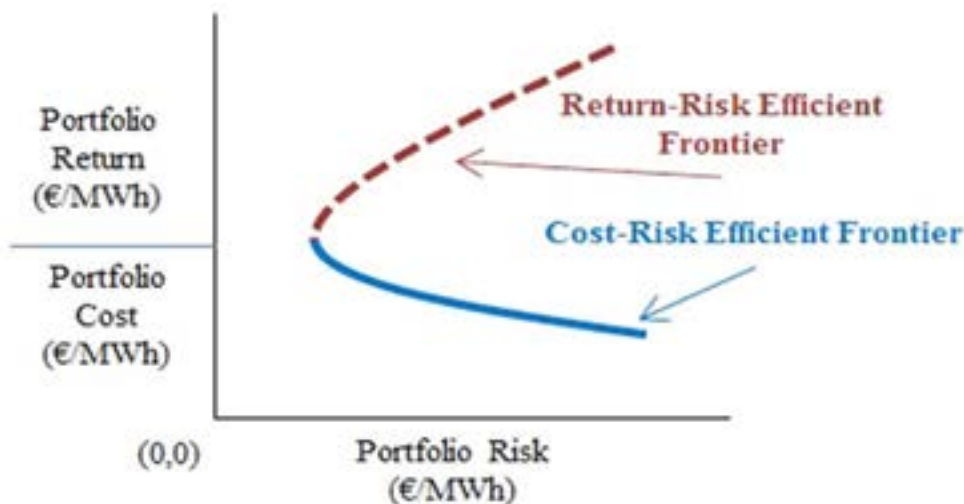
Along the efficient portfolio frontier, some alternatives may have better returns while others may have tinier risks. But all combinations are considered to have the most optimal return-risk and cost-risk relationships (Awerbuch and Berger, 2003). As seen in Figure 5, when it comes to comparing risk to cost, the upper part of the frontier gathers the more secure or stable portfolios while the lower section offers more potentially profitable investment portfolios.

Several authors (Awerbuch, Jansen & Beurskens [2009], Rodoulis [2010], DeLlano *et al.* [2015], Marrero, Puch & Ramos-Real [2015] and Awerbuch & Yang [2007]) have applied the Cost-Risk analysis for different purposes, opting to define models based on the costs of the technologies and the risks associated with them. Hence, the efficient portfolio frontier the authors had generated is cost-risk focused.

Moreover, a series of variables, such as the maximum price or the maximum share of each energy technology, will be restricting the model to meet all the goals

Figure 5

Risk to Return and Cost to Risk Efficient Frontiers



Source: DeLlano-Paz *et al.* (2017).

mentioned in the previous point, the consequences of which will be a change in the composition and shape of the efficient portfolio frontiers.

4.1.1 Expected Portfolio Cost

The Expected Portfolio Cost is defined as the sum of the yields of all the assets of the portfolio.

In terms of modern portfolio theory applied to electricity production, the yield of an asset is given by the inverse of the electricity generation cost, measured in monetary units spent per unit of power generated.

Expected portfolio cost is the weighted average of the individual expected generating cost for energy sources:

$$EPC = X_1E(LCOE_1) + X_2E(LCOE_2) + \dots + X_nE(LCOE_n) \quad [1]$$

- $X_1, X_2 \dots X_n =$ Fractional shares of the energy technologies in the electricity mix.
- $E(LCOE_1), E(LCOE_2) \dots E(LCOE_n) =$ Expected levelized costs of energy per MWh.

Levelized cost of electricity

The levelized cost of electricity (LCOE) is the ratio of the total lifetime expenses versus the total electricity output measured in monetary units of a given energy asset, in terms of present value.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Inv_t + O \& M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Elect_{tt}}{(1+r)^t}} \quad [2]$$

- Inv_t = Investment expenditures including financing in the year t
- $O\&M_t$ = Operations and maintenance expenditures in the year t
- F_t = Fuel expenditures in the year t
- $Elect_t$ = Electricity generation in the year t
- r = Discount rate
- T = Life of the system

The expenses that the LCOE includes are the investment expenditures of the energy assets (including the interest paid each year if the investment is financed through a line of credit), operations and maintenance expenditures, the expenses that the technology must carry out in its production, fuel expenditures, how much fuel the energy source use to generate electricity over its lifepath, and additionally, this formula might include CO₂ emissions as an expense since CO₂ emission rights are not free in the EU.

4.1.2 Expected Portfolio Risk

The expected portfolio risk in the electricity mix is the expected year-to-year variation in the levelized cost of electricity. It is also the weighted average of each individual technology levelized cost variances, affected by their expenses' correlation coefficients:

Expected portfolio risk (for a 2-period time frame)

$$EPR = \sigma_p = X_1^2 \sigma_1^2 + X_2^2 \sigma_2^2 + 2X_1 X_2 \rho_{12} \sigma_1 \sigma_2 \quad [3]$$

- X_1 & X_2 = *Fractional Shares of each technology in the portfolio*
- σ_1 & σ_2 = *LCOE's standard deviations of technologies 1 and 2*
- ρ_{12} = *Correlation coefficient of O&M and fuel expenses of technologies 1 and 2*

The standard deviations of the LCOE are crucial to determine the level of risk that an electricity asset implies, because it measures how volatile the electricity production costs are: the more they fluctuate, the more uncertain it is to produce with this energy source, and therefore, riskier.

The correlation coefficients, ρ , measure the relationship between operation & maintenance expenses of different energy sources as well as the co-movements of fuel expenses among technologies. Moreover, it is a measure of diversity: a lower ρ among portfolio components creates greater diversity, which reduces portfolio risk. For example, fuel-powered sources are strongly correlated in their expenses, so having a balanced portfolio using RES and conventional energy sources will reduce the overall portfolio risk (Awerbuch and Yang, 2007).

4.2. Germany's Efficient Portfolio Frontier Forecast

The main objective of this paper is to make an accurate and realistic forecast about how electricity will be produced in Germany by 2030, 2040, and 2050. In order to make this estimation, modern portfolio theory will be used.

Understanding how the electricity mix will look like is relevant when it comes to understand what will be the leading technologies for the next years, how much will it cost to produce power, what will be the expected investment trends among the different technologies and what will be the impact that electricity generation has on public health. Moreover, due to the front runner position of Germany as the biggest energy market in Europe and for its vast energy innovation, the outcome of this model is going to be also relatable to the path that the EU will follow for the next decades.

Following the aforementioned principles of Awerbuch, Yang, Rodoulis and DeLlano-Paz, the model's forecast will be obtained through the next formula:

Objective function:

$$\text{Min } \{\sigma_p\}$$

Subject to:

$$E(C_p) = C \quad [4]$$

$$C < 90.9 \text{ Euros/MWh} ; \forall p$$

$$X_n \leq \text{Maximun Fractional Share of each technology } n; \forall n$$

$$\sum_N X_n = 1 \in N: X_n \geq 0$$

4.2.1. Markowitz's Model Data

The following data will be employed to make the efficient portfolio frontier forecast of Germany:

Levelized cost of electricity

Europe's LCOE for the 2020-2050 horizon, as seen in Table 1, will be assumed to be the same as the German ones because no data was found forecasting the expected future LCOE of the country.

Also, they do not include the effects of CO₂ pricing, making the fossil energy sources more competitive than that they are. The LCOE data of the EU reference scenario 2016 made by the European Commission does not consider this effect and the CO₂ emission fees for such a distant time frame are still unknown, so it is impossible to consider its consequences in this paper.

The LCOE of coal is calculated as the weighted average of lignite and hard coal in the electricity production in Germany for the year 2018, being 36.44% hard coal and 63.56% lignite.

Table 1

Europe's LCOE 2020-2050

(In euros/MWh)

	2020	2030	2040	2050
Coal	58.19	60.10	61.65	63.47
Gas	84.00	91.00	95.00	97.00
Grand scale hydropower	135.00	135.00	135.00	135.00
Mini-Hydropower	108.00	106.00	104.00	101.00
Onshore wind	89.00	80.00	75.00	72.00
Offshore wind	123.00	105.00	95.00	90.00
Solar Center and North of Europe	108.00	95.00	89.00	84.00

Source: European Commission (2016).

All data is collected from the EU reference scenario 2016 made by the European Commission except for biofuels (International Renewable Energy Agency, 2012), which states that the LCOE for the year 2012 is 96.58 Euros/MWh, and since no projection of this variable was found in the elaboration of this paper, no change from the 2012 observation will be assumed for the 2020-2050 horizon.

LCOE Variances and Standard Deviations

Using the LCOE mentioned above, variances and standard deviations have been calculated for each energy sources (Table 2).

Table 2

Germany's LCOE Variance and LCOE Standard Deviations 2020-2050

(In euros/MWh)

	Variances	Standard Deviations
Coal	5.06	2.25
Gas	32.92	5.74
Grand scale hydropower	0.00	0.00
Mini-Hydropower	8.92	2.99
Onshore wind	55.33	7.44
Offshore wind	212.25	14.57
Solar Center and North of Europe	107.33	10.36

Source: Author's own elaboration employing Data from European Commission (2016).

Correlation Coefficients

In order to measure part of the co-movements of the LCOE aforementioned, the covariances of operation & maintenance expenses (Table 3) and fuel expenses (Table 4) for each energy source will be used.

Table 3

Operation & Maintenance Correlation Coefficients by Energy Source

	Coal	Gas	Onshore Wind	Grand Scale Hydro	Mini-Hydro	Offshore Wind	Bio-fuels	Solar
Coal	1	0.25	-0.22	0.03	0.03	-0.22	0.18	-0.39
Gas	0.25	1	0	-0.04	-0.04	0	0.32	0.05
Onshore wind	-0.22	0	1	0.29	0.29	1	-0.18	0.05
Grand scale Hydro	0.03	-0.04	0.29	1	1	0.29	-0.18	0.3
Mini-Hydro	0.03	-0.04	0.29	1	1	0.29	-0.18	0.3
Offshore wind	-0.22	0	1	0.29	0.29	1	-0.18	0.05
Biofuels	0.18	0.32	-0.18	-0.18	-0.18	-0.18	1	0.25
Solar	-0.39	0.05	0.05	0.3	0.3	0.05	0.25	1

Source: DeLlano-Paz (2015).

Table 4

Fuel Correlation Coefficients by Energy Source

	Coal	Gas	Biofuels
Coal	1	0.92	-0.53
Gas	0.92	1	-0.15
Biofuels	-0.53	-0.15	1

Source: DeLlano-Paz (2015).

Health Index

Every year thousands of people die prematurely and suffer from severe and minor illnesses caused by air pollution. The forecast also aims to represent the spillovers of transitioning towards a RES based production scheme.

According to Markandya & Wilkinson (2007), the deaths, serious and minor illnesses caused by electricity generation per TWh by energy source in Europe are the following (Table 5):

Table 5

Health Effects of Electricity Generation in Europe by Energy Source

(Cases/TWh)

	Deaths	Serious Illness	Minor Illness
Hard coal	24.5	225	13,288
Lignite	32.6	298	17,676
Oil & petroleum products	18.4	161	9,551
Gas	2.8	30	703
Nuclear	0.052	0.22	0
Biomass	4.63	43	2,276

Source: Markandya and Wilkinson (2007).

Thus, according to the European Commission data of electricity production by polluting energy sources, the health effects in Germany for the year 2018 were (Table 6):

Table 6

Electricity Produced by Polluting Energy Source in Germany (2018)

(In TWh)

Hard coal	82.57
Lignite	144.05
Oil & petroleum products	5.19
Gas	94.24
Nuclear	76.01
Biomass	50.88

Source: Author's own elaboration employing data from Directorate-General for Energy European Commission (2020).

And taking these generation values and multiplying them to the cases per TWh stated in the Table 5, we get the deaths, serious illness and minor illness of the electricity production in Germany in 2018 (Table 7):

Table 7

Air Pollution Effects by Electricity Source in Germany (2018)

	Deaths	Serious Illness	Minor Illness
Hard coal	2,022.97	18,578.25	1,097,190.16
Lignite	2,691.78	24,605.86	1,459,507.32
Oil & petroleum products	1,519.29	13,293.77	788,626.07
Gas	231.20	2,477.10	58,046.71
Nuclear	4.29	18.17	0.00
Biofuels	382.30	3,550.51	187,929.32
Total	6,851.82	62,523.66	3,591,299.58

Source: Author's own elaboration employing data from Markandya and Wilkinson (2007).

4.3. Constraints

In order to make a realistic forecast, several constraints must be used to meet all the regulations and efficiency targets.

4.3.1. Energy Mix's Composition

To have a diversified, realistic and environmentally friendly electricity, thresholds must be used for the maximum share that a portfolio can use for a specific energy technology. By doing so, the model is not depending mainly on an energy source, and therefore, the risk associated with those sources (such as lack of wind in the case of windmill powered energy sources, systematic risk...) is spread out among all technologies.

- Nuclear power will be limited to 0% due to the firm phasing out policy that the German legislator has carried out during the last decades and the announced cease of all nuclear power plants in the country by 2022.

- Due to its minor role in the power production (especially for the next decades) the model will not include oil & petroleum products.
- In order to achieve the goals stated in the German Climate Action Programme 2030 (Clean Energy Wire, 2019) the weight of RES must be at least of 65% for the years 2030 and 2040, and 80% for 2050.
- Among the conventional energy sources each technology will have the weight forecasted in the EU reference scenario 2016, *e.g.* In the case of Gas the EU Reference Scenario 2016 predicts a weight of 18.63% in the total electricity mix, but in order to meet the German Climate Action Programme 2030 targets, the maximum weight of coal for 2030 will be 11.18% (being the 18.63% of the power generated by conventional energy sources).
- RES have the same thresholds of conventional energy sources but with the difference that the maximum production limit is 100% larger than it would be if it was a fossil fuel source.

The model's thresholds are compiled in Table 8:

Table 8

Germany's Maximum Electricity Generation Share by Energy Source (2030-2050)

(Percentage)

	2030	2040	2050
Coal	23.82	17.82	10.47
Oil & petroleum products	0	0	0
Gas	11.18	17.18	9.53
Nuclear	0	0	0
Grand scale hydropower	8.96	9.19	9.83
Mini-Hydropower	2.68	2.75	2.94
Biofuels	26.09	29.57	31.15
Onshore wind	50.16	48.51	65.19
Offshore wind	12.54	12.13	16.30
Solar	29.57	27.85	34.59

Source: Author's own elaboration employing data from European Commission (2016) and Clean Energy Wire (2019).

Nevertheless, the fact that an energy generation source in the mix is limited to the threshold mentioned before suggests a strong preference of that source in the energy portfolio, in other words, the energy source(s) that reaches the threshold is (are) considered to be the most efficient within the mix and cannot be used as much as the model would have to if that restriction did not exist. If the model limits the share of the source in the minimum risk portfolio or the minimum generation cost of electricity portfolio, the source will be the most efficient in terms of risk or cost. However, if the source is limited by the threshold in every portfolio along the efficient portfolio frontier, this source of power will be most efficient, being the one with a lower risk and cost.

Thus, it can give an idea of what will be the leading energy production technology for the next years as well as to where the stream of investments will flow.

4.3.2. Uniqueness Constraint

As a simplified estimation, it will be assumed that the country produces exactly 100% of the power it consumes, having neither shortages nor surplus of electricity and no power trade with other countries. The sum of all fractional share of energy technologies will be equal to 1, and no technology can have a negative share in the electricity production.

4.3.3. Energy Poverty

Having an accessible electricity supply is one of the main concerns of the German and European authorities (as stated in the *European Green Deal*, European Commission, 2019), for this reason, the model must set a certain limit for the electricity price.

The purpose of having an affordable electricity household price is to reduce the country's energy poverty. The price of the electricity is directly related with energy poverty of any nation, however, in the German case after running a correlation analysis (made by the authors of this project), no clear correlation was observed between those variables, neither comparing the share of energy poverty in every

percentile of the income distribution (in terms of arrears on utility bills and inability to keep home adequately warm) with the electricity household price, nor comparing the electricity household price with the share of energy poverty of the four energy poverty indicators (arrears on utility bills, high share of energy expenditure in income, Inability to keep home adequately warm and Low absolute expenditure). The fact that this relation is not clear is explained by several variables such as the price of other energy inputs charged in the utility bills (such as gas or oil), the change in the subsidies granted to low-income households or the change in the energy efficiency of homes (among other variables).

The threshold for the portfolio power generation cost is defined as 110% of the total cost of the 2018 portfolio (Table 9). All portfolios that have higher power costs, even if they are located in the efficient portfolio frontier will be erased from this model.

Table 9

Germany's Electricity Production Portfolio (2018)

Nuclear	11.84
Coal	35.53
Gas	14.68
Oil	0.80
Onshore wind	13.70
Grand scale hydro	3.61
Mini-Hydro	0.87
Offshore wind	3.42
Biofuels	7.90
Solar	7.65
RES total	37.15
Risk	2.66 euros/MWh
Cost	82.64 euros/MWh

Source: Author's own elaboration employing data from Directorate-General for Energy European Commission (2020).

4.4. Markowitz's Model Outcomes

After running the model, three forecasts were generated, one for each time frame (2030, 2040 and 2050).

4.4.1. 2030, 2040 & 2050 Efficient Frontiers Comparison

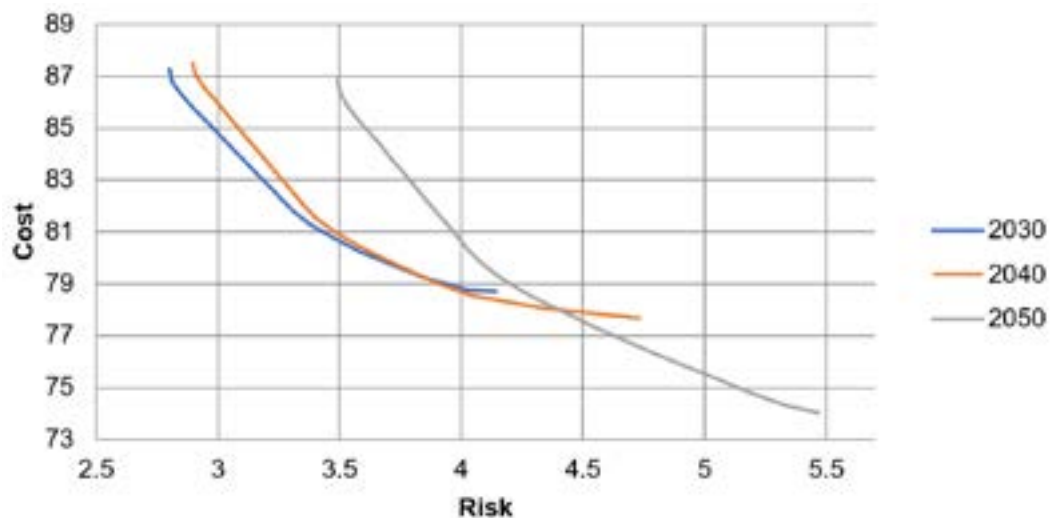
Only a minor improvement can be observed from 2030 to 2040, green energy sources are more competitive and offer a new range of cost-efficient portfolios (Figure 6).

By 2050, most of the power produced in the country is generated through green energy sources, that even though they cannot be as risk averse as the frontiers of 2030 and 2040, they can lead to a much lower production cost. Notwithstanding, this problem is expected to disappear in the decades beyond 2050, considering the risk is defined as the change of production costs, since a sudden drop in generation prices is likely to happen from 2030 to 2050 and it is expected to stabilize as the time passes, which will be considered as a much more stable and inexpensive frontier (and therefore more efficient) than the previous ones.

Figure 6

2030, 2040 & 2050 Efficient Portfolio Frontier

(In euros/MWh)



Source: Author's own elaboration.

conventional energy sources, especially coal, are strong components throughout the 30 years of study since CO₂ emission fees are not included in the calculus. Otherwise, the competitiveness of these sources will be highly reduced since the emissions are heavily taxed in the EU, especially as time passes. Subsequently, the weight of this sources in the electricity mix may not be as large as it is in the model.

4.4.2. 2030 Efficient Frontier

As seen in the Table 10, all portfolios for this scenario sticks to the minimum share of RES in the electricity mix (65%), this may indicate that the RES are not mature enough to meet such a strong requirement and they need more years to be competitive regarding the production cost.

Coal and gas are the most efficient energy sources in terms of cost and risk, they both are limited by the maximum threshold throughout all portfolios, indicating that is the preferred technology for this horizon (Annex B).

Table 10

Germany's 2030 Efficient Portfolios: RES, Risk and Cost

	RES Total (%)	Risk (Euros/MWh)	Cost (Euros/MWh)
Portfolio 1	65.01	2.80	87.26
Portfolio 2	65.01	2.81	86.76
Portfolio 3	65.01	2.85	86.26
Portfolio 4	65.01	2.90	85.76
Portfolio 5	65.01	2.95	85.26
Portfolio 6	65.01	3.00	84.76
Portfolio 7	65.01	3.06	84.26
Portfolio 8	65.01	3.11	83.76
Portfolio 9	65.01	3.16	83.26
Portfolio 10	65.01	3.21	82.76
Portfolio 11	65.01	3.21	82.26
Portfolio 12	65.01	3.31	81.76
Portfolio 13	65.01	3.38	81.26
Portfolio 14	65.01	3.47	80.76
Portfolio 15	65.01	3.58	80.26
Portfolio 16	65.01	3.71	79.76
Portfolio 17	65.01	3.83	79.26
Portfolio 18	65.01	4.03	78.76
Portfolio 19	65.01	4.14	78.71

Source: Author's own elaboration.

When it comes to green energy sources, Solar seems to be constantly over all portfolios. Biofuels, hydro and offshore wind are slanted towards risk efficient portfolios and onshore wind towards cost efficient portfolios.

4.4.3. 2040 Efficient Frontier

By 2040, RES and Biofuels are still not as developed. The share of RES in almost all portfolios is the minimum required by the German Climate Action

Table 11

Germany's 2040 Efficient Portfolios: RES, Risk and Cost

	RES Total (%)	Risk (Euros/MWh)	Cost (Euros/MWh)
Portfolio 1	65.00	2.89	87.55
Portfolio 2	65.00	2.91	87.05
Portfolio 3	65.00	2.94	86.55
Portfolio 4	65.00	2.99	86.05
Portfolio 5	65.00	3.03	85.55
Portfolio 6	65.00	3.08	85.05
Portfolio 7	65.00	3.12	84.55
Portfolio 8	65.00	3.17	84.05
Portfolio 9	65.00	3.21	83.55
Portfolio 10	65.00	3.26	83.05
Portfolio 11	65.00	3.30	82.55
Portfolio 12	65.00	3.35	82.05
Portfolio 13	65.00	3.40	81.55
Portfolio 14	65.00	3.47	81.05
Portfolio 15	65.00	3.56	80.55
Portfolio 16	65.00	3.66	80.05
Portfolio 17	65.00	3.77	79.55
Portfolio 18	65.01	3.89	79.05
Portfolio 19	67.82	4.04	78.55
Portfolio 20	72.32	4.33	78.05
Portfolio 21	82.18	4.74	77.68

Source: Author's own elaboration.

Programme 2030. However, a slight improvement can be seen in the last three cost extreme portfolios that show the technology is competitive enough (in terms of cost) to be preferred over conventional energy sources in the model (Table 11).

Coal is still the most efficient energy source in terms of cost and risk, nevertheless, gas is not always preferred by the model in all portfolios, in low cost points it is substituted by green energy sources.

Offshore wind is consolidated as a stable electricity sources in all portfolios and hydro and biofuels still have low risk bias behavior (Annex C).

4.4.4. 2050 Efficient Frontier

2050 is the year when a big improvement in RES can be observed. Even though the required production by green energy sources is now 80%, the extreme cost portfolios exceed this mark, pushing over 90% of the electricity generation in the country (Table 12).

Table 12

Germany's 2050 Efficient Portfolios: RES, Risk and Cost

	RES Total (%)	Risk (Euros/MWh)	Cost (Euros/MWh)
Portfolio 1	80.00	3.49	86.83
Portfolio 2	80.00	3.50	86.33
Portfolio 3	80.00	3.53	85.83
Portfolio 4	80.00	3.58	85.33
Portfolio 5	80.00	3.62	84.83
Portfolio 6	80.00	3.67	84.33
Portfolio 7	80.00	3.71	83.83
Portfolio 8	80.00	3.76	83.33
Portfolio 9	80.00	3.80	82.83
Portfolio 10	80.00	3.85	82.33
Portfolio 11	80.00	3.89	81.83
Portfolio 12	80.00	3.94	81.33
Portfolio 13	80.00	3.98	80.83
Portfolio 14	80.00	4.02	80.33
Portfolio 15	80.00	4.08	79.83
Portfolio 16	80.00	4.14	79.33
Portfolio 17	80.00	4.23	78.83
Portfolio 18	80.00	4.33	78.33
Portfolio 19	80.00	4.44	77.83
Portfolio 20	80.00	4.55	77.33
Portfolio 21	80.88	4.67	76.83
Portfolio 22	82.59	4.79	76.33
Portfolio 23	84.30	4.92	75.83
Portfolio 24	86.02	5.05	75.33
Portfolio 25	87.73	5.18	74.83
Portfolio 26	89.53	5.32	74.33
Portfolio 27	89.53	5.47	74.03

Source: Author's own elaboration.

Onshore wind has gained a lot of importance in the electricity mix, being by far the largest energy source and coal is still the most efficient energy source in terms of cost and risk (Annex D).

4.4.5. Health Index Evolution

In order to calculate the health effects of the power production of the efficient frontier the share of each technology in each portfolio will be multiplied by the projected production (Table 13) and by the health cases per TWh of the Table 5.

Table 13

Germany's Projected Electricity Production (2030-2050)

Year	TWh
2030	610.83
2040	617.69
2050	647.22

Source: European Commission (2016).

The outcome of this factor will be a spread of maximum and minimum cases per efficient frontier. Nevertheless, even if we consider the worst-case scenario, in which we select the upper part of the spread and compare it to the cases of

Table 14

Projected Air Pollution Effects by Electricity Source in Germany

Year	Deaths	Serious illness	Minor illness	
2030	Minimum	4,505	41,536	2,387,203
	Maximum	4,808	44,355	2,536,425
	Arithmetic mean	4,754	43,850	2,509,690
2040	Minimum	3,264	29,876	1,769,809
	Maximum	3,464	31,981	1,827,305
	Arithmetic mean	3,747	34,758	1,941,402
2050	Minimum	2,008	18,384	1,089,016
	Maximum	2,542	23,587	1,309,825
	Arithmetic mean	2,363	21,887	1,228,433

Source: Author's own elaboration employing data from Markandya & Wilkinson (2007).

2018 the results are clear that in each and every time frame deaths, serious illness and minor illness are reduced, achieving by 2050 a 3-factor reduction in all cases (Table 14).

5. CONCLUSIONS

The electricity production's future in Germany seems changing for the next decades, it is expected that renewable energy sources and biofuels will become the main technologies to generate power, bringing many positive externalities such as a drop in electricity prices, a more secure and stable energy mix, an electrification of the economy, an environmentally friendly production and a healthier lifestyle.

According to the Markowitz model of the paper, by 2030, 65% of the electricity produced in the country will be generated by RES and biofuels, by 2040, 65%-82% will be green power, and by 2050 this proportion will reach 80%-90%. As the energy transition advances in the timeframe of study, conventional energy sources are expected to be less important and even disappear from the electricity mix as it happens with nuclear power. In contrast, all green energy sources will be improved drastically, being way more competitive in terms of production cost than fossil fuel sources, indeed, onshore wind will become the single largest energy source, generating 31%-65% of power in the country, followed by solar (13%-28%).

REFERENCES

AWERBUCH, S. and BERGER, M. (2003). Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning to Policy-Making. Paris: International Energy Agency. <https://pdfs.semanticscholar.org/0ca8/8df704e4f08ebb458bcf8c4cc418f3eaa634.pdf>

AWERBUCH, S., JANSEN, J. and BEURSKENS, L. (2009). The role of wind generation in enhancing Scotland's energy diversity and security: a mean-variance portfolio optimisation of Scotland's generation mix. In: M. BAZILIAN, F. ROQUES (editors), *Analytical methods for energy diversity and security*. (pp. 139–50). Elsevier.

AWERBUCH, S. and YANG, S. (2007). Efficient electricity generating portfolios for Europe: Maximising energy security and climate change mitigation. *EIB Papers*, 12(2). https://www.eib.org/attachments/efs/eibpapers/eibpapers_2007_v12_n02_en.pdf

BODE, S. and GROSCURTH, H-M. (2006). Hamburg Institute of International Economics (HWWA). *The Effect of the German Renewable Energy Act (EEG) on "the Electricity Price"*, 358. <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/19388/1/358.pdf>

CLEAN ENERGY WIRE (2019). Germany's Climate Action Programme 2030. <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-climate-action-programme-2030>

COMMISSION OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (2006). *Green Paper: A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy*. https://europa.eu/documents/comm/green_papers/pdf/com2006_105_en.pdf

COREN, M. J. (2016). Germany had so much renewable energy on Sunday that it had to pay people to use electricity. *Quartz*. <https://qz.com/680661/germany-had-so-much-renewable-energy-on-sunday-that-it-had-to-pay-people-to-use-electricity/#:~:text=On%20Sunday%2C%20May%208%2C%20Germany,being%20consumed%2C%20or%2087%25>.

DELLANO-PAZ, F. (2015). *Un modelo para la selección de carteras eficientes de activos energéticos en el marco de la Unión Europea* (Doctoral Thesis, University of A Coruña). <https://ruc.udc.es/dspace/handle/2183/15369>

DELLANO-PAZ, F., CALVO-SILVOSA, A., ANTELO, S. I. and SOARES, I. (2017). Energy planning and modern portfolio theory: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, pp. 636-651. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.045>

DELLANO-PAZ, F., IGLESIAS, S., CALVO, A. and SOARES, I. (2015). The European Low-Carbon Mix for 2030: the role of renewable energy sources in an environmentally and socially efficient approach. *Renew Sustain Energy*, 48, pp. 49-61. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.032>

DIRECTORATE-GENERAL FOR ENERGY EUROPEAN COMMISSION (2020). *EU energy statistical pocketbook and country datasheets*. https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-statistical-pocketbook_en

EUROPEAN COMMISSION (2016). *EU Reference Scenario 2016*. https://ec.europa.eu/energy/data-analysis/energy-modelling/eu-reference-scenario-2016_en#:~:text=The%20EU%20Reference%20Scenario%20is,on%20the%20current%20policy%20framework

EUROPEAN COMMISSION (2019). *The European Green Deal*. https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/european-green-deal-communication_en.pdf

EUROSTAT (2020). *Electricity Price Statistics*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_price_statistics

GUARASCIO, F. and ZHDANNIKOV, D. (2019). EU brings industry together to tackle dollar dominance in energy trade. *Reuters*. <https://www.reuters.com/article/us-eu-oil-usa/eu-brings-industry-together-to-tackle-dollar-dominance-in-energy-trade-idUSKCN1Q21WB#:~:text=“The%20EU%20is%20the%20world%27s,the%20materials%20for%20the%20meeting.&text=“But%20then%20how%20can%20you,one%20currency%20-%20the%20dollar”>

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2012). *Renewable Energy Cost Analysis – Biomass for Power Generation*. <https://www.irena.org/publications/2012/Jun/Renewable-Energy-Cost-Analysis---Biomass-for-Power-Generation>

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2020a). *Hydropower*. <https://www.irena.org/hydropower>

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (2020b). *Renewable Energy and Jobs: Annual Review 2019*. <https://www.irena.org/publications/2019/Jun/Renewable-Energy-and-Jobs-Annual-Review-2019#:~:text=The%20widespread%20adoption%20of%20renewable,Renewable%20Energy%20and%20Jobs%20series>

KUNZ, F. and WEIGT, H. (2014). Germany's Nuclear Phase Out: A Survey of the Impact since 2011 and Outlook to 2023. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 3(2), pp. 13-28. <http://dx.doi.org/10.5547/2160-5890.3.2.fkun>

MARKANDYA, A. and WILKINSON, P. (2007). Electricity generation and health. *The Lancet*, 370, pp. 979-990. [https://doi.org/10.1016/S0140-6736\(07\)61253-7](https://doi.org/10.1016/S0140-6736(07)61253-7)

MARRERO, G. A., PUCH, L. A. and RAMOS-REAL F. J. (2015) Mean-variance portfolio methods for energy policy risk management. *Int Rev Econ Financ*, 40, pp. 246–64. <http://dx.doi.org/10.1016/j.iref.2015.02.013>

RODOULIS, N. (2010). Evaluation of Cyprus' electricity generation planning using meanvariance portfolio theory. *Cyprus Econ Policy Rev*, 4(2) pp. 25–42. <http://EconPapers.repec.org/RePEc:erc:cypepr:v:4:y:2010:i:2:p:25-42>

ANNEXES

Annex A

Table 15
Energy Units Conversion Table

	Watt hour (Wh)	Kilowatt Hour (kWh)	Megawatt Hour (MWh)	GigaWatt Hour (GWh)	Terawatt Hour (TWh)	Tonnes of oil Equivalent (toe)	Million Tonnes of oil Equiva- lent (Mtoe)
Watt hour (Wh)	1	0.001	0.000001	0.000000001	1E-12	8.59845E-08	8.59845E-14
Kilowatt Hour (kWh)	1,000	1	0.001	0.000001	0.000000001	8.59845E-05	8.59845E-11
Megawatt Hour (MWh)	1,000,000	1,000	1	0.001	0.000001	0.085984523	8.59845E-08
GigaWatt Hour (GWh)	1E+09	1,000,000	1,000	1	0.001	85.98452279	8.59845E-05
Terawatt Hour (TWh)	1E+12	1,000,000,000	1,000,000	1,000	1	85,984.52279	0.085984523
Tonnes of oil Equivalent (toe)	11,630,000	11,630	11.63	0.01163	0.00001163	1	0.000001
Million Tonnes of oil Equivalent (Mtoe)	1.163E+13	1.163E+10	11,630,000	11,630	11.63	1,000,000	1

Source: Author's own elaboration.

Annex B

Table 16

Germany's 2030 Efficient Frontier Portfolios

(In percentage)

	Coal	Gas	Onshore wind	Offshore wind	Grand scale hydro	Mini-Hydro	Biofuels	Solar
Portfolio 1	23.82	11.17	24.11	5.88	8.96	2.68	10.73	12.65
Portfolio 2	23.82	11.17	26.63	4.76	8.96	2.68	10.09	11.89
Portfolio 3	23.82	11.17	29.15	3.63	8.96	2.68	9.46	11.13
Portfolio 4	23.82	11.17	29.77	3.71	7.92	2.68	9.59	11.35
Portfolio 5	23.82	11.17	30.37	3.78	6.87	2.68	9.73	11.58
Portfolio 6	23.82	11.17	30.97	3.86	5.82	2.68	9.87	11.81
Portfolio 7	23.82	11.17	31.57	3.94	4.77	2.68	10.01	12.03
Portfolio 8	23.82	11.17	32.18	4.02	3.72	2.68	10.15	12.26
Portfolio 9	23.82	11.17	32.78	4.10	2.67	2.68	10.29	12.49
Portfolio 10	23.82	11.17	33.38	4.18	1.62	2.68	10.43	12.72
Portfolio 11	23.82	11.17	33.98	4.26	0.57	2.68	10.57	12.94
Portfolio 12	23.82	11.17	35.46	3.79	0	2.68	10.36	12.72
Portfolio 13	23.82	11.17	37.98	2.67	0	2.68	9.72	11.96
Portfolio 14	23.82	11.17	40.50	1.55	0	2.68	9.08	11.20
Portfolio 15	23.82	11.17	43.02	0.43	0	2.68	8.44	10.44
Portfolio 16	23.82	11.17	45.19	0	0	1.52	8.15	10.15
Portfolio 17	23.82	11.17	47.37	0	0	0	7.83	9.81
Portfolio 18	23.82	11.17	50.18	0	0	0	2.87	11.96
Portfolio 19	23.82	11.17	50.18	0	0	0	0	14.83

Source: Author's own elaboration.

Annex C

Table 17

Germany's 2040 Efficient Frontier Portfolios

(In percentage)

	Coal	Gas	Onshore wind	Offshore wind	Grand scale hydro	Mini-Hydro	Biofuels	Solar
Portfolio 1	17.82	17.18	24.15	5.88	9.19	2.75	10.36	12.67
Portfolio 2	17.82	17.18	26.76	5.06	9.19	2.75	9.22	12.02
Portfolio 3	17.82	17.18	28.81	4.49	8.94	2.75	8.43	11.59
Portfolio 4	17.82	17.18	29.35	4.58	7.98	2.75	8.54	11.81
Portfolio 5	17.82	17.18	29.88	4.66	7.03	2.75	8.66	12.02
Portfolio 6	17.82	17.18	30.42	4.75	6.07	2.75	8.77	12.24
Portfolio 7	17.82	17.18	30.96	4.84	5.12	2.75	8.89	12.45
Portfolio 8	17.82	17.18	31.49	4.92	4.17	2.75	9.00	12.67
Portfolio 9	17.82	17.18	32.03	5.01	3.21	2.75	9.12	12.88
Portfolio 10	17.82	17.18	32.57	5.10	2.26	2.75	9.24	13.09
Portfolio 11	17.82	17.18	33.10	5.19	1.30	2.75	9.35	13.31
Portfolio 12	17.82	17.18	33.64	5.27	0.35	2.75	9.47	13.52
Portfolio 13	17.82	17.18	35.49	4.79	0	2.75	8.79	13.19
Portfolio 14	17.82	17.18	38.10	3.97	0	2.75	7.66	12.53
Portfolio 15	17.82	17.18	40.70	3.15	0	2.75	6.53	11.87
Portfolio 16	17.82	17.18	42.76	2.77	0	1.75	6.00	11.72
Portfolio 17	17.82	17.18	44.40	2.73	0	0	5.92	11.95
Portfolio 18	17.82	17.16	47.00	1.91	0	0	4.79	11.31
Portfolio 19	17.82	14.35	48.51	1.47	0	0	3.56	14.29
Portfolio 20	17.82	9.86	48.51	0.80	0	0	1.04	21.96
Portfolio 21	17.82	0	48.51	5.82	0	0	0	27.85

Source: Author's own elaboration.

Annex D

Table 18

Germany's 2050 Efficient Frontier Portfolios

(In percentage)

	Coal	Gas	Onshore wind	Offshore wind	Grand scale hydro	Mini-Hydro	Biofuels	Solar
Portfolio 1	10.47	9.53	31.21	7.60	9.83	2.94	12.04	16.38
Portfolio 2	10.47	9.53	33.62	6.94	9.83	2.94	10.68	15.99
Portfolio 3	10.47	9.53	36.03	6.28	9.83	2.94	9.32	15.60
Portfolio 4	10.47	9.53	36.93	6.21	9.12	2.94	9.11	15.69
Portfolio 5	10.47	9.53	37.43	6.30	8.23	2.94	9.22	15.90
Portfolio 6	10.47	9.53	37.92	6.39	7.33	2.94	9.32	16.11
Portfolio 7	10.47	9.53	38.42	6.47	6.43	2.94	9.42	16.32
Portfolio 8	10.47	9.53	38.92	6.56	5.53	2.94	9.52	16.53
Portfolio 9	10.47	9.53	39.42	6.65	4.63	2.94	9.63	16.74
Portfolio 10	10.47	9.53	39.92	6.74	3.73	2.94	9.73	16.95
Portfolio 11	10.47	9.53	40.42	6.82	2.83	2.94	9.83	17.16
Portfolio 12	10.47	9.53	40.92	6.91	1.94	2.94	9.93	17.37
Portfolio 13	10.47	9.53	41.42	7.00	1.04	2.94	10.04	17.58
Portfolio 14	10.47	9.53	41.92	7.08	0.14	2.94	10.14	17.79
Portfolio 15	10.47	9.53	44.03	6.54	0	2.94	9.00	17.50
Portfolio 16	10.47	9.53	46.44	5.88	0	2.94	7.64	17.10
Portfolio 17	10.47	9.53	48.85	5.22	0	2.94	6.28	16.72
Portfolio 18	10.47	9.53	51.26	4.56	0	2.94	4.91	16.33
Portfolio 19	10.47	9.53	53.08	4.36	0	1.74	4.39	16.42
Portfolio 20	10.47	9.53	54.64	4.37	0	0	4.25	16.73
Portfolio 21	10.47	8.65	56.79	4.00	0	0	3.41	16.68
Portfolio 22	10.47	6.94	58.68	3.91	0	0	3.06	16.94
Portfolio 23	10.47	5.23	60.58	3.82	0	0	2.71	17.20
Portfolio 24	10.47	3.52	62.48	3.73	0	0	2.35	17.46
Portfolio 25	10.47	1.81	64.37	3.64	0	0	2.00	17.72
Portfolio 26	10.47	0	65.19	3.72	0	0	0.63	19.99
Portfolio 27	10.47	0	65.19	0	0	0	0	24.34

Source: Author's own elaboration.

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