

Hacia una cartera europea de generación de electricidad neutra en emisiones: análisis de escenarios mediante MPT

*Paulino Martínez Fernández, Fernando de Llano Paz y Anxo Calvo Silvosa**

Resumen

La UE tiene entre sus objetivos el ofrecer a sus ciudadanos un acceso seguro y asequible a una energía sostenible. El trabajo propuesto estudia, desde la perspectiva de la teoría moderna de carteras (MPT), cuál debe ser el diseño de las carteras eficientes de las tecnologías de generación de electricidad para los horizontes 2030, 2040 y 2050 para la UE. Se han considerado, para ello, los escenarios de la Comisión Europea que contemplan una reducción de emisiones del 80% y del 100% para 2050. Los resultados confirman la reducción de la diversificación de la cartera con el abandono de las tecnologías emisoras, el relevante papel que ha de jugar la energía nuclear y la contribución de la energía eólica *onshore* y solar fotovoltaica del sur de la UE como referentes renovables en la cartera eficiente. Asimismo, se confirma la reducción de coste y riesgo de la cartera a medida que se aproxima al horizonte 2050.

Palabras clave: Planificación energética, escenarios, Teoría moderna de carteras, eficiencia.

1. INTRODUCCIÓN

Uno de los mayores retos a los que se enfrenta la Unión Europea (en adelante, UE) es la resolución de su problema de seguridad energética: generar energía de un modo seguro –a partir de un acceso continuado y fiable a unos recursos energéticos de calidad–, asumiendo un coste razonable –que no afecte negativamente a su competitividad económica–, y todo ello dentro de un contexto de respeto ambiental y social (salud pública, empleo, etcétera).

* Facultad de Economía y Empresa. Universidade da Coruña (UDC).

La UE actualmente es el tercer emisor mundial de gases de efecto invernadero, consume en torno al 20% de energía que se produce en el mundo y su dependencia energética supera el 50%: según datos de Eurostat (2019) más del 45% del carbón, el 87% del petróleo y el 67% del gas natural que consume la UE es importado. Entre los proveedores destaca Rusia, país del que la UE importa cerca del 30% de cada uno de los combustibles fósiles que necesita.

Esta dependencia conduce a la fuga de rentas nacionales europeas hacia el exterior derivada de la importación de combustibles fósiles y la consiguiente pérdida de riqueza del territorio. De hecho cada año la factura energética importadora europea supera los 400.000 millones de euros ($\pm 3\%$ PIB europeo y en torno a 1.000 millones de euros diarios).

Es en ese contexto en el que cobra sentido el papel desempeñado por las energías renovables en la planificación energética europea a lo largo de los últimos 30 años. El cambio tecnológico del sector energético europeo comenzó en la década de los noventa del siglo pasado. La introducción y desarrollo de las tecnologías renovables permitió reducir las emisiones de CO₂ cerca del 20% y la intensidad energética, definida como la relación entre el consumo de energía de un país y su PIB, en un 36% entre 1990 y 2016. En 2017 la participación renovable en la energía consumida fue del 17,5% (objetivo del 20% en 2020). Además, cerca del 30,7% de la electricidad bruta consumida procede de fuentes renovables en 2017 (Eurostat). Hay que señalar que la UE posee actualmente un 44% del parque global de renovables (excluida la hidráulica).

Los efectos positivos derivados de la presencia de energías renovables en la cartera son numerosos (Chuang y Ma, 2013; Fang, 2011; Johansson, 2013; Neuhoff, 2005; Panwar, Kaushik y Kothari, 2011). Así, estas tecnologías además de contribuir a la reducción de las emisiones totales de gases contaminantes y de efecto invernadero, ayudan a diversificar el tipo y el origen de los *inputs* necesarios para producir la energía. Con ello se reduce la dependencia exterior y se incrementa la seguridad de suministro. De esta forma se reduce la fuga de rentas y se liberan así fondos que pueden ser invertidos en el propio territorio: se crea riqueza, puestos de trabajo y se asienta población, además de permitir un acceso descentralizado a la electricidad.

La UE tiene entre sus objetivos el ofrecer a sus ciudadanos un acceso seguro y asequible a una energía sostenible (Comisión Europea, 2019a, 2019b). La propia Comisión Europea (2015) ha reafirmado la situación crítica en términos de seguridad energética, considerando la dependencia energética y el bajo nivel de infraestructuras de interconexión entre los Estados miembros. El horizonte 2050 que propone la UE para la generación de electricidad asume el 100% de presencia de tecnologías no emisoras, y por lo tanto la descarbonización de la cartera de generación (Comisión Europea, 2011).

El trabajo que se presenta trata de estudiar, desde la perspectiva de la teoría moderna de carteras (*Modern Portfolio Theory* o *MPT*), cuál debe ser el diseño de las carteras eficientes de las tecnologías de generación de electricidad para los horizontes 2030, 2040 y 2050 de la UE, considerando, además, los escenarios de prospectiva propuestos por la Agencia Internacional de la Energía (AIE, 2018) para dichos horizontes.

Para ello en el siguiente apartado se expone la metodología empleada a través de una breve revisión de la aplicación de teoría moderna de carteras (*MPT*, por sus siglas en inglés) al ámbito de la planificación energética, y del modelo de optimización cuadrático de carteras empleado, basado en el binomio riesgo-coste de las tecnologías. A continuación, en el apartado tercero, se define el proceso seguido para la obtención de los datos de coste y riesgo para los distintos horizontes y escenarios analizados. En el cuarto apartado se presentan los resultados obtenidos relativos a la composición de las carteras eficientes para los horizontes y escenarios propuestos, y en el último punto se proponen las conclusiones y las futuras líneas de investigación.

2. METODOLOGÍA

Usaremos para nuestro modelo la teoría moderna de carteras (*MPT*), inicialmente propuesta por Markowitz (1952) para la selección de carteras de activos financieros. Su aplicación a la generación de electricidad y al diseño de políticas energéticas (Arnesano, Carlucci y Laforgia, 2012; Awerbuch y Berger, 2003; DeLlano-Paz *et al.*, 2017) se basa en la caracterización de las tecnologías de gene-

ración a través de su coste y del riesgo del mismo, que en este trabajo se mide a través de la desviación típica de los cambios en las series de coste.

2.1. Revisión de la aplicación de la teoría de carteras a la planificación energética

La teoría moderna de carteras de Markowitz (1952), *MPT* en adelante, es considerada una de las aportaciones más importantes y más empleadas para la gestión de carteras y asignación de activos financieros (Delarue *et al.*, 2011).

La *MPT* pretende solucionar problemas de inversión en activos financieros. El inversor, según sus necesidades y disponibilidad económica, se marca el objetivo de componer una cartera a su medida, a través de la inclusión de una serie de activos seleccionados de entre el total disponible.

La definición de los activos parte del análisis del comportamiento pasado de cada activo en el mercado y de las estimaciones del comportamiento futuro. Se parte así de los datos de rendimiento o coste de los activos a lo largo de los períodos analizados. Su media caracterizará al activo en cuanto al rendimiento esperado si este se incluye en la cartera. A su vez, el rendimiento esperado de la cartera vendrá definido por la suma ponderada de la participación de cada activo por el coste o rendimiento esperado del mismo, tal como se expresa en la ecuación [1], en la que $E(c_p)$ es el coste total esperado de la cartera de generación P , $x \in \mathbb{R}^n$ es el vector que contiene las participaciones de las n tecnologías consideradas y $E(c) \in \mathbb{R}^n$ es el vector cuyos elementos son los costes de generación esperados (en unidades monetarias por MWh) de las tecnologías.

$$E(c_p) = x' E(c) \quad [1]$$

Los costes de generación de las tecnologías son calculados usualmente como costes normalizados o *levelized costs of energy (LCOE)*. La expresión del *LCOE* se presenta en la ecuación [2], en donde podemos ver las diferentes componentes del coste de la generación de electricidad: costes de capital, C_p , de operación y mantenimiento, OM_p , de combustible, F_p , de emisiones, E_p , y de desmantelamiento, D_p . Todos los costes están referidos a un momento determinado de la vida útil de

la planta de generación, t ; y son descontados al momento inicial a una tasa d . En el denominador figura también la cantidad G_t de energía generada en cada uno de los años. P es el *LCOE* propiamente dicho (AIE yAEN, 2015).

$$P = \frac{\sum_{t=0}^n (C_t + OM_t + F_t + E_t + D_t)(1+d)^{-t}}{\sum_{t=0}^n G_t(1+d)^{-t}} \quad [2]$$

Adicionalmente, el planteamiento *MPT* se caracteriza por la incertidumbre sobre el comportamiento futuro en el mercado de cada activo y por la correlación entre activos. La correlación entre cada par de activos considerados puede incrementar o disminuir el riesgo, en función de los distintos grados de correlación que existan entre los elementos. Ambos, la desviación típica de cada activo junto con la correlación entre cada par de activos, definen el riesgo de la cartera, que está ponderado por el peso de cada activo en la misma, como se puede observar en la ecuación [3]+, en la que $E(\sigma_p)$ representa el riesgo esperado del coste de la cartera de generación P y $S \in \mathbb{R}^{n \times n}$ es la matriz de varianzas-covarianzas (esperadas) de los costes de las tecnologías.

$$E(\sigma_p) = (x'Sx)^{\frac{1}{2}} \quad [3]$$

Este riesgo puede reducirse a través de una mayor diversificación de los activos que intervienen en la misma.

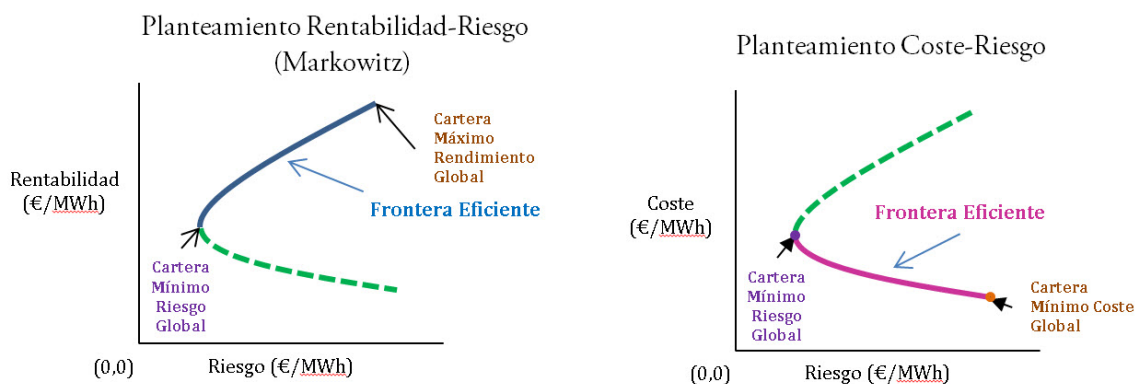
El planteamiento de optimización cuadrática con restricciones puede formularse desde dos perspectivas alternativas: bien a partir de un objetivo de maximización de la rentabilidad (o minimización del coste) de la cartera, sujeta a un nivel de riesgo dado, o bien a partir de un objetivo de minimización del riesgo de la cartera, sujeta a un nivel de rendimiento (o coste) establecido previamente.

Cada cartera solución del modelo puede ser representada en un eje de coordenadas rendimiento-riesgo (gráfico 1). De esta forma, el modelo dibuja una frontera de carteras solución. Sin embargo la denominada frontera eficiente está formada por aquellas carteras situadas en la parte superior de la frontera. Esta frontera está delimitada entre la cartera de mínimo riesgo y la de máximo rendimiento. Se

desecha, por tanto, la parte inferior de la frontera indicativa de valores no eficientes. Así, no es posible encontrar otra combinación con un riesgo menor a menos que se acepte un menor rendimiento o un mayor coste, ni es posible una cartera con un rendimiento mayor si no se asume a su vez un mayor riesgo. Es por ello que si una cartera está ubicada en la región que se encuentra por debajo de la curva de la frontera eficiente, se caracterizará por una combinación ineficiente rendimiento-riesgo.

Gráfico 1

Fronteras eficientes en los planteamientos de la *MPT*: perspectiva coste-riesgo vs. rendimiento riesgo



Fuente: Elaboración propia.

El análisis de carteras parte del estudio individual de cada activo financiero y finaliza con la elección de aquella cartera que mejor se adapta al perfil del inversor, de entre el total de carteras propuestas por el modelo.

La aplicación de la teoría de carteras a la planificación energética ha tenido un amplio desarrollo a lo largo de los últimos años. El modelo de optimización cuadrática *MPT* toma así diversas formas según el tipo de función objetivo seleccionado y su correspondiente frontera eficiente, de los tipos de restricciones, y de las variables consideradas.

Se distinguen en la literatura dos tipos diferenciados de planteamientos, aquellos que definen el problema desde la perspectiva de variables económicas y aquellos que proponen emplear variables técnicas de producción de electricidad.

Entre las propuestas basadas en variables económicas se encuentran las que caracterizan las tecnologías de producción desde el binomio rendimiento-riesgo (Arnesano, Carlucci y Laforgia, 2012; Awerbuch y Berger, 2003; Pinheiro Neto *et al.*, 2017; Roques, Hiroux y Saguan, 2010; Shahriari y Blumsack, 2018; Yi, Zhang y Guo, 2018) o desde el de coste-riesgo (Vithayasrichareon y MacGill, 2012; White *et al.*, 2007). Para definir el rendimiento de las tecnologías los autores optan bien por el inverso del coste de producción definido a partir de los *Levelized Costs of Electricity (LCOE)* o por el cálculo del VAN o de la TIR para el cálculo de la ganancia. Para ello definen los flujos netos de caja a partir de los cobros por electricidad generada (incluyendo precio y cobro de mecanismos de apoyo a las tecnologías) y los pagos (costes).

La opción de emplear variables técnicas de producción (MWh) conduce a plantear el problema desde la óptica del binomio producción-riesgo de producción (Rombauts, Delarue y D'haeseleer, 2011; Roques, Hiroux y Saguan, 2010). En este caso el modelo se centra en optimizar la media de producción obtenida por distintas localizaciones (parques) o bien reducir el riesgo/variabilidad de la producción generada a través de la diversificación geográfica y localización de los activos. La cartera analizada incluye tecnologías de producción y los modelos incluyen restricciones relativas a la cantidad de producción generada y a la producción asimilable por el sistema. El riesgo es definido como la variabilidad de la producción entre horas (Rombauts, Delarue y D'haeseleer, 2011). Este autor además trata de medir explícitamente el efecto de las restricciones derivadas de las capacidades inter-estatales de transmisión (*CBTCC: Cross-border transmission-capacity constraints*) elemento clave para el modelo propuesto.

2.2. Definición del modelo propuesto

El modelo busca la minimización del riesgo de generación a través de la resolución de un problema de programación cuadrática como el que se presenta en la ecuación [4], donde $x \in \mathbb{R}^n$ es el vector de incógnitas que contiene las participaciones de cada tecnología en la generación, $S \in \mathbb{R}^{n \times n}$ es la matriz de varianzas-covarianzas y $E(\sigma_p)$ es el riesgo esperado de la cartera de generación representada en el vector x .

$$\min E(\sigma_p) = (x'Sx)^{\frac{1}{2}} \quad [4]$$

La solución a este problema está restringida ya que es necesario que todos los elementos del vector x sean positivos y, además, que su suma sea uno, ya que se trata de la participación de cada tecnología en la cartera de generación.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta la especificidad del problema, incluimos las restricciones tecnológicas que se presentan en el cuadro 1, reflejo en gran medida de las políticas energéticas pero también de la adecuada diversificación de fuentes de generación eléctrica y de los escenarios planteados por diversas instituciones, tanto públicas como privadas (Ciscar *et al.*, 2013; Edenhofer *et al.*, 2011; AIE, 2011, 2012, 2018; Russ *et al.*, 2009).

Cuadro 1

Límites máximos de generación por tecnología y año

(Porcentaje)

Tecnología	2020	2030	2040	2050
Carbón pulverizado y lignito supercrítico	23,76	15,84	7,92	0
CCGN	25,72	17,15	8,57	0
CCS	0	10,02	10,02	10,02
Nuclear	26	29,85	32,13	35,46
Eólica <i>offshore</i>	1,26	2,46	3,04	4,04
Eólica <i>onshore</i>	12,74	24,84	30,76	40,80
Solar fotovoltaica	3,79	8,20	9,70	13,14
Solar térmica	0,20	0,40	1	1,33
Geotermal	0,20	0,40	0,50	0,67
Hidráulica	10,08	10,81	11,24	11,87
Pequeña hidráulica	1,37	1,47	1,53	1,62

Fuente: Elaboración propia.

Así, el modelo completo quedaría tal y como se muestra en la ecuación [5], cuya solución nos proporciona la frontera eficiente, entendida como el conjunto de todas las carteras eficientes de generación. Desde el punto de vista de la *MPT*, una cartera de generación es eficiente cuando presenta el menor riesgo para un coste dado o, alternativamente, cuando presenta el menor coste para un riesgo

dado. En lo que sigue, denominaremos *GMV* (*Global Minimum Variance*) a la cartera eficiente que presente el menor riesgo en cada uno de los modelos y *GMC* (*Global Minimum Cost*) a aquella que presente el menor coste.

$$\begin{aligned} \min \sigma_p &= (x'Sx)^{\frac{1}{2}} \\ \text{sujeto a :} \\ \left\{ \begin{array}{l} |x| = 1 \\ x \geq 0 \\ c_p = x'c = k^* \end{array} \right. & \quad [5] \\ \text{Restricciones tecnológicas (mínimos y máximos)} \end{aligned}$$

En la ecuación [5], incluimos la restricción de coste, que debe ser tomada en cuenta para el cálculo de cualquier cartera eficiente distinta de la *GMV*, donde c_p es el coste de generación de la cartera solución (ya que se trata de una restricción de igualdad), calculado como el producto de cada participación por el coste de cada tecnología ($x'c$, donde $c \in \mathbb{R}^n$ es el vector de costes de las tecnologías) y k^* es el coste objetivo.

3. PROCESO DE OBTENCIÓN DE DATOS DE COSTE Y RIESGO DE LAS TECNOLOGÍAS

Los datos de costes han sido obtenidos de (Comisión Europea, 2016). Esta fuente ofrece los costes de generación (*levelized cost of electricity* o *LCOE*), sin incluir el coste de emisión de CO_2 , para los años 2020, 2030, 2040 y 2050, de seis tecnologías no renovables (carbón pulverizado, lignito supercrítico, ciclo combinado de gas natural, carbón pulverizado con captura y almacenamiento de carbono –*Carbon Capture and Storage* o *CCS*, en inglés–, ciclo combinado de gas natural con *CCS* y nuclear) y ocho renovables (eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar fotovoltaica –diferenciando Europa central y norte de Europa del sur de Europa–, solar térmica, geotérmica, hidráulica y pequeña hidráulica). El cuadro 2 (Comisión Europea, 2016) presenta dichos costes de generación en €/MWh.

Como hemos dicho, el coste de emisión de carbono, en su caso, de las no renovables no ha sido incluido en el anterior conjunto de datos. Hemos comentado,

Cuadro 2

Costes de generación por tecnología y año

(€/MWh)

Tecnología	2020	2030	2040	2050
Carbón pulverizado	62	69	75	80
Lignito supercrítico	56	55	54	54
Ciclo combinado de gas natural	84	91	95	97
Carbón pulverizado con CCS	98	106	109	114
Ciclo combinado de gas natural con CCS	107	109	112	113
Nuclear	92	86	82	82
Eólica <i>offshore</i>	123	105	95	90
Eólica <i>onshore</i>	89	80	75	72
Solar fotovoltaica – sur de Europa	77	65	59	55
Solar fotovoltaica – norte de Europa y Europa Central	108	95	89	84
Solar térmica	255	192	165	157
Geotermal	99	92	86	81
Hidráulica	135	135	135	135
Pequeña hidráulica	108	106	104	101

Fuente: Elaboración propia.

y veremos a continuación con mayor detalle, que nuestro modelo es un modelo de riesgo-coste para el que consideramos que dicha omisión debe ser solventada. Para ello, obtenemos los datos históricos de coste del CO₂ que se presentan en el cuadro 3, de la página web del Sistema Europeo de Negociación del CO₂ o SENDECO₂ (2019).

Cuadro 3

Coste de emisión de CO₂ a diciembre de cada año

(€/t)

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
14,90	13,32	14,15	7,34	6,61	4,78	6,97	8,29	5,20	7,54	22,57	24,76

Nota: (*) El dato de 2019 corresponde al mes de noviembre.

Fuente: Elaboración propia.

A la hora de establecer los precios de emisión (cuadro 4) se han considerado los datos de los siguientes tres escenarios: el escenario de políticas actuales para la UE propuesto por el *World Energy Outlook (WEO)* (AIE, 2018), que nos ofrece los precios previstos de emisión de CO₂ para 2025 y 2040; y dos escenarios definidos a partir de las proyecciones elaboradas por la Comisión Europea para 2050 (Comisión Europea, 2018) que nos ofrece los precios previstos de emisión de CO₂ para 2030 y 2050.

Cuadro 4

Precios previstos de emisión de CO₂

(\$/t; €/t)

Escenario UE	2025	2030	2040	2050
Políticas actuales AIE	22 (\$/t)	n.d.	38 (\$/t)	n.d.
Reducción 80% CE		28 (€/t)		250 (€/t)
Reducción 100% CE		28 (€/t)		350 (€/t)

Fuente: Elaboración propia.

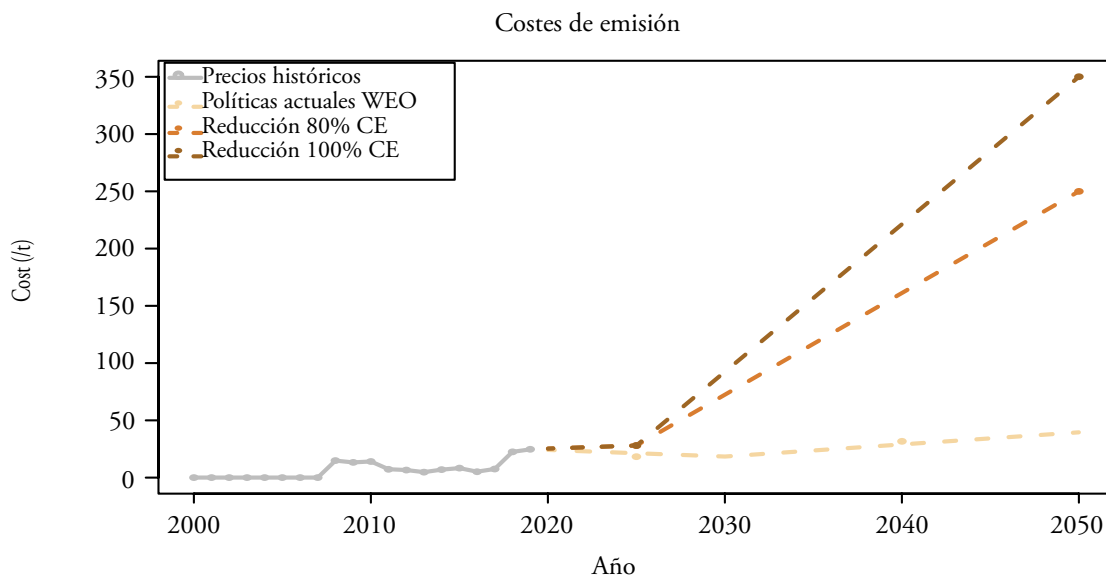
De esta forma, las proyecciones de la Comisión Europea (CE) para 2050 se han clasificado en dos grandes grupos, con los que definir los dos escenarios CE propuestos en el trabajo: por una parte aquellas proyecciones que pretenden para 2050 una reducción del 80% de las emisiones con respecto a 1990 (EE, CIRC, ELEC, H2, P2X, COMBO) se han agrupado dando lugar al escenario “Reducción 80% CE”, y por otra, aquellas proyecciones que pretenden para el mismo horizonte 2050 una reducción del 100% de las emisiones con respecto a 1990 (1.5TECH, 1.5LIFE), se han agrupado dando lugar al escenario “Reducción 100% CE”. Los costes de emisión procedentes de esos escenarios son los que se presentan en la (Comisión Europea, 2018).

Lo primero que haremos será completar por interpolación lineal la serie de precios de emisión de CO₂ para cada uno de los tres escenarios considerados y para cada uno de los años entre 2020 y 2040 (escenario *WEO*) o 2050 (escenarios CE). Consideramos nulo el precio de emisión de CO₂ para los años 2000 a 2007. Para el escenario *WEO* “Políticas actuales” y para los años 2041 a 2050, usamos un modelo ARIMA(0, 1, 0) con coeficiente de deriva 0,793. Para los escenarios CE “Reducción 80%” y “Reducción 100%”, usamos también un modelo

ARIMA(0, 1, 0) con coeficientes de deriva 5 y 7, respectivamente. Estos cálculos se presentan en el gráfico 2. Para adicionarlos a los costes de generación de que disponemos, hemos tenido en cuenta los factores de emisión que se muestran en el cuadro 5 (AIE, 2010).

Gráfico 2

Costes de emisión de CO₂



Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 5

Factores de emisión (kg CO₂/MWh) de las tecnologías emisoras

(kg CO₂/MWh)

Tecnología	Factor de emisión (kg/MWh)
Carbón pulverizado	790.000
Lignito supercrítico	790.000
Ciclo combinado de gas natural	370.000
Carbón pulverizado con CCS	118.500
Ciclo combinado de gas natural con CCS	79.125

Fuente: Elaboración propia.

Para la determinación del riesgo, hemos optado por calcular la matriz de varianzas-covarianzas muestrales de los datos de coste. En definitiva, trabajaremos con los costes totales (incluyendo los costes de emisión) por tecnología emisora, año y escenario. Estos se presentan por escenario:

- En el cuadro 6, los datos de coste para el escenario de políticas actuales.
- En el cuadro 7, los datos de coste para el escenario de Reducción 80% CE.
- En el cuadro 8, los datos de coste para el escenario de Reducción 100% CE.

Cuadro 6

Costes totales de generación por tecnología emisora y año para el escenario de políticas actuales

(€/MWh)

Tecnología	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Carbón pulverizado	48,00	70,18	81,10	83,51	100,06	111,32
Lignito supercrítico	51,00	66,18	75,10	69,51	79,06	85,32
Ciclo combinado de gas natural	66,00	99,46	92,95	97,79	106,74	111,67
Carbón pulverizado con CCS	91,00	107,68	100,87	108,18	112,76	118,70
Ciclo combinado de gas natural con CCS	84,00	119,12	108,34	110,02	113,76	115,20

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 7

Costes totales de generación por tecnología emisora y año para el escenario de Reducción 80% CE

(€/MWh)

Tecnología	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Carbón pulverizado	48,00	70,18	81,99	126,20	202,35	277,50
Lignito supercrítico	51,00	66,18	75,99	112,20	181,35	251,50
Ciclo combinado de gas natural	66,00	99,46	93,96	117,79	154,64	189,50
Carbón pulverizado con CCS	91,00	107,68	101,00	114,58	128,10	143,63
Ciclo combinado de gas natural con CCS	84,00	119,12	108,40	113,02	120,95	126,88

Fuente: Elaboración propia.

Los datos relativos a los riesgos considerados, constantes para todos los escenarios, se presentan en el cuadro 10. Estos riesgos corresponden a la matriz de varianzas-covarianzas de los datos de variación de los costes de generación de las tecnologías para los años 2010, 2020, 2030, 2040 y 2050 con respecto a la década anterior (Comisión Europea, 2016).

Cuadro 8

Costes totales de generación por tecnología emisora y año para el escenario de Reducción 100% CE

(€/MWh)

Tecnología	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Carbón pulverizado	48,00	70,18	81,99	142,00	249,75	356,50
Lignito supercrítico	51,00	66,18	75,99	128,00	228,75	330,50
Ciclo combinado de gas natural	66,00	99,46	93,36	125,19	176,84	226,50
Carbón pulverizado con CCS	91,00	107,68	101,00	116,95	135,21	155,48
Ciclo combinado de gas natural con CCS	84,00	119,12	108,40	114,13	124,28	132,43

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 9

Riesgos del coste de generación

(€/MWh)

CP	LS	CCGN	CP CCS	CCGN CCS	N	EOL OFFS	EOL	PV SE	PV	ST	GT	H	PH
0,50	0,22	1,27	0,55	1,33	0,56	0,01	0,39	-1,36	-1,35	0,07	0,19	0,00	0,07
0,22	0,16	0,54	0,17	0,62	0,33	-0,03	0,18	-0,97	-0,99	0,00	0,09	0,00	0,03
1,27	0,54	3,27	1,45	3,43	1,47	0,16	1,07	-3,18	-3,14	0,44	0,49	0,00	0,16
0,55	0,17	1,45	0,76	1,46	0,58	0,18	0,49	-0,85	-0,81	0,35	0,21	0,00	0,05
1,33	0,62	3,43	1,46	3,67	1,64	0,18	1,17	-3,60	-3,59	0,51	0,54	0,00	0,17
0,56	0,33	1,47	0,58	1,64	0,83	0,10	0,56	-1,82	-1,86	0,30	0,25	0,00	0,07
0,01	-0,03	0,16	0,18	0,18	0,10	0,27	0,19	0,58	0,59	0,50	0,05	0,00	-0,02
0,39	0,18	1,07	0,49	1,17	0,56	0,19	0,45	-0,84	-0,84	0,42	0,18	0,00	0,04
-1,36	-0,97	-3,18	-0,85	-3,60	-1,82	0,58	-0,84	6,56	6,67	0,77	-0,50	0,00	-0,24
-1,35	-0,99	-3,14	-0,81	-3,59	-1,86	0,59	-0,84	6,67	6,79	0,76	-0,50	0,00	-0,24
0,07	0,00	0,44	0,35	0,51	0,30	0,50	0,42	0,77	0,76	0,96	0,12	0,00	-0,03
0,19	0,09	0,49	0,21	0,54	0,25	0,05	0,18	-0,50	-0,50	0,12	0,08	0,00	0,02
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,07	0,03	0,16	0,05	0,17	0,07	-0,02	0,04	-0,24	-0,24	-0,03	0,02	0,00	0,01

Fuente: Elaboración propia.

4. RESULTADOS

Organizaremos esta sección en cuatro partes. En la primera expondremos los resultados más generales a nivel de fronteras eficientes. En la segunda nos centraremos en analizar cuáles son las tecnologías de generación elegidas por el modelo para la *GMV* y la *GMC* en cada escenario y año. En la tercera, veremos cuál es la diversificación de cada cartera a través del índice de Herfindahl-Hirschman o índice HH (Awerbuch, Bazilian y Roques, 2008; Chuang y Ma, 2013; Gnansounou, 2008; Grubb, Butler y Twomey, 2006; Hickey, Lon Carlson y Loomis, 2010; Kruyt *et al.*, 2009). Por último, en la cuarta parte, analizaremos cuáles son las emisiones de CO₂ de cada cartera y cómo se comportan en cada uno de los escenarios y años considerados.

4.1. Análisis del comportamiento de las fronteras eficientes

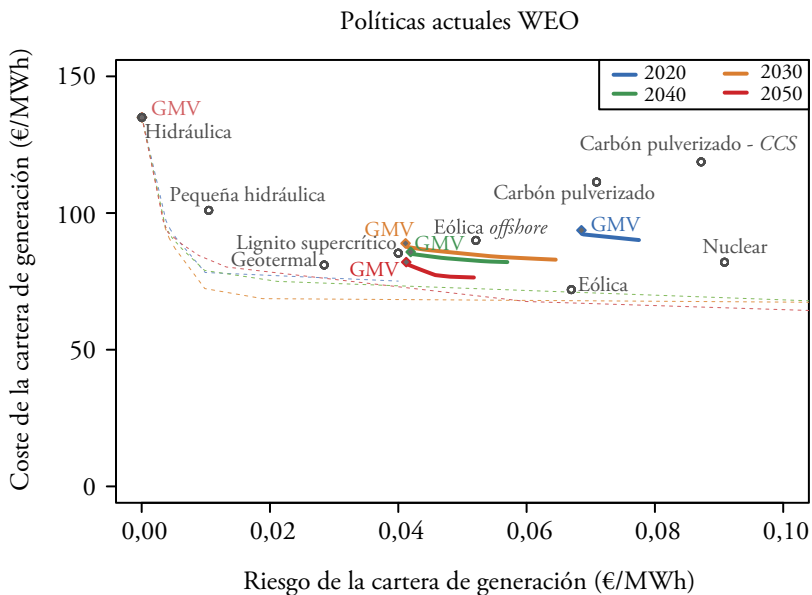
En el gráfico 3 representamos las fronteras eficientes obtenidas para cada año analizado en el escenario de “Políticas actuales”. Las líneas continuas son las fronteras eficientes obtenidas de la resolución del problema restringido atendiendo a la prospectiva tecnológica para los distintos horizontes. Alternativamente, las líneas discontinuas representan las fronteras eficientes de los modelos sin restricciones tecnológicas, y por lo tanto las que presentan soluciones no realistas desde el punto de vista de la planificación energética. Al no estar restringidos, estos modelos presentan un mayor número de soluciones factibles (combinaciones diferentes de tecnologías de generación) y, consecuentemente, unas fronteras eficientes más largas, que incluimos únicamente como referencia.

Vemos en el mencionado gráfico 3 cómo varía el escenario de “Políticas actuales” en los años considerados, reduciendo su coste (fronteras desplazándose hacia abajo desde 2030 hasta 2050) y su riesgo (con respecto a 2020), lo cual indica la adecuación, desde un punto de vista de riesgo-coste de generación, de la evolución de los costes de emisión y de los límites considerados.

Según lo comentado se puede concluir que la frontera para 2050 es aquella con mejores niveles de eficiencia. El coste se mueve en sus valores más reducidos,

Gráfico 3

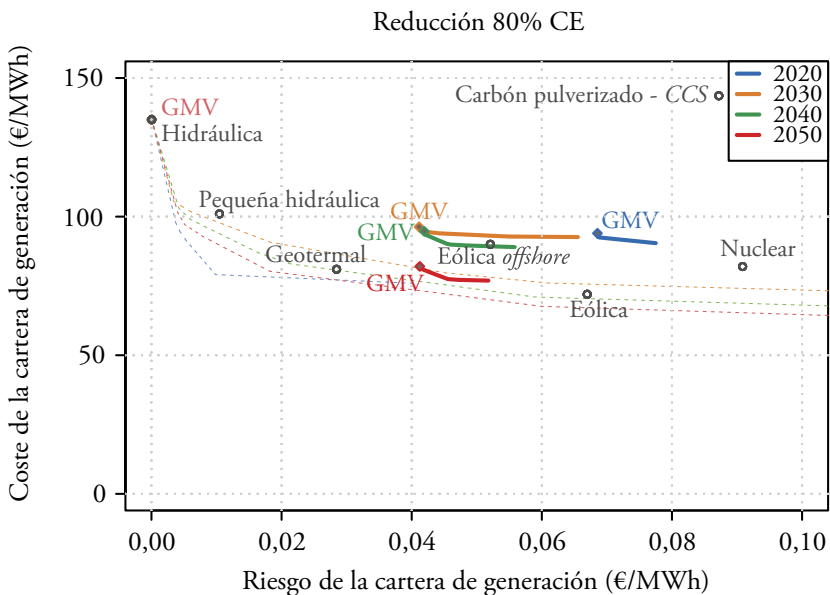
Escenario de “Políticas actuales”



Fuente: Elaboración propia.

Gráfico 4

Escenario de “Reducción 80% CE”



Fuente: Elaboración propia.

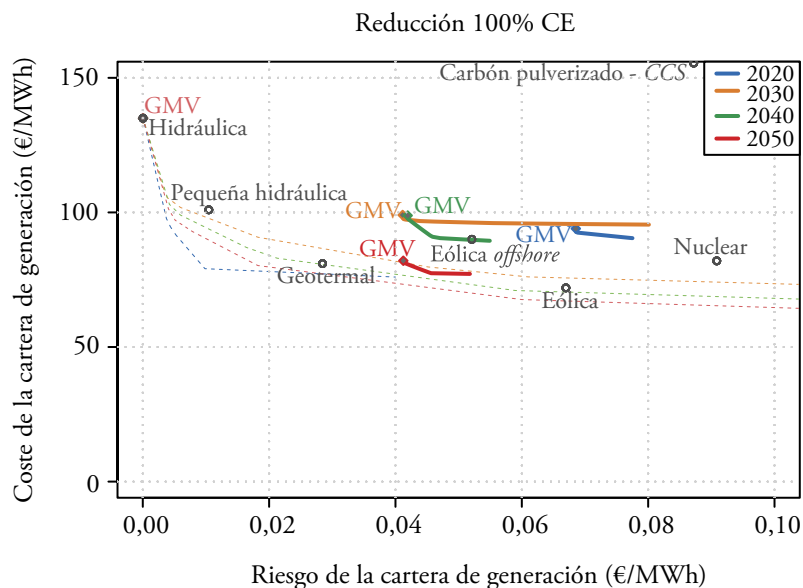
mientras que los riesgos son similares a partir de 2030 (si bien desde este año se nota una disminución del riesgo medio de las carteras eficientes de generación a medida que nos acercamos a 2050).

En el gráfico 4 representamos la evolución a lo largo de los años considerados de la frontera eficiente del modelo de “Reducción 80% CE”. En general, podemos extraer las mismas conclusiones que las apuntadas para el escenario de “Políticas actuales”: reducción del coste de generación con respecto a 2020, reducción del coste medio de generación a partir de 2030 y reducción del riesgo de dicho coste con respecto a 2020.

El gráfico 5 muestra las fronteras eficientes del escenario de “Reducción 100% CE”, que se comportan de manera similar a las de los otros dos escenarios: reducción más acusada del coste medio de generación a partir de 2030 y reducción del riesgo de generación con respecto a 2020. Podemos apuntar también que la reducción de la longitud de las fronteras eficientes de 2040 y 2050 con respecto a 2030 es indicativa de una minoración del riesgo medio de generación.

Gráfico 5

Escenario de “Reducción 100% CE”



Fuente: Elaboración propia.

La reducción en términos porcentuales del riesgo promedio para la *GMV* en los distintos escenarios analizados sucede fundamentalmente en el período 2030 en comparación con el 2020 (cuadro 10). Así en el horizonte 2030 la reducción del riesgo por término medio alcanza el 40% comparando los datos con el año 2020. Por parte del coste, la reducción promedio se produce fundamentalmente en el período 2040-2050, con reducciones porcentuales promedio para cada período y escenario entre el 4% y el 17% (este último dato corresponde al del escenario «Reducción 100% CE» comparando el coste de 2050 con el de 2040).

Cuadro 10

Evolución del riesgo promedio y coste promedio de la cartera *GMV* para los distintos escenarios y horizontes

(Porcentaje)

Escenario cartera <i>GMV</i>	Período	Riesgo promedio	Coste promedio	Período	Riesgo promedio	Coste promedio
Políticas actuales		-40	-5		-40	-5
Reducción 80% CE	2020-2030	-40	2	2020-2030	-40	2
Reducción 100% CE		-40	5		-40	5
Políticas actuales		-39	-8		2	-4
Reducción 80% CE	2020-2040	-39	1	2030-2040	2	-2
Reducción 100% CE		-39	5		2	0
Políticas actuales		-40	-12		-2	-4
Reducción 80% CE	2020-2050	-40	-13	2040-2050	-2	-13
Reducción 100% CE		-40	-13		-2	-17

Fuente: Elaboración propia.

La reducción en términos porcentuales del riesgo para la *GMC* en los distintos escenarios analizados sucede fundamentalmente en el período 2040 en comparación con el 2030 (cuadro 11). Así en el horizonte 2030 la reducción del riesgo de esta cartera alcanza el 19,33% por término medio, comparando los datos con el año 2030. Por parte del coste, en el primer tramo 2030-2020 se produce un incremento del mismo entre el 2% y el 6% para ambos escenarios de reducción de emisiones CE. Posteriormente en los dos tramos siguientes la reducción media se sitúa en torno al 4-14% para cada uno de esos escenarios. Es interesante destacar que la evolución de la cartera *GMC* presenta el mismo impacto para los tres escenarios comparando datos entre 2050 y 2020: la reducción del riesgo alcanza un 33%, y la del coste un 15%.

Cuadro 11

Evolución del riesgo promedio y coste promedio de la cartera GMC para los distintos escenarios y horizontes

(Porcentaje)

Escenario cartera GMC	Período	Riesgo promedio	Coste promedio	Período	Riesgo promedio	Coste promedio
Políticas actuales		-17	-8		-17	-8
Reducción 80% CE	2020-2030	-15	2	2020-2030	-15	2
Reducción 100% CE		3	6		3	6
Políticas actuales		-26	-9		-12	-1
Reducción 80% CE	2020-2040	-28	-2	2030-2040	-15	-4
Reducción 100% CE		-29	-1		-31	-6
Políticas actuales		-33	-15		-9	-7
Reducción 80% CE	2020-2050	-33	-15	2040-2050	-7	-14
Reducción 100% CE		-33	-15		-6	-14

Fuente: Elaboración propia.

4.2. Análisis de la composición de las carteras GMV y GMC

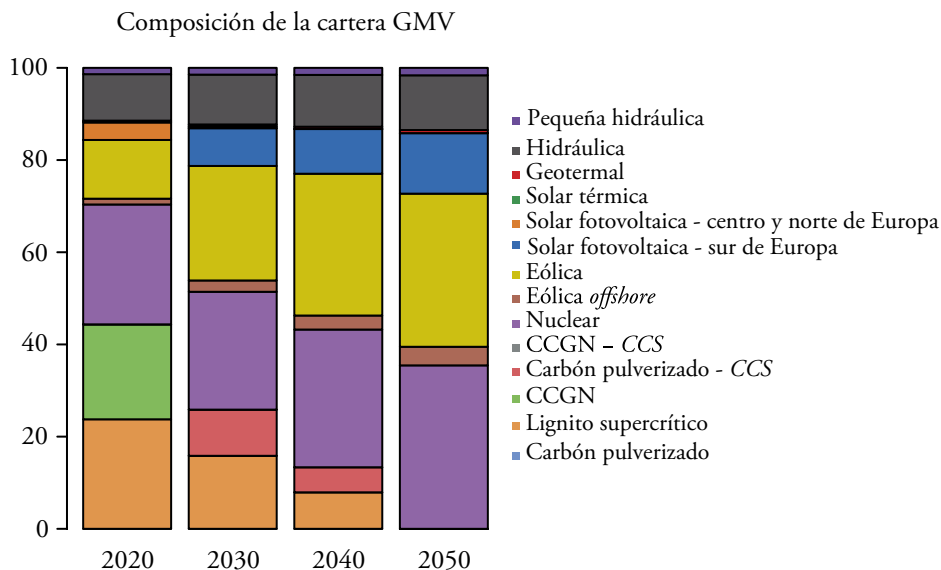
Para cada año considerado, la composición de las carteras GMV es la misma en todos los escenarios, lo cual era de esperar ya que estamos usando los mismos riesgos. Dicha composición se representa en el gráfico 6 y en el cuadro 12. Vemos como, a lo largo del período considerado, las tecnologías de generación emisoras, carbón y gas natural, van dejando paso a las tecnologías renovables, eólica y solar fotovoltaica principalmente. La energía nuclear y la hidráulica mantienen su papel de tecnologías de carga base en todos los años.

De esta forma, en caso de buscar el mínimo riesgo de inversión en tecnologías, la energía nuclear y la eólica *onshore* pasan a ser las principales energías de la cartera eficiente en 2050, con participaciones que superan cada una el 30%. Mientras que la energía nuclear ve incrementada su aportación del 26% al 35%, la eólica *onshore* ve casi triplicado su peso desde un 13% en 2020 a un 33% en 2050. La solar fotovoltaica-sur de Europa alcanzaría un importante 13%, mientras que la gran hidráulica completaría la cartera manteniendo un 12% de contribución (con una subida de apenas dos puntos porcentuales sobre la de 2020). Además, se puede establecer un perfil de comportamiento hasta 2030 y otro más allá de

Gráfico 6

Composición de la cartera GMV

(Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia.

este horizonte en relación con la presencia de tecnologías emisoras de CO₂. Las tecnologías emisoras basadas en el lignito y en ciclo combinado se ven reducidas del 25% en 2020 a la mitad en 2030, al 8% en 2040, y desaparecen en los tres últimos escenarios de 2050. La tecnología de Carbón CCS es necesaria ya en 2030 como en 2040. La participación es del 10% y del 5% respectivamente.

Cuadro 12

Composición de la cartera GMV

(Porcentaje)

Tecnología	2020	2030	2040	2050
Carbón pulverizado	0	0	0	0*
Lignito supercrítico	23,76*	15,84*	7,92*	0*
CCGN	20,60	0	0	0*
Carbón pulverizado - CCS	0,*	10,02*	5,44	0
CCGN - CCS	0*	0	0	0

Cuadro 12 (continuación)

Composición de la cartera GMV

(Porcentaje)

Tecnología	2020	2030	2040	2050
Nuclear	26*	25,56	29,87	35,46*
Eólica <i>offshore</i>	1,26*	2,46*	3,04*	4,04*
Eólica <i>onshore</i>	12,74*	24,84*	30,76*	33,21
Solar fotovoltaica - sur de Europa	0	8,20*	9,70*	13,14*
Solar fotovoltaica - centro y norte de Europa	3,79*	0	0	0
Solar térmica	0,20*	0,40*	0	0
Geotermal	0,20*	0,40*	0,50*	0,67*
Hidráulica	10,08*	10,81*	11,24*	11,87*
Pequeña hidráulica	1,37*	1,47*	1,53*	1,62*

Nota: Los valores con asterisco (*) indican el alcance del límite máximo propuesto por tecnología en el modelo –cuadro 1.

Fuente: Elaboración propia.

El cuadro 13 representa la cartera de mínimo coste (*GMC*) para 2020 y para todos los escenarios. El gráfico 7 representa, por su parte, las carteras *GMC* de cada escenario para los años 2030, 2040 y 2050.

Cuadro 13

Composición de la cartera GMC 2020

(Porcentaje)

Tecnología	
Carbón pulverizado	0,00
Lignito supercrítico	23,76*
CCGN	25,72*
Carbón pulverizado – CCS	0,00*
CCGN – CCS	0,00*
Nuclear	26,00*
Eólica <i>offshore</i>	1,26*
Eólica <i>onshore</i>	12,74*

Cuadro 13 (continuación)

Composición de la cartera GMC 2020

(Porcentaje)

Tecnología	
Solar fotovoltaica - sur de Europa	3,79*
Solar fotovoltaica - centro y norte de Europa	0,00
Solar térmica	0,00
Geotermal	0,20*
Hidráulica	5,16
Pequeña hidráulica	1,37*

Los valores con asterisco (*) indican el alcance del límite máximo propuesto por tecnología en el modelo –cuadro 1.

Fuente: Elaboración propia.

En caso de optar por una cartera de tecnologías con el mínimo coste (*GMC*) se repite prácticamente el mismo comportamiento que en la *GMV* en relación con la presencia de tecnologías emisoras. De nuevo, hasta 2030 las tecnologías emisoras basadas en el lignito y en ciclo combinado pasan del 24% en 2020 a en torno a la mitad en 2030. Aunque en 2040 –diez años antes que para la *GMV*– ya desaparecen ambas tecnologías de los escenarios de reducción de emisiones. A su vez las tecnologías de *CCS* para Ciclo Combinado son necesarias tanto en 2040 como en 2050, contribuyendo con participaciones en torno al 4-10%.

En esta cartera, la cartera *GMC*, la tecnología nuclear va incrementando su peso en la cartera a medida que se amplía el horizonte, pasando del 26% en 2020 al 35% en 2050.

En cuanto a renovables, la participación de la eólica *onshore* sigue el mismo comportamiento que para la cartera *GMV*, ampliando más si cabe su contribución en el horizonte 2050 hasta un relevante 41%. La tecnología renovable que se comporta de manera diferente en comparación con la composición de la cartera *GMV* es la gran hidráulica: su participación alcanza el 11% en los escenarios de reducción de emisiones de 2040, mientras que en el resto es menor, llegando incluso a desaparecer en los dos escenarios de reducción de emisiones (80% CE y

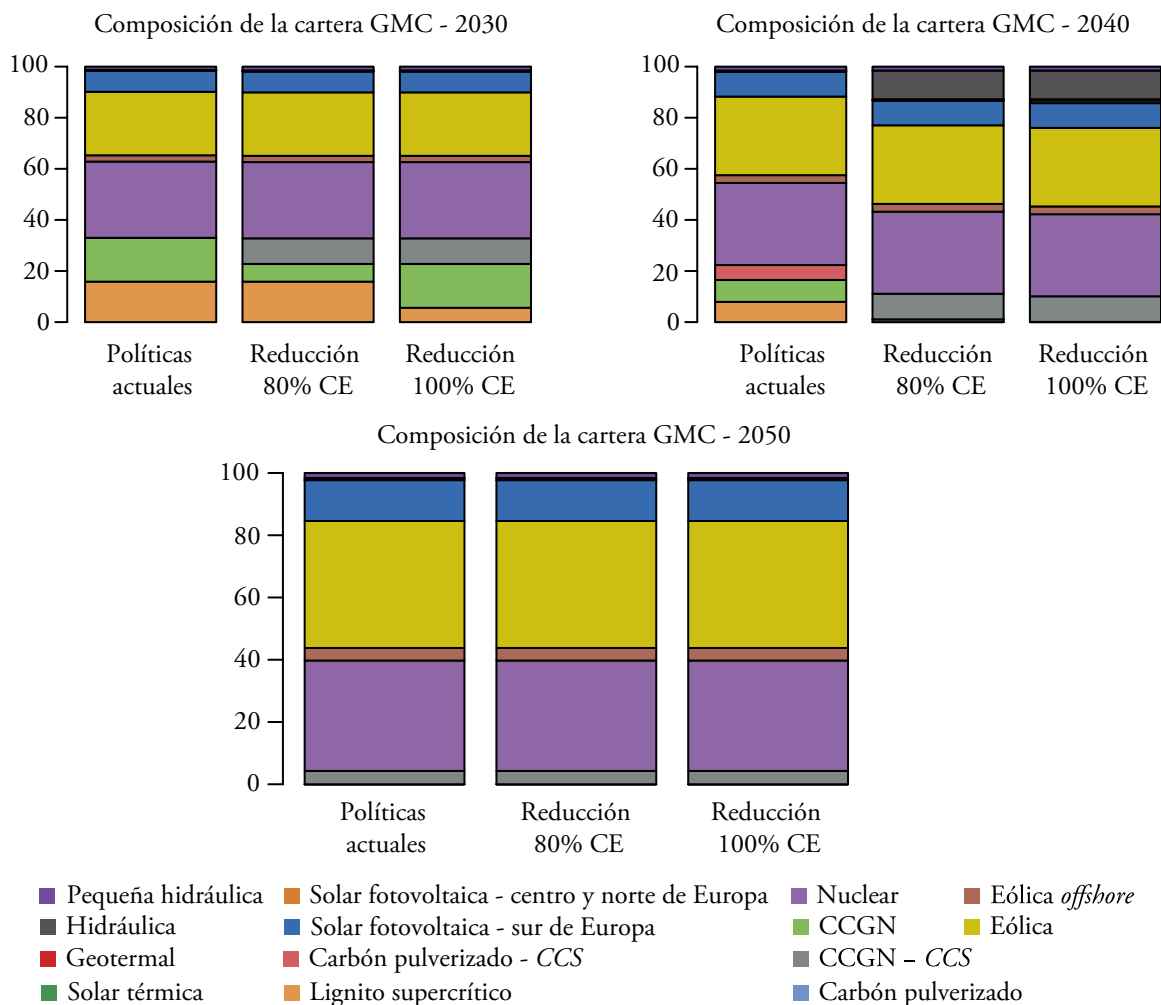
100% CE) de 2050. Por último la tecnología solar PV del sur de Europa sigue en términos generales el mismo comportamiento creciente con el avance del horizonte hasta situarse en el 13% de contribución a la cartera.

En caso de comparar ambas carteras, es posible interpretar qué tecnologías serían necesarias en caso de optar por ambos objetivos, y aquellas que serían necesas-

Gráfico 7

Composición de las carteras de mínimo coste por escenario para los años 2030-2050

(Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia.

rias en caso de optar por uno de los dos objetivos planteados: mínimo riesgo o mínimo coste de la cartera.

Así, las energías nuclear, eólica *onshore*, eólica *offshore*, solar PV del sur de Europa, geotermia y pequeña hidráulica serían necesarias tanto si se trata de minimizar el riesgo como de minimizar el coste. Estas tecnologías experimentan prácticamente el mismo comportamiento (de incremento) para los distintos escenarios y a medida que se amplía el horizonte temporal analizado. Destacan entre ellas la energía nuclear, con participaciones entre el 26% y el 35%, la eólica *onshore*, con participaciones entre el 13% y el 41%, y la solar PV del sur de Europa con una contribución entre el 4% y el 13%, dependiendo del escenario y horizonte.

En caso de optar por el mínimo riesgo sería necesaria la tecnología de carbón *CCS* y la gran hidráulica, además de las anteriormente señaladas. Alternativamente, para conseguir el mínimo coste se necesitaría disponer de la otra tecnología *CCS*, la de ciclo combinado, además del resto de tecnologías comunes comentadas.

4.3. Análisis de la diversificación de las carteras

En el gráfico 8 presentamos el valor medio para las carteras eficientes del índice Herfindahl-Hirschman (HH) por escenario y año. El índice HH, originalmente diseñado para medir la concentración de un mercado, nos proporciona una medida de la concentración de la cartera de generación. Su expresión se muestra en la ecuación [6]. Cuando aplicamos el índice HH a una cartera de generación, como quiera que desde un punto de vista de seguridad energética interesa que la concentración sea lo menor posible, tendremos que fijarnos en los valores más pequeños del mismo.

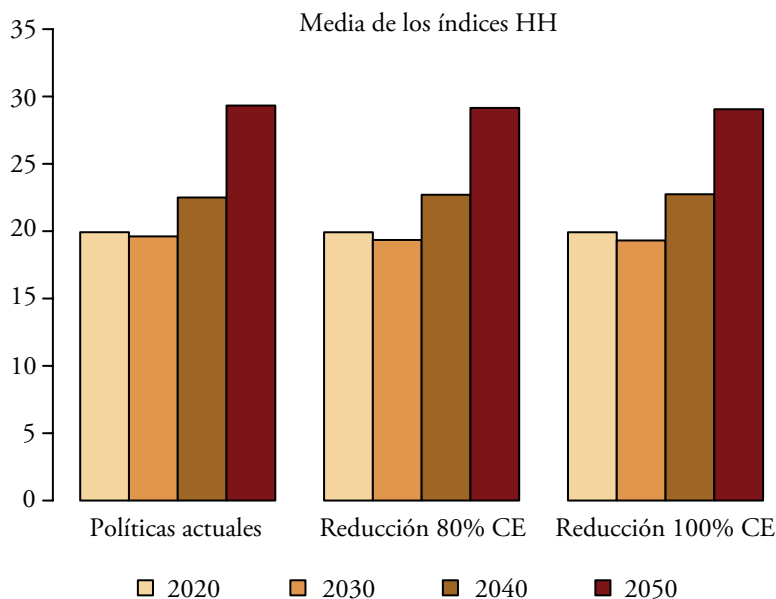
$$HH = \sum_{\forall i} x_i^2 \quad [6]$$

Como vemos en el gráfico 8, el patrón de evolución del índice HH es el mismo para todos los escenarios: una ligera mejora en 2030 y un empeoramiento de la diversificación en 2040 y, sobre todo, en 2050. Desde nuestro punto de vista, esto se debe a la desaparición de las tecnologías de generación contaminantes y

Gráfico 8

Valor medio del índice HH de las carteras eficientes para los escenarios y años considerados

(Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia.

su sustitución por tecnologías no emisoras ya presentes en la cartera en 2020 y 2030.

De esta forma el proceso de reducción de la diversificación con el avance de los horizontes es el esperado, ya que la reducción del número de tecnologías disponible se reduce. Sin embargo entendemos que en este nuevo paradigma de disposición únicamente de tecnologías renovables, la diversificación ha de pasar a caracterizarse por el estudio de la disponibilidad de las distintas localizaciones en la UE de las tecnologías renovables. Esto será motivo de estudio por los autores.

4.4. Análisis de las emisiones

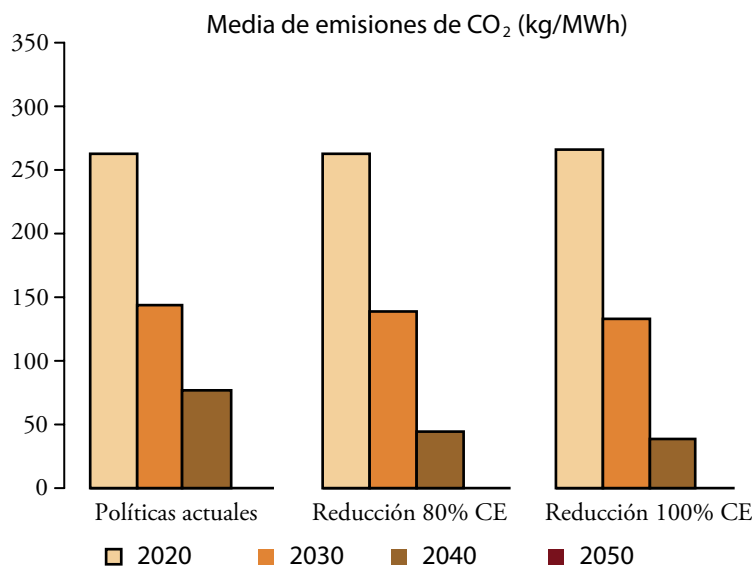
En el gráfico 9 mostramos el factor medio de emisión de CO₂ de las carteras eficientes. Para su elaboración, hemos usado los factores de emisión del cuadro 5. De nuevo, observamos un patrón común a todos los escenarios, que es la rápida

reducción de las emisiones de CO₂ hasta que, en 2050, podemos hablar de una generación totalmente limpia. Por supuesto, esto es una consecuencia directa de la restricción de tecnologías emisoras en ese año, pero todo (políticas públicas y privadas) parece indicar que ese es el camino a seguir. Además del efecto directo de la mencionada restricción, parece evidente que el incremento del coste de las tecnologías emisoras derivado del precio de emisión coadyuva a la obtención de una cartera libre de carbono.

Gráfico 9

Factor medio de emisión de CO₂ de las carteras eficientes para los escenarios y años considerados

(Porcentaje)



Fuente: Elaboración propia.

5. CONCLUSIONES

Dividiremos las conclusiones de este estudio en dos grupos. El primero se refiere a los resultados obtenidos del análisis de las carteras de mínimo riesgo, mientras que el segundo se refiere a los resultados obtenidos al analizar las carteras de mínimo coste. Es tarea del regulador decidir hacia cuál de estos objetivos dirigirse. Si se analiza la composición de ambas carteras objetivo *GMV* y *GMC* hay

una serie de tecnologías que participan en ambas carteras y presentan el mismo comportamiento. Así, la generación nuclear destaca como tecnología de carga base no emisora, ampliando su participación desde el 26% actual al 35%. Este resultado, más allá del dato numérico, conduce a pensar en la necesidad de mantener la energía nuclear como tecnología de carga base: como alternativa a un posible desarrollo incompleto del *electricity storage* para 2050. La participación de esta tecnología en el futuro energético de la UE adopta, por tanto, un papel relevante. Esta conclusión podría ser puesta en cuestión por algunas decisiones tomadas en países referenciales de la Unión Europea. Simplemente, a modo de ejemplo, en la República Federal de Alemania se ha adoptado la decisión de abandonar la energía nuclear y cesar la actividad de sus centrales en la próxima década, que actualmente suponen en torno al 10% del total de la producción nuclear de la UE.

A la energía nuclear, le acompaña como tecnología de carga base la gran hidráulica, que continuaría participando en torno a un 12% en 2050 en caso de buscar el mínimo riesgo de la cartera. Es por ello, que se trata de una tecnología interesante bajo un criterio de reducción del riesgo asumido, y no de coste.

En cuanto a las tecnologías con intermitencia destacan la eólica *onshore*, que ve triplicada su participación hasta alcanzar máximos del 33%-41% del total en 2050, y la energía solar fotovoltaica del sur de la UE, que alcanza un relevante 13% tanto en caso de perseguir el mínimo coste como el mínimo riesgo de la cartera. En ambos casos se podría concluir que se debe favorecer la presencia de ambas tecnologías en la cartera, ya que su presencia contribuye indistintamente a cumplir tanto los objetivos de mínimo riesgo como de mínimo coste asumidos por producir electricidad.

Alternativamente, en caso de que la UE opte por asumir el menor coste posible por producir electricidad, el modelo presenta para los tres escenarios considerados un patrón de comportamiento similar: mantenimiento del coste de generación hasta 2030 y reducción del mismo en 2040 y 2050. Las tecnologías emisoras sin CCS (lignito supercrítico y gas natural) solo dejan de estar presentes en la cartera de generación al forzar vía restricciones del modelo su ausencia.

En 2050, la situación es semejante en los tres escenarios: la generación de electricidad se apoyaría además de las tecnologías comunes señaladas, aún más en la

generación eólica *onshore* (alcanzando el 41% del total de la cartera), en la eólica *offshore* y tecnología *CCS* para los ciclos combinados. La hidráulica tendría un papel prácticamente testimonial.

Si por el contrario, la UE apuesta por generar electricidad asumiendo el menor riesgo posible, además de la participación de las tecnologías comunes ya comentadas, la cartera se completaría con el mantenimiento de la participación actual hidráulica (12%), con eólica *offshore* y tecnología *CCS* para el carbón. La eólica *onshore* quedaría con una participación máxima en 2050 del 33%.

Además, hay que señalar que si la UE decide asumir el menor riesgo posible por producir electricidad, vemos que el modelo confirma en todos los escenarios considerados la reducción de dicho riesgo a medida que se aproxima el horizonte al año 2050, hasta un entorno de 4 céntimos de euro por MWh. La diversificación de la cartera de generación empeora en todos los escenarios y tanto en las carteras *GMV* como en las *GMC* como consecuencia de la desaparición en 2050 de las tecnologías emisoras sin *CCS*. Esto podría afectar seriamente a la seguridad energética al concentrar la generación en un número menor de tecnologías.

Las emisiones de CO₂, por su parte, se ven reducidas al mínimo en 2050, año en el que las únicas tecnologías emisoras son las tecnologías con *CCS* y estas solo participan en las carteras *GMC* de dicho año.

Ya se han anticipado anteriormente algunas de las implicaciones políticas de los resultados obtenidos por los modelos. Si no hay avances relevantes en el ámbito de la eficiencia energética que condujesen a una reducción del consumo de electricidad, el avance apuntado de la energía nuclear y de la gran hidráulica precisaría la revisión de algunas decisiones ya tomadas en este momento o la compensación por parte de otros Estados en Europa de estas decisiones. En cualquier caso, no parece probable que en los próximos años las opiniones públicas en Europa cambien de tal manera que se llegue a favorecer el desarrollo de nueva capacidad nuclear o de gran hidráulica hasta alcanzar la participación obtenida en las participaciones obtenidas en los modelos expuestos. En consecuencia, si se asume que en los próximos años existirá una reducción de la potencia instalada en energía nuclear y el mantenimiento de la potencia en instalaciones de gran hidráulica, el

incremento de la participación de estas dos fuentes en el *mix* de generación necesaria para atender el consumo exige necesariamente la reducción de este a través del diseño e implantación de políticas eficaces de eficiencia energética.

REFERENCIAS

AIE. (2010). *Energy Technology Systems Analysis Program (ETSAP)*.

—(Ed.). (2011). *World energy outlook 2011*. Paris: OECD.

— (Ed.). (2012). *World energy outlook 2012*. Paris: OECD.

— (Ed.). (2018). *World energy outlook 2018*. Paris: OECD.

AIE y NEA (Eds.). (2015). *Projected Costs of Generating Electricity*. 2015 edition. Paris: OECD.

ARNESANO, M., CARLUCCI, A. P. y LAFORGIA, D. (2012). Extension of portfolio theory application to energy planning problem – The Italian case. *Energy*, 39(1), pp. 112–124. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.053>

AWERBUCH, S., BAZILIAN, M. y ROQUES, F. A. (2008). *Analytical methods for energy diversity and security : portfolio optimization in the energy sector : a tribute to the work of Dr. Shimon Awerbuch*. Elsevier Science.

AWERBUCH, S. y BERGER, M. (2003). Applying Portfolio Theory to EU Electricity Planning and Policy Making. *IAEA/EET Working Paper*, 03, EET, 3(February), 69. Disponible en: <https://pdfs.semanticscholar.org/0ca8/8df704e4f08ebb458bcf8c4cc418f3eaa634.pdf>

CHUANG, M. C. y MA, H. W. (2013). Energy security and improvements in the function of diversity indices—Taiwan energy supply structure case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 24, pp. 9–20. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.021>

CISCAR, J. C., SAVEYN, B., SORIA, A., SZABO, L., VAN REGEMORTER, D. y VAN IERLAND, T. (2013). A comparability analysis of global burden sharing GHG reduction scenarios. *Energy Policy*, 55, pp. 73–81. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.10.044>

COMISIÓN EUROPEA. (2011). A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. *COM(2011) 112 final*. (Vol. 34). Brussels, Belgium. Disponible en: <https://doi.org/10.1002/jsc.572>

— (2015). *A Framework Strategy for a Resilient Energy Union with a Forward-Looking Climate Change Policy*.

— (2016). *EU Reference Scenario 2016. Energy, Transport and GHG Emissions. Trends to 2050*.

— (2018). A Clean Planet for all: A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy - In-depth analysis in support of the Commission Communication. *COM(2018) 773 final*. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:-52018DC0773>

— (2019a). *Clean Energy For All Europeans*. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_860_final.pdf

— (2019b). *Fourth report on the State of the Energy Union*. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/publications/4th-state-energy-union_en

DELARUE, E., DE JONGHE, C., BELMANS, R. y D'HAESELEER, W. (2011). Applying portfolio theory to the electricity sector: Energy versus power. *Energy Economics*, 33(1), pp. 12–23. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2010.05.003>

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

EDENHOFER, O., MADRUGA, R. P., SOKONA, Y., SEYBOTH, K., MATSCHOSS, P., KADNER, S. y VON STECHOW, C. (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change. Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. Disponible en: <https://doi.org/10.1017/CBO9781139151153>

FANG, Y. (2011). Economic welfare impacts from renewable energy consumption: The China experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Elsevier Ltd. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.044>

GNANSOUNOU, E. (2008). Assessing the energy vulnerability: Case of industrialised countries. *Energy Policy*, 36(10), pp. 3734–3744. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.07.004>

GRUBB, M., BUTLER, L. y TWOMEY, P. (2006). Diversity and security in UK electricity generation: The influence of low-carbon objectives. *Energy Policy*, 34(18), pp. 4050–4062. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.09.004>

HICKEY, E. A., LON CARLSON, J. y LOOMIS, D. (2010). Issues in the determination of the optimal portfolio of electricity supply options. *Energy Policy*, 38(5), pp. 2198–2207. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.12.006>

JOHANSSON, B. (2013). Security aspects of future renewable energy systems—A short overview. *Energy*, 61, pp. 598–605. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.023>

KRUYT, B., VAN VUUREN, D. P., DE VRIES, H. J. M. y GROENENBERG, H. (2009). Indicators for energy security. *Energy Policy*, 37(6), pp. 2166–2181. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.006>

MARKOWITZ, H. (1952). Portfolio Selection*. *The Journal of Finance*, 7(1), pp. 77–91. Disponible en: <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1952.tb01525.x>

NEUHOFF, K. (2005). Large-Scale Deployment of Renewables for Electricity Generation. *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1), pp. 88–110. Disponible en: <https://doi.org/10.1093/oxrep/gri005>

PANWAR, N. L., KAUSHIK, S. C. y KOTHARI, S. (2011). Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), pp. 1513–1524. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.037>

PINHEIRO NETO, D., DOMINGUES, E. G., COIMBRA, A. P., DE ALMEIDA, A. T., ALVES, A. J. y CALIXTO, W. P. (2017). Portfolio optimization of renewable energy assets: Hydro, wind, and photovoltaic energy in the regulated market in Brazil. *Energy Economics*, 64, pp. 238–250. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.020>

ROMBAUTS, Y., DELARUE, E. y D'HAESELEER, W. (2011). Optimal portfolio-theory-based allocation of wind power: Taking into account cross-border transmission-capacity constraints. *Renewable Energy*, 36(9), pp. 2374–2387. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.02.010>

ROQUES, F., HIROUX, C. y SAGUAN, M. (2010). Optimal wind power deployment in Europe—A portfolio approach. *Energy Policy*, 38(7), pp. 3245–3256. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.07.048>

RUSS, P., CISCAR, J.-C., SAVEYN, B., SORIA, A., SZÁBÓ, L., VAN IERLAND, T., ... VIRDIS, R. (2009). Economic Assessment of Post-2012 Global Climate Policies. Analysis of Greenhouse Gas Emission Reduction Scenarios with the POLES and GEM-E3 models. <https://doi.org/10.2791/70332>

SENDECO2. (2019). Sendeco2. Consultado 14 de diciembre 2019, en: <https://www.sendeco2.com/es/>

SHAHRIARI, M. y BLUMSACK, S. (2018). The capacity value of optimal wind and solar portfolios. *Energy*, 148, pp. 992–1005. Disponible en: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.12.121>

VITHAYASRICHAREON, P. y MACGILL, I. F. (2012). Portfolio assessments for future generation investment in newly industrializing countries – A case study of Thailand. *Energy*, 44(1), pp. 1044–1058. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.04.042>

WHITE, B., LESSER, J., LOWENGRUB, P. y YANG, S. (2007). *A mean-variance portfolio optimisation of California's generation mix to 2020: Achieving California's 33 percent Renewable Portfolio Standard goal*. Disponible en: <https://www.energy.ca.gov/2007publications/CEC-300-2007-009/CEC-300-2007-009-D.PDF>

YI, T., ZHANG, Y. y GUO, Y. (2018). The calculation and optimization research of renewable energy investment efficiency under uncertain conditions. *Open Electrical and Electronic Engineering Journal*, 12(1), pp. 52–62. Disponible en: <https://doi.org/10.2174/1874129001812010052>